



DPT: 2606 - ÖİK: 617

SEKİZİNCİ BEŞ YILLIK KALKINMA PLANI

MADENCİLİK ÖZEL İHTİSAS KOMİSYONU RAPORU ENERJİ HAMMADDELERİ ALT KOMİSYONU PETROL-DOĞALGAZ ÇALIŞMA GRUBU

ANKARA 2001

ISBN 975 – 19 – 2826 - 5 (basılı nüsha)

Bu Çalışma Devlet Planlama Teşkilatının görüşlerini yansıtmaz. Yayın ve referans olarak kullanılması Devlet Planlama Teşkilatının iznini gerektirmez; İnternet adresi belirtilerek yayın ve referans olarak kullanılabilir. Bu e-kitap, <http://ekutup.dpt.gov.tr/> adresindedir.

Bu yayının 1000 adet basılmıştır. Elektronik olarak, 1 adet pdf dosyası üretilmiştir

Ö N S Ö Z

Devlet Planlama Teşkilatı'nın Kuruluş ve Görevleri Hakkında 540 Sayılı Kanun Hükmünde Kararname, "İktisadi ve sosyal sektörlerde uzmanlık alanları ile ilgili konularda bilgi toplamak, araştırma yapmak, tedbirler geliştirmek ve önerilerde bulunmak amacıyla Devlet Planlama Teşkilatı'na, Kalkınma Planı çalışmalarında yardımcı olmak, Plan hazırlıklarına daha geniş kesimlerin katkısını sağlamak ve ülkemizin bütün imkan ve kaynaklarını değerlendirmek" üzere sürekli ve geçici Özel İhtisas Komisyonlarının kurulacağı hükmünü getirmektedir.

Başbakanlığın 14 Ağustos 1999 tarih ve 1999/7 sayılı Genelgesi uyarınca kurulan Özel İhtisas Komisyonlarının hazırladığı raporlar, 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı hazırlık çalışmalarına ışık tutacak ve toplumun çeşitli kesimlerinin görüşlerini Plan'a yansıtacaktır. Özel İhtisas Komisyonları çalışmalarını, 1999/7 sayılı Başbakanlık Genelgesi, 29.9.1961 tarih ve 5/1722 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yürürlüğe konulmuş olan tüzük ve Müsteşarlığımızca belirlenen Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu Raporu genel çerçeveleri dikkate alınarak tamamlamışlardır.

Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı ile istikrar içinde büyümenin sağlanması, sanayileşmenin başarılması, uluslararası ticaretteki payımızın yükseltilmesi, piyasa ekonomisinin geliştirilmesi, ekonomide toplam verimliliğin artırılması, sanayi ve hizmetler ağırlıklı bir istihdam yapısına ulaşılması, işsizliğin azaltılması, sağlık hizmetlerinde kalitenin yükseltilmesi, sosyal güvenliğin yaygınlaştırılması, sonuç olarak refah düzeyinin yükseltilmesi ve yaygınlaştırılması hedeflenmekte, ülkemizin hedefleri ile uyumlu olarak yeni bin yılda Avrupa Topluluğu ve dünya ile bütünleşme amaçlanmaktadır.

8. Beş Yıllık Kalkınma Planı çalışmalarına toplumun tüm kesimlerinin katkısı, her sektörde toplam 98 Özel İhtisas Komisyonu kurularak sağlanmaya çalışılmıştır. Planların demokratik katılımcı niteliğini güçlendiren Özel İhtisas Komisyonları çalışmalarının dünya ile bütünleşen bir Türkiye hedefini gerçekleştireceğine olan inancımızla, konularında ülkemizin en yetişkin kişileri olan Komisyon Başkan ve Üyelerine, çalışmalara yaptıkları katkıları nedeniyle teşekkür eder, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı'nın ülkemize hayırlı olmasını dilerim.


Dr. Akın İZMİRLIOĞLU
Müsteşar

MADENCİLİK ÖZEL İHTİSAS KOMİSYONU

Başkan	: İsmail Hakkı ARSLAN	- ETİ GÜMÜŞ A.Ş.
Raportör	: Ergün YİĞİT	- ETİ HOLDİNG A.Ş.
Koordinatör	: Pınar ÖZEL	- DPT

ENERJİ HAMMADELERİ ALT KOMİSYONU

Başkan	: Prof.Dr.Eran NAKOMAN	- Dokuz Eylül Ün. (DEÜ)
Başkan Yrd.	: Veli ÜNAL	- TKİ
Raportör	: Saffet DURAK	- MTA

PETROL-DOĞALGAZ ÇALIŞMA GRUBU

Başkan	: Ülker AYDIN	- TPAO
Başkan Yrd.	: Yavuz DİLBAZ	- TPAO
Raportör	: Bülent TOKGÖZ	- TPAO
Üyeler	: Haldun SUCUKA	TPAO
	Osman TUFAN	TPAO
	Gültekin UZALP	Petrol İşl. Gn. Md.
	Huriye UZDİL	Petrol İşl. Gn. Md.
	Dilek ŞENAY	BOTAŞ
	Hüseyin BÖREKÇİ	DİE

İÇİNDEKİLER

ÖZET	1
1. GİRİŞ	4
1.1. Tanım ve Sınıflandırma	4
1.2. Sektörde Faaliyet Gösteren Uluslararası Organizasyonlar	6
2. DÜNYADA MEVCUT DURUM	8
2.1. Dünyada Petrol ve Gaz Rezervleri	8
2.1.1. Petrol Arama Faaliyetleri	13
2.2. Tüketim	17
2.2.1. Tüketim Alanları	17
2.2.2. Tüketim Miktar ve Değerleri	19
2.3. Üretim	28
2.3.1. Üretim Yöntemi ve Teknolojisi	28
2.3.2. Ürün Standartları	28
2.3.3. Sektörde Üretim Yapan Önemli Kuruluşlar	30
2.3.4. Mevcut Kapasiteler ve Kullanım Oranları	30
2.3.5. Üretim Miktar ve Değerleri	30
2.3.6. Birim Üretim Girdileri	39
2.3.7. Maliyetler	39
2.3.8. Stok Durumu	40
2.4. Uluslararası Ticaret	40
2.4.1. Ticaretle Etkin Uluslararası Kuruluşlar	40
2.4.2. Gümrük Vergileri ve Tavizler	40
2.4.3. İthalat - İhracat	41
2.4.4. Fiyatlar	41
2.4.5. AT, EFTA ve Benzeri Ülke Gruplarının Ticaretteki Yerleri	51
2.4.6. Komşu Ülkelerin Ticaretteki Yerleri	51
2.5. İstihdam	52
2.6. Çevre Sorunları	52
3. TÜRKİYE'DE DURUM	54
3.1. Ham Petrol ve Doğal Gazın Türkiye'de Bulunuş Şekilleri	54
3.1.1. Arama Faaliyetleri	54
3.2. Rezervler	55
3.3. Tüketim	75
3.3.1. Tüketim Alanları	76
3.3.2. Tüketim Miktar ve Değerleri	76
3.4. Üretim	79
3.4.1. Üretim Yöntemi ve Teknoloji	79
3.4.2. Ürün Standartları	80
3.4.3. Sektörde Üretim Yapan Önemli Kuruluşlar	80
3.4.4. Mevcut Kapasiteler ve Kullanım Oranları	81

3.4.5. Üretim Miktar ve Değerleri	82
3.4.6. Birim Üretim Giderleri	84
3.4.7. Maliyetler	84
3.4.8. Stok Durumu.....	84
3.5. Dış Ticaret	85
3.5.1. Gümrük Vergileri ve Teşvikler.....	85
3.5.2. İthalat İhracat.....	86
3.5.3. Fiyatlar.....	86
3.5.4. AT ve EFTA Benzeri Ülke Grupları İle Yapılan Ticaret	87
3.5.5. Komşu Ülkelerle Ticaret.....	87
3.6. İstihdam	90
3.7. Çevre Sorunu	91
3.8. TPAO'nun Yurt Dışında Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri	91
3.8.1. Yurt Dışında Petrol Aramacılığının Gerekçeleri	91
3.8.2. TPAO'nun Kazakistan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri	92
3.8.3. TPAO'nun Azerbaycan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri.....	94
3.8.4. TPAO'nun Türkmenistan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri	99
3.8.5. TPAO'nun Cezayir'deki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri	102
3.8.6. TPAO'nun Libya'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri	104
3.8.7. TPAO'nun Irak'taki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri.....	105
3.8.8. Turkish Petroleum International Company Ltd. (TPIC)'nin Faaliyetleri	107
3.8.9. TPIC'in Yurtiçi Faaliyetleri.....	107
3.8.10. TPIC'in Mısır Arap Cumhuriyetleri'ndeki Faaliyetleri.....	107
3.8.11. TPIC'in Azerbaycan'daki Faaliyetleri	108
3.8.12. TPIC'in Kazakistan'daki Faaliyetleri.....	108
4. MEVCUT DURUMUN DEĞERLENDİRİLMESİ	108
4.1. Yedinci Plan Dönemindeki Gelişmeler	108
4.2. Sorunlar	112
4.3. Dünyadaki Durum ve Diğer Ülkelerle Kıyaslama	114
5. SEKİZİNCİ PLAN DÖNEMİNDE BEKLENEN GELİŞMELER VE ÖNERİLER ...	117
5.1. Projeksiyonlar	117
5.1.1. Talep Projeksiyonu	117
5.1.2. Üretim Projeksiyonu.....	117
5.1.3. İhracat Projeksiyonu	120
5.1.4. İthalat Projeksiyonu	120
5.2. Teknolojik Alanda Beklenen Gelişmeler	121
5.3. Yatırımlar	122
5.3.1. Devam Eden Yatırımlar	123
5.3.2. Planlanan Yatırımlar	124
5.3.3. Muhtemel Yatırım Konuları	124
5.4. Sekizinci Plan Dönemine İlişkin Beklentiler	125
6. POLİTİKA ÖNERİLERİ	127

ÖZET

İnsanlığın en önemli ve vazgeçilmez gereksinimlerinden birisi enerjidir. Bugün kişi başına enerji tüketimi kalkınmışlığın ölçüsü olarak kullanılmaktadır. Çeşitli enerji kaynaklarının başında ise fosil yakıtlar gelmektedir. Petrol, kömür ve doğal gaz fosil yakıt denilince akla gelen ilk enerji kaynaklarıdır. Dünyanın bugünkü birincil enerji tüketiminde petrol, % 40'lık pay ile ilk sırayı alırken, doğal gaz % 23 ile, % 28'lik payı olan kömürün ardından gelmektedir.

Önümüzdeki yıllarda da petrol ve doğal gazın birincil enerji tüketiminde önemini koruyacağı aşikardır. Dolayısıyla bu stratejik enerjiye yönelik politikalar geliştirilmekte ve zamanın şartlarına uygun yatırım planları yapılmaktadır. Dünya petrol politikasını yönlendiren organizasyonların başında OPEC (Petrol Üreten ve İhraç Eden Ülkeler), UEA (Uluslararası Enerji Ajansı) ve bunların yanısıra bu alanda faaliyet gösteren çok uluslu petrol şirketleri gelmektedir.

Dünya'da yaşanan politik ve ekonomik olayların da son yıllarda dünya petrol arama ve üretim faaliyetlerine yön vermekte etkin bir rol oynadığı görülmektedir. Körfez Savaşı sonrasında Ortadoğu ve OPEC üyesi ülkeler arasında şartların olumsuz yönde değişmesi dünya petrol endüstrisini etkilemiştir. Diğer taraftan dünya petrol endüstrisinde en önemli hadise, Sovyetler Birliği'nin çökmesi ile yaşanmış, Bağımsız Cumhuriyetlerin liberal ekonomik sisteme geçme çabaları petrol üretim ve talep modellerinde değişikliğe sebep olmuştur.

Dünya üretilebilir petrol rezervleri 1998 yılı sonu itibariyle 1052,8 milyar varil, doğal gaz rezervleri ise 146,39 trilyon metre küptür. 1998 yılı üretimi ile, yeni rezervler bulunmazsa ispatlanmış petrol rezervleri 41 yıllık, doğal gaz rezervleri ise 63,4 yıllık ihtiyacı karşılayacak düzeydedir.

1998 yılı dünya hampetrol üretimi 3518,9 milyon ton, doğal gaz üretimi ise 2044,9 milyon ton petrol eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir.

Dünya enerji tüketimi nüfus artışına ve teknolojik gelişmelere bağlı olarak artmaktadır. Artan talebi karşılamak ve enerji arzının sürekliliğini sağlamak amacıyla bir yandan yeni enerji kaynakları aranırken, diğer yandan mevcut enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması için çeşitli inceleme ve araştırmalar yapılmaktadır.

Dünya ham petrol tüketimi 1998 yılında 3389,0 milyon ton, doğal gaz tüketimi ise 2016,4 milyon ton petrol eşdeğeri olmuştur.

Önümüzdeki yıllarda dünya petrol talebinde beklenmedik büyük artışların olmaması halinde petrol fiyatlarının büyük değişimler göstermesi beklenmemektedir.

Ülkemizde, başta milli petrol şirketi TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) olmak üzere, 1954 yılından 1998 yılı sonuna kadar 19'u yerli 142'si yabancı olmak üzere toplam 161 petrol şirketi faaliyette bulunmuşlardır.

1998 yılında Türkiye'de tek başlarına ve/veya ortaklıklar halinde üretim yapan 11 şirket mevcuttur. Bunlar; TPAO, Aladdin Middle East, Trans Med. Oil, Tür-Kan Petrol Ltd., Arco Turkey Inc., Dorchester ve Ersan Petrol Sanayii, NV Turkse Perenco, Petrom Exp. Mex.Inc., Thrace Basin Nat. Gas Corp., Huffco Turkey Inc. isimli şirketlerdir.

1998 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki kalan üretilebilir petrol rezervi 299 milyon varil, doğal gaz rezervi ise 9 milyar metreküpür.

Türkiye'de 1998 yılı toplam ham petrol üretim miktarı 3.2 milyon ton, doğal gaz üretim miktarı ise 564.5 milyon metreküp olarak gerçekleşmiştir.

Türkiye'nin 1998 yılı ham petrol tüketimi 28.1 milyon ton, doğal gaz tüketimi ise 10.3 milyar metreküp olmuştur. Petrol ve doğal gaz tüketiminin ekonomik gelişmeye paralel olarak artması beklenmektedir.

Türkiye birincil enerji arzının %62'si ithalatla karşılanmakta olup toplam tüketimde en büyük payı %58 ile petrol ve doğal gaz oluşturmaktadır. Türkiye'nin yerli ham petrol üretimi toplam ihtiyacın ancak %15-18'ini karşılamaktadır. Bu oran 1960'lı yıllardan bu yana yaklaşık aynı düzeyde seyretmektedir.

Bugüne kadar yapılan çalışmalar çerçevesinde, ülkemiz jeolojik açıdan yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip görünmüyorsa da, petrol ve doğal gazın stratejik hammaddeler oldukları düşünülerek yurt içi arama faaliyetlerinin devam ettirilmesi gereklidir.

Türkiye'deki arama ve üretim faaliyetlerinin büyük bir bölümünün yapıldığı Güneydoğu Anadolu'daki çalışmalar, bölgedeki olağanüstü durumdan etkilenmektedir. Bu nedenle önümüzdeki yıllarda petrol arama yatırımlarının nisbeten daha az aranmış bölgelere ve bilhassa denizlere kaydırılması yararlı olacaktır. Ayrıca, son yıllarda gelişen teknolojinin, derin deniz ortamlarında arama ve üretimi mümkün kılması, yurdumuzdaki bu tür alanların, bilhassa Karadeniz'in değerlendirilmesine olanak sağlamaktadır.

Aynı zamanda, Petrol Kanunu'nda yapılacak değişiklik ve düzenlemelerin ivedilikle sonuçlandırılması yabancı ve yerli gerçek yatırımcıları teşvik edici bir unsur olacaktır.

Türkiye'nin gittikçe artacağı beklenen enerji talebinin büyük kısmını oluşturan petrol ve doğal gazın ekonomimize getireceği mali külfetin azaltılması amacıyla, yurtdışında, özellikle Orta Asya Türk Cumhuriyetleri'nde petrol ve doğal gaz arama, üretim ve boru hattı ile taşıma çalışmalarına etkin bir şekilde ağırlık verilmelidir.

Tüm dünyada petrole ilişkin faaliyetler, aramadan üretime entegre bir yapı içinde yürütülmektedir. TPAO'nun yalnızca riski yüksek arama ve üretim alanlarında faaliyet göstermesi, daha karlı ve riski az, taşıma, rafinaj ve pazarlama alanlarında birimlerinin olmaması, yatırımlar için kaynak yaratılması bakımından önemli bir sorun oluşturmaktadır. Bu bakımdan TPAO'nun petrol sanayiinin tüm alanlarında faaliyeti bulunan bir holdinge dönüştürülmesi veya özerk bir yönetime sahip, taşıma, rafinaj, dağıtım ve pazarlama olanaklarıyla donatılmış bir yapıya kavuşması sağlanmalıdır.

Türkiye'deki yatırımların büyük çoğunluğu TPAO tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu yüzden TPAO her alanda desteklenmeli ve kuruluşa yatırımlar için gerekli kaynaklar sağlanmalıdır. TPAO'nun gerek yurtiçinde ve gerekse yurtdışında, uluslararası firmalarla rekabet edebilmesi için, kuruluşun modern teknolojiyi yakından izlemesi, istihdam ihtiyacının karşılanması, personelin bilgi ve deneyimlerinin artırılması büyük önem taşımaktadır.

Yurt dışındaki, bilhassa Asya Türk Cumhuriyetlerindeki petrol ve doğal gaz arama ve üretim çalışmaları bir devlet politikası olarak ele alınmalı ve ilgili kuruluşlar arasında gerekli koordinasyonlar sağlanarak, çalışmalar belirlenmiş plan ve programlar doğrultusunda yürütülmelidir.

1.GİRİŞ

1.1.Tanım ve Sınıflandırma

Ülkelerin kalkınmasında, vazgeçilemez girdilerin en önemlisi enerjidir. Bugün kişi başına enerji tüketimi kalkınmışlığın ölçütü olarak kullanılmaktadır. Ancak 21. yüzyılda bu göstergenin, enerji tasarrufunu önemseyen ve daha az enerji tüketimiyle çok daha fazla üretim yapma, düşüncesine doğru kayması beklenmelidir. Enerjinin üretilmesinde kullanılan çeşitli kaynakların başında fosil yakıtlar gelmektedir. Fosil yakıtların başlıcaları; petrol, kömür ve doğal gazdır. Dünyanın bugünkü enerji tüketiminde petrol % 40'lık pay ile ilk sırayı alırken, kömür % 28'lik, doğal gaz % 23'lük paylarla petrolün ardından gelmektedirler.

Alternatif enerji kaynaklarının aranması ve enerji alanında kullanılan teknolojilerin geliştirilmesi konusunda harcanan tüm çabalara karşın, bilimsel tahminlere göre önümüzdeki dönemde de enerji talebinde görülecek artışların büyük bir bölümünün, petrol ve doğal gaz ile karşılanması beklenmektedir.

Bu nedenle petrol ve doğal gaz, 2000'li yıllarda da ülkelerin kalkınmalarındaki önemini sürdürecektir ve ekonomik politikalarını yönlendirecektir. Her ne kadar petrol ve doğal gaz tüketiminin gittikçe artacağı varsayımı ile dünya rezervlerinin kısa sürede tükenebileceği düşünülse de, arama teknolojilerindeki yeni gelişmelerle bu rezervlere yenilerinin katılacağı düşünüldüğünde, petrol ve doğal gazın daha uzun yıllar birincil enerji kaynağı olarak dünya ülkelerinin gündeminde kalacağı yadsınamaz bir gerçektir.

Enerjinin elde edilmesinde petrol ve doğal gazın büyük stratejik öneme sahip olması nedeniyle, petrol endüstrisinde söz sahibi olmak isteyen ülkeler ile çok uluslu veya bağımsız şirketler ve kuruluşlar değişen koşulları dikkate alarak, politikalarını ve stratejilerini değiştirmekte ve yatırım planlarını gözden geçirmektedirler. Küreselleşme eğilimi her alanda olduğu gibi enerji sektöründe de etkisini göstermiş ve geçtiğimiz son dönemde büyük uluslararası petrol şirketleri arasında önemli birleşmeler olmuştur. Bu bağlamda; en azından enerji maliyetlerini düşürmek, teknoloji geliştirmek ve iş kapasitelerini geliştirmek amaçlarına yönelik olarak, BP'nin AMOCO ile, TOTAL'ın PETRO FINA ile, EXXON'un MOBIL ile, sonradan BP-AMOCO'nun ARCO ile ve TOTAL-PETRO FINA'nın ELF ile birleşmeleri örnek gösterilebilir. Bu gelişmelerin ışığında, dünya petrol ve doğal gaz rezervlerinin % 70'inden fazlasını elinde bulunduran Orta Doğu, Rusya ve Türk Cumhuriyetleri'nin komşusu olan Türkiye'de de, uzun vadeli petrol ve doğal gaz politikalarının yeniden gözden geçirilmesinde büyük yararlar bulunmaktadır.

Dünyanın en önemli enerji ve sanayi ham maddelerinden biri olan petrolün şimdiye kadar değişik tarifleri yapılmış ve oluşumu konusunda çeşitli varsayımlar ileri sürülmüştür.

Kimyasal yönden petrol oldukça karmaşık bir hidrokarbon (hidrojen ve karbon) karışımı olup nitrojen, oksijen ve sülfür bileşenlerini içerir. Rafine edilmiş petrolden ayırt etmek için **ham petrol** diye isimlendirilen sıvı petrol, ticari açıdan en önemli olanıdır. Ham petrol başlıca sıvı hidrokarbonlarla, değişen oranlarda çözülmüş gazlardan, katranlardan ve katkı maddelerinden oluşur. Petrol gazı, imal edilmiş gazdan ayırt etmek için genelde **doğal gaz** olarak adlandırılmış olup, büyük çoğunlukla metan gazı içeren hafif parafin hidrokarbonlarından oluşur. Yarıkatı ve katı haldeki petrol ise ağır hidrokarbon ve katrandan oluşur. Bu türden petrole, özel karakterlerine ve yöresel kullanımlarına bağlı olarak asfalt, zift, katran ve diğer isimler verilir.

Ham petrolün fiziksel özellikleri geniş limitler arasında değişmektedir. Çoğunlukla hafif (yüksek graviteli) petroler açık kahverengi, sarı veya yeşil renkli, ağır (düşük graviteli) petroleri ise koyu kahverengi veya siyah renklidirler. Yüksek graviteli petrolün rafinajından çoğunlukla benzin, gazyağı ve motorin gibi hafif ve beyaz mahsüller, düşük graviteli petrolün rafinajından ise daha ziyade fuel oil ve asfalt gibi ağır ve siyah mahsuller elde edilir.

Genel olarak petrolün, milyonlarca yıl önce yaşamış bitki ve hayvan kalıntılarının denizlerde biriken çökel katmanlar içerisinde, oksijensiz bir ortamda çürüyerek, belirli bir basınç ve sıcaklık altında ayrışmasından oluştuğu varsayılmaktadır.

İçerisinde petrol oluşan çökellere **ana kaya** adı verilir. Oluşan petrolün basınç altında sıkışan çökellerden küçücük damlacıklar halinde sızarak, içerisinde yerleştiği gözenekli ve geçirgen çökellere **hazne kaya** denir. Hazne kayanın üzerindeki petrolün kaçmasını önleyen geçirimsiz kayaç **örtü kaya** olarak adlandırılır. Petrolün kaçmasını engelleyip, birikimini sağlayan şartların bulunduğu yerlere **kapan** denir. Kapanın petrol ve gaz ihtiva eden kısmı **rezervuar** olarak adlandırılır. Eğer birçok petrol ve gaz rezervuarı bir tek jeolojik yapı içerisinde veya yakın ilişkili ise, bu rezervuarlar grubu **saha** olarak adlandırılır.

Petrol ve gaz sahalarının bulunması için öncelikle jeolojik etüdler yapılır. Bunu gravite, manyetik, rezistivite ve çoğunlukla da sismik yöntemlerden oluşan jeofizik etüdler izler. Ancak yeraltındaki bir petrol ve gaz rezervuarının gerçek lokasyonu ve büyüklüğü yalnızca kuyu açarak, üretim yapmakla belirlenebilir. Yeni bir rezervuar bulma ümidiyle açılan kuyuya **arama kuyusu** denir. Bu kuyuda petrol veya gaz rezervuarı bulunursa, kuyu **keşif kuyusu** olarak adlandırılır. Kuyudan petrol ve gaz üretilmez yalnızca su alınırsa kuyu **kuru kuyu** veya **sulu kuyu** diye isimlendirilir. Keşif kuyusundan sonra, aynı rezervuar üzerinde keşifi teyit etmek ve sahanın büyüklüğünü belirlemek amacıyla açılan kuyuya **tesbit kuyusu** diğer kuyulara ise **geliştirme kuyuları** denir. Üretim amacı ile açılmış kuyulara **üretim kuyusu** adı verilir.

Herhangi bir bölgenin petrol rezervi o bölgenin petrol kaynaklarından ayrı tutulmalıdır. Bölgedeki rezervuarlarda bilinen petrol ve gaz miktarı **yerinde rezervi** oluşturur. Ancak bunun büyük çoğunluğunu üretmek mümkün değildir. Petrolcülükte kullanılan en önemli terimlerden birisi olan **üretilebilir rezerv** ise, bugün kullanım için hazır olan petrol ve gazı içerir. Petrol kaynakları rezervlerden her zaman çok fazla olup; yerinde rezerv, olası bulunmamış ve geliştirilmemiş rezervlerle petrol üretilebilecek diğer kaynakları kapsar.

1.2. Sektörde Faaliyet Gösteren Uluslararası Organizasyonlar

Sektörde faaliyet gösteren en büyük iki organizasyon **OPEC** (Petrol Üreten ve İhraç Eden Ülkeler) ve **UEA** (Uluslararası Enerji Ajansı)'dır.

OPEC, 10-14 Eylül 1960 yılında Bağdat Konferansı sırasında İran, Irak, Kuveyt, Suudi Arabistan ve Venezuela tarafından kurulmuş olan hükümetler arası daimi bir organizasyondur. Esas amacı üye ülkeler arasında petrol politikalarını birleştirmek ve koordine etmek olup, petrol üreticisi ülkeler arasında petrol fiyatında istikrarı sağlamak, tüketici ülkelere ekonomik, istikrarlı ve verimli bir petrol arzı temin etmek ve ayrıca petrol endüstrisine yatırım yapan yatırımcılara iyi bir gelir sağlamaktır. 1960 yılında beş ülke tarafından kurulan ve ham petrol ihraç eden ülkeler olarak anılan OPEC'e 1961 yılında Katar'ın, 1962'de Libya Arap Halk Cemahiriyesi'nin ve Endonezya'nın, 1967'de Birleşik Arap Emirlikleri'nin, 1969'da Cezayir'in, 1973'de Ekvator'un ve 1975'de Gabon'un katılımıyla OPEC'in üye sayısı 13'e yükselmiştir. Ekvator üyelikten 1992 yılı sonunda çekilmiştir.

Batı dünyasının, petrol üreticisi ülkeler olan OPEC'den yaptığı ithalat 1950'li ve 1960'lı yıllarda her 5-6 yılda bir-iki kat artmıştır. Hızla artan tüketim ve aynı hızda artamayan üretim neticesinde dünya 1974 yılında ilk petrol krizi ile karşı karşıya kalmıştır. OPEC 1974 yılında kendi tabiriyle bu "irrasyonel" gidişi, ham petrol fiyatlarını dört kat arttırarak ve "üreticilerce yönetilen fiyat" mekanizmasını yerleştirerek durdurmak istemiştir.

Ham petrol ihraç eden ülkeler 1974 öncesi topraklarından çıkarılan petrole karşılık, büyük şirketlerle yaptıkları "concession" (imtiyaz) anlaşmaları uyarınca afişe fiyatlar üzerinden (posted price) belirli bir pay alıyorlardı. Bu afişe fiyat büyük uluslararası şirketlerce belirlendiğinden, üretici ülkelerin gelirleri de dolayısıyla bu şirketlerce belirlenmiş oluyordu. Fiyat afişmanının amacı da zaten hükümet paylarının belirlenmesiydi. İmtiyaz sistemi içinde varil başına devlet hissesi çok küçüktü ve afişe fiyatın yaklaşık yarısı civarındaydı. 1971-72'de Tahran Anlaşmasıyla bu durum biraz düzeltilmeye çalışıldıysa da, mevcut sistem içinde bir çözüm yaratamadı. OPEC ülkelerinin giderek düşen gelirlerinin yanısıra, dünyayı 1974'ün eşiğine getiren diğer ve en önemli faktör de, söz konusu ülkelerin ekonomik gelişmelerinin bağlı olduğu tek kaynak durumundaki petrolün süratle tükeniyor olmasıydı. 1974 krizi ile birlikte petrolün tükenirliği de ilk kez gündeme gelmiş oldu.

1974 sonrasında, petrolün mülkiyeti petrol şirketlerinin elinden çıkıp, büyük ölçüde üretici ülkelerin (OPEC) eline geçmiştir.

UEA, Dr. Henry Kissinger'in tavsiyelerine uygun olarak Kasım 1974'de OECD konseyi tarafından enerji problemleri konusunda işbirliğini geliştirmek amacıyla kurulmuştur. Bugün UEA'nın enerji politikasının ana hedefleri daha geniş bir yapı içinde aşağıdaki şekilde sıralanabilir:

- Uzun ve kısa vadede enerji arz güvenliğinin sağlanması,
- Enerji maliyetlerinin düşürülmesi,
- Enerji politikasının ekonomik politikalara azami katkısı sağlayacak şekilde ticaret, döviz, istihdam, büyüme gibi diğer önemli politikalarla uyum içinde olacak bir biçimde düzenlenmesi.

Bu hedeflere ulaşmak amacıyla izlenen politikalar ise şu başlıklar altında toplanabilir:

- Enerjinin verimli kullanımı,
- Enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi,
- Enerji alanında serbest ticaretin sağlanması,
- Acil durum tedbirleri (Talep kısma tedbirleri ve stoklar),
- Araştırma-Geliştirme faaliyetlerinin teşviki.

UEA'ya üye ülkeler alfabetik sıraya göre şunlardır: ABD, Avusturalya, Avusturya, Belçika, Danimarka, Almanya, Hollanda, İngiltere, İrlanda, İspanya, İsveç, İtalya, Japonya, Kanada, Lüksemburg, Norveç, Portekiz, Türkiye, Yeni Zelanda, Yunanistan.

1973 yılında petrol fiyatlarında meydana gelen olağanüstü artışları takiben kurulan Uluslararası Enerji Ajansı, OPEC üyesi ülkelerin şimşeklerini üzerine çekmiştir. Birçok OPEC üyesi, Uluslararası Enerji Ajansı'nı OPEC'i yıkmak için kurulmuş olan bir teşkilat olarak görmüştür. Uluslararası Enerji Ajansına üye ülkeler Kasım 1974'de "Uluslararası Enerji Programı" anlaşmasını imzalamışlar ve bu anlaşma Ocak 1976'da yürürlüğe girmiştir. Bu anlaşmaya göre üye ülkeler aşağıdaki ilkelere uymak zorundadırlar:

- Fevkalade tehlike durumunda petrol paylaşılacaktır.
- Petrol ithalatına bağımlılığı azaltmak için uzun vadeli işbirliği kuvvetlendirilecektir.
- Petrol piyasası ile ilgili bilgilerin akımı hızlandırılacaktır.
- Petrol üreticisi ve petrol tüketicisi ülkelerle ilişkiler geliştirilecektir.

2. DÜNYADA MEVCUT DURUM

2.1.Dünyada Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri

1980'li yılların başında 650-700 milyar varil civarında seyreden dünya hampetrol rezervi 1987 yılında Orta Doğu ve Venezuela'da gerçekleştirilen keşifler neticesinde büyük bir artış göstererek 900 milyar varil civarına yükselmiştir.

1997 yılında 1046,2 milyar varil olan ham petrol rezervi %0,63'lük artış göstererek 1998 yılı sonu itibariyle 1052,8 milyar varil olmuştur. OPEC, 800,5 milyar varillik rezervle dünya petrol rezervlerinin %76'sına sahiptir. Coğrafi bölgelere göre rezervlerin dağılımına gelince; dünya hampetrol rezervinin %64'üne Orta Doğu, %16,5'ine Amerika, %6,3'üne Eski Sovyetler Birliği, %7,0'sine Afrika, %10,2'sine OECD ülkeleri, kalan %4,2'sine ise Asya ve Avustralya bölgesi sahiptir.

Dünya petrol rezervleri 1998 yılı üretimleri ile 41 yıllık ihtiyacı karşılayacak düzeydedir. 1998 yılı üretim düzeyi ile, Orta Doğu'daki rezervler 83.2 yıl, Kuzey Amerika'dakiler 18,1 yıl, Latin Amerika'dakiler 37,4 yıl, OECD ülkelerindekiler 14,7 yıl ömüre sahiptir. 1998 yılı sonu itibariyle dünya ispatlanmış hampetrol rezervleri TABLO-1'de verilmiştir.

1997 yılında 144,76 trilyon m³ olan doğal gaz rezervi %1,12 artış göstererek, 1998 yılında 146,39 trilyon m³'e ulaşmıştır.

Doğal gaz rezervlerinin çoğu eski SSCB ve Orta Doğu'da yer almaktadır. Eski Sovyetler Birliği dünya doğal gaz rezervinin 56,7 trilyon m³ ile %38,7'sine, İran 23 trilyon m³ ile % 15,7'sine, ABD 4,74 trilyon m³ ile %3,2'sine, Katar 8,49 trilyon m³ ile %5,8'ine sahiptir.

1998 yılı üretimleri ile doğal gaz rezervleri dünyanın yaklaşık 63,4 yıllık ihtiyacını karşılayabilecek düzeydedir. 1998 yılı sonu itibariyle dünya doğal gaz rezervleri TABLO-2'de verilmiştir.

TABLO-1 : Dünya ispatlanmış petrol rezervleri (1998 sonu itibariyle)

	MİLYAR TON	MİLYAR VARİL	TOPLAM İÇİNDEKİ %PAYI	REZERV / ÜRETİM ORANI
ABD	3,8	30,5	2,9%	10,3
Kanada	0,8	6,8	0,6%	9,1
Meksika	6,9	47,8	4,5%	39,3
Toplam Kuzey Amerika	11,5	85,1	8,0%	18,1
Arjantin	0,4	2,6	0,2%	8,2
Brezilya	1,0	7,1	0,7%	19,8
Kolombiya	0,4	2,6	0,2%	9,3
Ekvator	0,3	2,1	0,2%	15,2
Peru	0,1	0,8	0,1%	18,4
Trinidad ve Tobago	0,1	0,5	0,0%	11,6
Venezuela	10,5	72,6	6,9%	60,9
Diğer Latin	0,2	1,2	0,1%	28,6
Toplam Latin Amerika	13,0	89,5	8,5%	37,4
Danimarka	0,1	0,9	0,1%	10,6
İtalya	0,1	0,6	0,1%	15,0
Norveç	1,4	10,9	1,0%	9,4
Romanya	0,2	1,4	0,1%	29,8
İngiltere	0,7	5,2	0,5%	5,2
Diğer Avrupa	0,2	1,7	0,2%	12,8
Toplam Avrupa	2,7	20,7	2,0%	8,4
Azerbaycan	1,0	7,0	0,7%	84,1
Kazakistan	1,1	8,0	0,8%	42,3
Rusya Federasyonu	6,7	48,6	4,6%	21,9
Türkmenistan	0,1	0,5	(+)	13,6
Özbekistan(*)	0,1	0,6	0,1%	10,0
Diğer BDT	0,1	0,7	0,1%	15,4
Toplam BDT	9,1	65,4	6,3%	24,8
İran	12,3	89,7	8,5%	65,3
Irak	15,1	112,5	10,7%	*
Kuveyt	13,3	96,5	9,2%	*
Umman	0,7	5,2	0,5%	16,0
Katar	0,5	3,7	0,4%	13,3
Suudi Arabistan	35,8	261,5	24,8%	80,7
Suriye	0,4	2,5	0,2%	12,2
Birleşik Arap Emirlikleri	12,6	97,8	9,3%	*

**TABLO-1 : Dünya ispatlanmış petrol rezervleri (1998 sonu itibariyle)-
DEVAM**

	MİLYAR TON	MİLYAR VARİL	TOPLAM İÇİNDEKİ %PAYI	REZERV / ÜRETİM ORANI
Diğer Orta Doğu(*)	(+)	0,2	(+)	9,7
Toplam Orta Doğu	91,2	673,6	64,0%	83,2
Cezayir	1,2	9,2	0,9%	19,8
Angola	0,7	5,4	0,5%	19,5
Kamerun	0,1	0,4	0,0%	10,4
Kongo	0,2	1,5	0,1%	16,8
Mısır	0,5	3,5	0,3%	11,4
Gabon	0,3	2,5	0,2%	19,2
Libya	3,9	29,5	2,8%	56,4
Nijerya	3,1	22,5	2,1%	28,8
Tunus	(+)	0,3	(+)	13,9
Diğer Afrika	0,1	0,6	0,1%	11,8
Toplam Afrika	10,1	75,4	7,0%	28,0
Avustralya	0,4	2,9	0,3%	13,5
Brunei	0,2	1,4	0,1%	24,2
Çin	3,3	24,0	2,3%	20,5
Hindistan	0,5	4,0	0,4%	14,5
Endonezya	0,7	5,0	0,5%	9,2
Malezya	0,5	3,9	0,4%	14,8
Papua Yeni Gine	(+)	0,3	(+)	11,5
Vietnam	0,1	0,6	0,1%	6,6
Diğer Asya	0,1	1,0	0,1%	11,6
Asya+ Avustralya	5,8	43,1	4,2%	15,9
Toplam Dünya	143,4	1.052,8	100,0%	41,0
OECD	14,4	107,2	10,2%	14,7
OPEC	108,8	800,5	76,0%	73,5
OPEC DIŞI	25,3	187,1	17,8%	15,4

NOT: Rezerv/Üretim oranı kaç yıllık daha rezerv bulunduğunun göstergesidir.

(*): 100 yılın üzerinde, (+):0.05'den az

Kaynak : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999'dan alınmıştır.

TABLO-2 : Dünya ispatlanmış doğal gaz rezervleri (1998 sonu itibariyle)

	TRİLYON M ³	TRİLYON KÜBİK FEET	TOPLAM İÇİNDEKİ % PAY	REZERV / ÜRETİM ORANI
ABD	4,74	167,20	3,2%	8,8
Kanada	1,81	63,90	1,2%	11,3
Meksika	1,80	63,50	1,2%	51,7
Toplam Kuzey Amerika	8,35	294,60	5,7%	11,4
Arjantin	0,68	24,10	0,5%	23,3
Bolivya	0,12	4,30	0,1%	37,9
Brezilya	0,23	8,00	0,2%	35,2
Kolombiya	0,20	6,90	0,1%	31,4
Ekvator	0,10	3,70	0,1%	*
Trinidad ve Tobago	0,52	18,30	0,4%	60,0
Venezuela	4,04	142,50	2,8%	*
Diğer Latin	0,32	11,20	0,2%	*
Toplam Latin Amerika	6,21	219,00	4,2%	71,5
Danimarka	0,11	3,90	0,1%	14,7
Almanya	0,35	12,30	0,2%	20,6
Macaristan	0,09	3,10	0,1%	24,4
İtalya	0,23	8,10	0,2%	12,2
Hollanda	1,79	63,10	1,2%	24,5
Norveç	1,17	41,40	0,8%	24,5
Romanya	0,37	13,20	0,3%	26,7
İngiltere	0,77	27,00	0,5%	8,5
Diğer Avrupa	0,33	11,80	0,2%	26,7
Toplam Avrupa	5,21	183,90	3,6%	18,3
Azerbaycan	0,85	30,00	0,6%	*
Kazakistan	1,84	65,00	1,3%	*
Rusya Federasyonu	48,14	1.700,00	32,9%	82,7
Türkmenistan	2,86	101,00	2,0%	*
Ukrayna	1,12	39,60	0,8%	63,6
Özbekistan	1,87	66,20	1,3%	34,7
Diğer BDT(*)	0,02	0,80	0,0%	62,1
Toplam BDT	56,70	2.002,60	38,7%	83,4
Bahreyn	0,12	4,20	0,1%	15,0
İran	23,00	812,30	15,7%	*
İrak	3,11	109,80	2,1%	*
Kuveyt	1,49	52,70	1,0%	*

TABLO-2 : Dünya ispatlanmış doğal gaz rezervleri (1998 sonu itibariyle)-DEVAM

	TRİLYON M ³	TRİLYON KÜBİK FEET	TOPLAM İÇİNDEKİ % PAY	REZERV / ÜRETİM ORANI
Katar	8,49	300,00	5,8%	*
Suudi Arabistan	5,79	204,50	4,0%	*
Birleşik Arap Emirlikleri	6,00	212,00	4,1%	*
Yemen	0,48	16,90	0,3%	*
Diğer Orta Doğu(*)	0,25	8,80	0,2%	*
Toplam Orta Doğu	49,53	1.749,60	33,8%	*
Cezayir	3,69	130,30	2,5%	50,7
Mısır	0,89	31,50	0,6%	72,9
Libya	1,31	46,40	0,9%	*
Nijerya	3,51	124,00	2,4%	*
Diğer Afrika	0,82	28,90	0,6%	*
Toplam Afrika	10,22	361,10	7,0%	*
Avustralya	1,26	44,60	0,9%	41,4
Bangladeş	0,30	10,60	0,2%	38,4
Brunei	0,39	13,80	0,3%	35,6
Çin	1,37	48,30	0,9%	62,1
Hindistan	0,54	19,00	0,4%	22,9
Endonezya	2,05	72,30	1,4%	29,9
Malezya	2,31	81,70	1,6%	56,0
Pakistan	0,61	21,60	0,4%	38,8
Papua Yeni Gine	0,15	5,40	0,1%	*
Tayland	0,35	12,50	0,2%	23,8
Vietnam	0,19	6,80	0,1%	*
Diğer Asya	0,65	22,90	0,4%	68,3
Toplam Asya+Avustralya	10,17	359,50	7,0%	41,4
Toplam Dünya	146,39	5.170,30	100,0%	63,4
OECD	14,44	509,90	9,9%	13,9
Avrupa Birliği (15)	3,31	116,80	2,3%	15,6

NOT: Rezerv/Üretim oranı kaç yıllık daha rezerv bulunduğunun göstergesidir.

(*): 100 yılın üzerinde, (+):0.05'den az

Kaynak : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999'dan alınmıştır.

2.1.1. Petrol Arama Faaliyetleri

Dünya birincil enerji tüketiminde; petrolün payı % 40, kömürün payı % 28, doğal gazın payı ise % 23'tür. Birincil enerji tüketiminde en büyük payın petrol ve doğal gaza ait olması ve gelişmiş ülkelerin yaşamlarını petROLSÜZ sürdüremeyecekleri dikkate alındığında, dünyada petrol arama, geliştirme ve üretim faaliyetlerine geçmişte olduğu gibi, önümüzdeki yıllarda da ağırlık verileceği tabiidir.

Son yıllarda dünyada yaşanan politik ve ekonomik olayların, petrol arama ve üretim faaliyetlerine yön verdiği gözlenmektedir. Örneğin; Körfez savaşı, Sovyetler Birliğinin çökmesi sonucu Bağımsız Cumhuriyetlerin yeni ekonomik sistemlere geçme çabaları gibi olgular, dünya petrol endüstrisini etkilemiş, üretim ve talep modellerinde değişikliğe neden olmuştur. Buna bağlı olarak arama stratejileri de değişikliğe uğramıştır. Sonuçta eski Sovyetler Birliği, özellikle petrol arama teknolojilerini geliştirmek, üretim sahalarının rehabilitasyonu, düşük verimlilikte ve bilinmeyen maliyetlerle çalışmakta olan rafineri ve petrokimya tesislerinin yenilenmesi düşünceleri doğrultusunda dünya petrol şirketleri ile işbirliği içine girmiştir.

Ayrıca; küreselleşmenin enerji sektöründe de etkisini göstermesi sonucunda, geçtiğimiz son dönemde büyük uluslararası petrol şirketleri arasında önemli ölçüde birleşmeler olmuştur. Japonya'da ve Kore'de verimliliği arttırmaya yönelik olarak, petrol sanayiinde çok yeni bazı yapısal düzenlemelere gidilmiştir. Çin Cumhuriyeti ise dışarıdan gelen ucuz petrol ürünleri karşısında, 1998 yılında iç piyasada petrol ürünleri fiyatlarını düşürmüş ve verimlilik sağlamak amacıyla 60 adet küçük rafinerinin kapatılmasını kararlaştırmıştır.

Bu değişik gelişmelere karşın; Uluslararası Enerji Ajansı (UEA), kısa dönemde enerji alanında kullanılan teknolojilerde bir değişiklik beklenmediği için, önümüzdeki dönemde de enerji talebindeki artışların % 90'nın petrol, doğal gaz ve kömür gibi birincil enerji kaynakları ile karşılanacağı görüşündedir.

Dünya'da 1998 yılında petrol ve doğal gaz aramaları ve üretimi amacıyla, yapılan harcamaların toplamı 89.0 milyar Dolardır. Bu harcamaların; 53.5 milyar Doları Kuzey Amerika dışında kalan ülkelere, 27.9 milyar Doları ABD'ye, 7.6 milyar Doları ise Kanada'ya aittir.

1999 yılında ise, dünya genelindeki arama ve üretim harcamalarının, çeşitli nedenlerle 1998 yılı harcamalarının % 11 eksiği ile, 79.2 milyar Dolar olacağı tahmin edilmektedir. Bu tahminler doğrultusunda yapılacak harcamaların % 63'nün Kuzey Amerika dışındaki ülkeler, % 28'nin ABD ve % 9'nun Kanada tarafından gerçekleştirileceği öngörülmektedir.

1998 yılının jeofizik aktivitesine bakıldığında, petrol ve doğal gaz aramaları amacıyla dünya genelinde yaklaşık 401 adet sismik ekibin çalıştığı gözlenebilir.

Bu ekiplerin; 129 adedi ABD’de, 36 adedi Orta Doğu ülkelerinde, 49 adedi Afrika’da, 35 adedi Kanada’da, 45 adedi Avrupa ülkelerinde, 43 adedi Uzak Doğu ülkelerinde, 7 adedi Avustralya’da, 57 adedi ise Latin Amerika ülkelerinde çalışmalarını sürdürmüşlerdir (TABLO-3).

TABLO-3: Dünyada 1998 yılı jeofizik aktiviteleri

Bölgeler	Sismik Ekip Sayıları			Bölgeler	Sismik Ekip Sayıları		
	Ocak 1998	Aralık 1998	Ocak 1999		Ocak 1998	Aralık 1998	Ocak 1999
Afrika	47	49	57	Orta Doğu	37	36	37
Avustralya	9	7	9	Latin Amerika	70	57	57
Kanada	78	35	38	ABD	126	129	120
Avrupa	40	45	42				
Uzak Doğu	45	43	39	Toplam	452	401	399

KAYNAK : Petroleum Information Corp./Dwght’s LLC Geophysical News.

Dünya genelinde 1998 yılında petrol ve doğal gaz bulmak amacıyla 3141 adet deniz sondajı yapılmıştır. Denizlerde açılan bu kuyuların; 935 adedi Meksika Körfezinde olmak üzere 1030 adedi Kuzey Amerika ülkeleri, 182 adedi Güney Amerika ülkeleri, 244 adedi İngiltere ve 190 adedi Norveç tarafından açılmak üzere 536 adedi Batı Avrupa ülkeleri, 24 adedi Azerbaycan ve Kazakistan tarafından açılmak üzere 35 adedi Doğu Avrupa ülkeleri, 329 adedi Afrika ülkeleri, 208 adedi Orta Doğu ülkeleri, 230 adedi Endonezya, 190 adedi Tayland ve 88 adedi Malezya tarafından açılmak üzere 712 adedi Uzak Doğu ülkeleri, 107 adedi Avustralya, 2 adedi ise Yeni Zellanda tarafından delinmiştir.

1999 yılına yönelik yapılan tahminlere göre ise, dünya genelinde denizlerde yapılacak sondaj sayısının, 1998 yılının % 9.5 eksiği ile, 2842 adet civarında olacağı beklenmektedir (TABLO-4).

1998 yılında; Dünya’daki petrol üreten ülkelerin tümünün ortalama günlük üretimlerinin toplamı, 1997 yılına oranla % 1.2 artarak, 75.24 milyon varil/gün olmuştur (UEA, World Oil/February 1999).

Dünya 1998 yılı ortalama günlük petrol üretiminin; 30.67 milyon varil/gün’ü OPEC ülkelerine, 21.88 milyon varil/gün’ü OECD ülkelerine, 21.05 milyon varil/gün’ü OECD dışında kalan ülkelere aittir.

Suudi Arabistan 8.08 milyon varil ortalama günlük üretimiyle, OPEC ülkelerinin başında yer alır. Ardından 3.61 milyon varil/gün ile İran, 3.12 milyon varil/gün ile Venezuela, 2.28 milyon varil/gün Birleşik Arap Emirlikleri, 2.11 milyon varil/gün ile Irak ve Nijerya, 1.79 milyon varil/gün ile Kuveyt gelmektedir.

OECD ülkelerinde ise, 8.37 milyon varil ortalama günlük üretimiyle ABD ilk sırayı almaktadır. Ardından 3.48 milyon varil/gün ile Meksika, 3.16 milyon varil/gün ile Norveç, 2.85 milyon varil/gün ile İngiltere ve 2.67 milyon varil/gün ile Kanada gelmektedir.

OECD dışında kalan petrol üreten ülkelerin başında ise, 7.27 milyon varil ortalama günlük üretimiyle Rusya Birleşik Devletler Topluluğu gelmektedir. İkinci sırayı 3.20 milyon varil ortalama günlük üretimiyle Çin Cumhuriyeti, üçüncü sırayı ise 1.26 milyon varil ortalama günlük üretimiyle Brezilya almaktadır.

Diğer taraftan doğal gazın oldukça temiz bir yakıt olması, dünyada büyük gaz rezervlerinin bulunması ve birçok ülkede petrol tüketiminin doğal gaz ile ikame edilecek olması önümüzdeki yıllarda doğal gaz arama ve üretiminin daha fazla önem kazanacağını göstermektedir.

Sonuç olarak; birincil enerji kaynağı olan petrol ve doğal gazın, ülkelerin enerji gereksinmelerinin karşılanmasında, önümüzdeki dönemde de büyük paya sahip olacağı düşünülmelidir.

TABLO-4 : Dünyada* 1998 yılında yapılan deniz sondajları ve 1999 yılı tahmini

Bölge veya Memleket	1999 Kuyuları (Tahmini)	1998 Kuyuları (Delinen)	% Fark	Bölge veya Memleket	1999 Kuyuları (Tahmini)	1998 Kuyuları (Delinen)	% Fark
Kuzey Amerika	895	1.030	-13,1	Congo	42	43	-2,3
Kanada	17	6	183,3	Mısır	68	59	15,3
Küba	2	1	100,0	Gabon	18	20	-10,0
Meksika	42	46	-8,7	Libya	3	3	0,0
U.S.-Alaska	4	5	-20,0	Nijerya	80	90	-11,1
U.S.-California	32	36	-11,1	Güney Afrika	7	10	-30,0
U.S.-Meksika Körf.	797	935	-14,8	Tunus	9	3	200,0
Diğerleri	1	1	0,0	Diğerleri	40	43	-7,0
Güney Amerika	182	182	0,0	Orta Doğu	217	208	4,3
Arjantin	22	25	-12,0	İran	32	21	52,4
Brezilya	90	85	5,9	Neutral Zone	10	12	-16,7
Şili	6	6	0,0	Katar	64	62	3,2
Peru	8	7	14,3	Suudi Arabistan	18	20	-10,0
Trinidad ve Tobago	55	53	3,8	Türkiye	0	0	-
Diğerleri	1	6	-83,3	BAE-Abu Dhabi	80	80	0,0
Batı Avrupa	427	536	-20,3	BAE-Dubai	8	9	-11,1
Danimarka	23	26	-11,5	Diğerleri	5	4	25,0
Fransa	0	1	100,0	Uzak Doğu	684	712	-3,9
Almanya	3	2	50,0	Brunei	21	24	-12,5
İtalya	14	27	-48,1	Çin	60	60	0,0
Hollanda	19	41	-53,7	Hindistan	69	52	32,7
Norveç	175	190	-7,9	Endonezya	210	230	-8,7
İngiltere	190	244	-22,1	Japonya	2	2	0,0
Diğerleri	3	5	-40,0	Malezya	80	88	-9,1
Doğu Avrupa	33	35	-5,7	Myanmar	0	3	-100,0
Arnavutluk	0	0	-	Pakistan	1	0	-
Bulgaristan	1	1	0,0	Filipinler	3	4	-25,0
Eski Sovyet Cum.	23	24	-4,2	Tayland	192	190	1,1
Rusya Fed.	b.y.	b.y.	-	Viet Nam	30	40	-25,0

TABLO-4 : Dünyada* 1998 yılında yapılan deniz sondajları ve 1999 yılı tahmini- Devam

Bölge veya Memleket	1999 Kuyuları (Tahmini)	1998 Kuyuları (Delinen)	% Fark	Bölge veya Memleket	1999 Kuyuları (Tahmini)	1998 Kuyuları (Delinen)	% Fark
Polonya	4	5	-20,0	Güney Pasifik	77	109	29,4
Romanya	5	5	0,0	Avusturalya	75	107	29,9
Afrika	327	329	-0,6	Yeni Zelanda	2	2	0,0
Angola	60	58	3,4	Dünya Toplamı	2.842	3.141	-9,5

KAYNAK : WORLD OIL / FEBRUARY 1999

* Bazı ülkeler tahminidir.

** Yalnız Azerbaycan ve Kazakistan'ı içermektedir.

b.y. : Bilgi yok

2.2.Tüketim

2.2.1.Tüketim Alanları

Dünya enerji tüketimi nüfus artışına ve teknolojik gelişmelere paralel olarak artmaktadır. Artan talebi karşılamak ve enerji arzının sürekliliğini sağlamak amacıyla bir yandan yeni enerji kaynakları aranırken, diğer yandan mevcut enerji kaynaklarının daha verimli bir şekilde kullanılması için çeşitli inceleme ve araştırmalar yapılmaktadır.

Odun, kömür ve petrol en eski ve yaygın olarak kullanılan enerji kaynaklarıdır. Günümüzde enerjinin çoğu petrolden elde edilmektedir. Doğada bulunduğu şekliyle petrol, hemen hemen yararsızdır. Yararlı ürünler haline dönüştürülebilmesi için rafine edilmesi gerekmektedir. Bu nedenle ham petrol rafinerilerde işlenerek çeşitli petrol ürünleri elde edilmektedir.

Başlıca petrol ürünleri ve kullanıldığı yerler özet olarak aşağıda verilmiştir.

LPG (Sıvı Petrol Gazı): Ham petrolü meydana getiren hidrokarbonlardan propan ve bütanın normal sıcaklık ve yüksek basınç altında sıvılaştırılmasıyla elde edilir. Evlerde ve sanayide geniş çapta kullanılan bu gazlar çelik tüpe doldurulmuş olarak tüketime sunulur (İpragaz, Aygaz, Mobilgaz gibi).

Nafta: Ham petrol ünitesinde üretilen ilk hafif ürün naftadır. Aynı zamanda petrokimya ve gübre sanayi hammaddesidir.

Benzin: Motor yakıtı olan benzin, ham petrolden kaynama noktaları 30-200⁰C olan hidrokarbonların ayrılmasıyla elde edilir.

Gazyağı: Ham petrolün damıtılmasıyla elde edilen gazyağı, kaynama noktası 160-250⁰C arasında değişen hidrokarbonlardan meydana gelmektedir. Isıtma, aydınlatma ve motor yakıtı olarak da uçaklarda kullanılmaktadır.

Motorin: Genellikle 200-360⁰C arasında kaynama noktası olan hidrokarbonların, ham petrolden ayrılmasıyla elde edilir ve dizel motorlarında yakıt olarak kullanılmaktadır.

Fuel Oil: Enerji üretimi veya ısıtmada kullanılan akaryakıttır. Fuel oiller akıcılıklarına göre hafif veya ağır olarak sınıflandırılmaktadır. Hafif fuel oil ısıtma kazanlarında yakıt olarak kullanılır. Ağır fuel oil, endüstri kazan yakıtıdır. Buhar kazanlarında kömür veya gaz yerine kullanılır.

Solvent: Benzin ile gazyağı arasında bir hidrokarbon sıvısı olan solvent, boya sanayiinde, kuru temizlemede, ormancılıkta, haşaratla savaşta eritici veya çözücü madde olarak kullanılmaktadır.

Makine Yağları: Ham petrolün %4-5 oranından fazlasını teşkil etmeyen makina ve gress yağları, endüstride çok önemlidir. Katı ve sıvı olmak üzere pek çok çeşitleri vardır.

Parafin: Makina yağları imal edilirken yan ürün olarak elde edilen parafin, beyaz renkte ve kristalize yapıdadır. Bu madde, kozmetik, kablo, bobin, transformatör, yağlı kağıt, karbon kağıdı, bandaj ve cephane yapımında kullanılmaktadır.

Doğal gaz, sanayide; buhar kazanlarında, fırınlarda, konut ve ticari sektörde ve mekan ısıtmasında yakıt olarak kullanılmaktadır. Ayrıca doğal gaz bir dizi petrokimyasal ürünün ham maddesini (mürekkep, zambak, diğer yapışkanlar, sentetik lastik, deterjan, naylon, fotoğraf filmi vb.) oluşturmaktadır. Gübre sektöründe de hammadde olarak kullanılmaktadır. Diğer taraftan doğal gazın en önemli kullanım alanlarından birisini elektrik üretimi oluşturmaktadır.

2.2.2. Tüketim Miktar ve Değerleri

Petrol üretimi, yıl içinde iklim şartlarına bağlı olarak değişiminin yanısıra, fiyat değişikliklerinden, alıcıların stok yapma tercihlerinden ve yakıtlararası rekabetten etkilenmektedir.

Dünya petrol tüketimi 1980'li yılların başlarında düşme eğilimi göstermiş olup, ilk kez 1981 yılında (İngiliz kömür işçilerinin grevinden dolayı) tüketimde artış gözlenmiştir. 1988-1998 döneminde Dünya petrol tüketimi TABLO-5'de verilmiştir. Tablo'dan görüleceği gibi 1988'de 63,215 milyon varil/gün olan dünya petrol tüketimi, düşen fiyatların etkisiyle 1998 yılında, eski Sovyetler Birliği hariç tüm dünyada artarak 71,530 milyon varil/gün'e çıkmıştır.

Ülkeler itibariyle petrol tüketimi ise TABLO-6'da verilmiştir. Tablo'dan da görüldüğü gibi, petrol en çok Kuzey Amerika ülkelerinde tüketilmekte, onu OECD Avrupa ülkeleri takip etmektedir. Asya ve Avustralya'da son dört yılda petrol tüketiminin hızla arttığı görülmektedir.

TABLO-5: Dünya petrol tüketimleri

YILLAR	TÜKETİM MİKTARI (Milyon Varil/Gün)	YÜZDE DEĞİŞME
1988	63.2	-
1989	64.4	1.9
1990	65.5	1.7
1991	65.5	0.0
1992	66.0	0.8
1993	65.8	-0.3
1994	67.1	2.2
1995	68.1	1.5
1996	69.7	2.3
1997	71.5	2.6
1998	71.5	0.0

Diğer taraftan, dünya birincil enerji tüketimine bakıldığında, geçmiş yıllarda olduğu gibi 1998 yılında da %40 ile en büyük payın petrole ait olduğu görülmektedir.

Dünyadaki bilinen rezerv miktarı ham petrol rezerv miktarına yakın olmasına rağmen kullanım miktarı, petrol kullanımının %60'ı civarında olan doğal gaz tüketimi yıldan yıla artış göstermektedir. 1980'li yılların ikinci yarısından itibaren çevre sorunlarının, ülkelerin enerji politikalarını ciddi boyutlarda etkilemeye başladığı görülmektedir. Bu durum, temiz bir yakıt olan doğal gazın, alternatif enerji kaynağı olarak kullanımının önümüzdeki yıllarda da önemli artışlar kaydedeceğini göstermektedir.

UEA'na üye ülkelerde toplam sektörel enerji tüketim payları TABLO-7'de verilmiştir.

1977 yılında doğal gaz; dünya birincil enerji tüketiminin %18'ini teşkil ederken, bu oran 1986'da %20.9'a, son yıllarda ise %23'e yükselmiştir. Ülkeler itibariyle dünya doğal gaz tüketimi TABLO-8'de verilmiştir. Tablo'dan görüldüğü gibi, 1998 yılı dünya toplam tüketimin %32,0'ı Kuzey Amerika'da, %54,6'sı OECD ülkelerinde, %23,6'sı BDT ülkelerinde, %15,6'sı Avrupa Birliği ülkelerinde, %20,3'ü az gelişmiş ülkelerde gerçekleşmiştir.

TABLO-6: Dünya ham petrol tüketimi

(Milyon TON)

ÜLKELER	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
ABD	782,2	789,3	809,8	807,7	836,5	848,0	852,4	0,5%	25,2
Kanada	74,9	77,0	78,7	76,3	79,5	82,1	83,2	1,3%	2,5
Meksika	71,2	71,0	77,9	71,4	73,9	77,9	81,9	5,1%	2,4
Toplam Kuzey Amerika	928,3	937,3	966,4	955,4	989,9	1.008,0	1.017,5	0,9%	30,1
Arjantin	19,6	19,5	20,0	20,1	21,3	22,0	23,1	5,0%	0,7
Brezilya	62,1	62,9	65,7	69,2	74,1	79,9	83,2	4,1%	2,5
Şili	7,4	8,0	8,8	9,7	10,5	11,2	11,6	3,6%	0,3
Kolombiya	10,6	11,0	11,3	12,0	12,4	12,5	12,3	-1,6%	0,4
Venezuela	19,7	19,4	19,6	20,0	19,0	18,7	18,4	-1,6%	0,5
Diğer Latin Amerika	56,8	58,5	61,7	63,8	65,5	67,4	68,1	1,0%	2,0
Toplam Latin Amerika	176,2	179,3	187,1	194,8	202,8	211,7	216,7	2,4%	6,4
Avusturya	11,3	11,4	11,3	11,3	11,6	11,9	12,3	3,4%	0,4
Belçika ve Lüksemburg	27,1	26,5	27,0	26,4	29,4	30,3	31,5	4,0%	0,9
Bulgaristan	5,4	5,6	5,8	5,6	5,3	5,6	5,2	-7,1%	0,2
Çek Cumhuriyeti	6,8	6,9	7,1	8,0	8,3	8,3	8,4	1,2%	0,2
Danimarka	9,0	9,5	10,1	10,5	11,4	11,1	10,8	-2,7%	0,3
Finlandiya	10,3	9,9	10,4	9,9	10,3	10,2	10,6	3,9%	0,3
Fransa	94,4	91,1	88,2	89,0	91,0	91,7	94,5	3,1%	2,8

TABLO-6: Dünya ham petrol tüketimi – Devam**(Milyon TON)**

ÜLKELER	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Almanya	134,3	136,3	135,1	135,1	137,4	136,5	136,6	0,1%	4,0
Yunanistan	16,1	16,7	16,9	17,6	18,2	18,4	18,7	1,6%	0,5
Macaristan	8,1	7,7	8,1	7,7	7,1	7,1	7,2	1,4%	0,2
İzlanda	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,0%	(+)
İrlanda Cumhuriyeti	5,1	5,1	5,6	5,7	6,0	6,6	7,4	12,1%	0,2
İtalya	94,5	92,6	92,5	95,5	94,2	94,6	94,7	0,1%	2,8
Hollanda	36,5	36,4	36,4	38,0	37,4	39,5	39,3	-0,5%	1,2
Norveç	9,0	9,5	9,6	9,6	10,1	10,3	10,1	-1,9%	0,3
Polonya	13,6	14,0	14,8	14,9	17,2	18,2	18,7	2,7%	0,5
Portekiz	12,8	12,0	12,0	12,9	12,1	13,0	14,1	8,5%	0,4
Romanya	12,7	12,1	11,2	13,5	13,0	13,7	12,1	-11,7%	0,4
Slovakya	3,8	3,0	3,3	3,2	3,4	3,6	3,6	0,0%	0,1
İspanya	52,8	51,3	53,5	56,3	58,7	62,0	66,4	7,1%	2,0
İsveç	16,4	16,1	17,0	16,1	17,4	16,1	16,2	0,6%	0,5
İsviçre	13,1	12,3	12,7	11,8	12,2	12,8	13,0	1,6%	0,4
Türkiye	23,5	27,0	25,8	28,4	29,8	30,0	30,1	0,3%	0,9
İngiltere	83,7	84,1	83,4	81,7	83,8	81,3	80,5	-1,0%	2,4
Diğer Avrupa	12,3	13,4	12,9	13,6	14,6	15,4	16,7	8,4%	0,5
Toplam Avrupa	713,3	711,2	711,4	723,1	740,7	749,1	759,6	1,4%	22,4
Azerbaycan	8,1	8,2	8,1	8,5	7,0	6,0	5,9	-1,7%	0,2
Beyaz Rusya	21,2	14,0	12,8	12,3	9,3	9,6	9,9	3,1%	0,3

TABLO-6: Dünya ham petrol tüketimi – Devam

(Milyon TON)

ÜLKELER	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Kazakistan	20,3	15,7	12,3	12,0	10,2	10,3	12,6	22,3%	0,4
Rusya Federasyonu	224,4	188,6	162,7	146,1	130,1	129,1	122,3	-5,3%	3,6
Türkmenistan	4,9	3,2	3,7	3,9	3,0	3,0	3,6	20,0%	0,1
Ukrayna	42,6	24,8	19,8	18,9	14,2	13,8	14,3	3,6%	0,4
Özbekistan	9,1	8,1	7,2	6,7	7,4	6,7	7,0	4,5%	0,2
Diğer BDT	17,4	13,1	9,6	8,5	7,2	8,2	8,8	7,3%	0,2
Toplam BDT	348,0	275,7	236,2	216,9	188,4	186,7	184,4	-1,2%	5,4
İran	50,0	51,8	54,3	59,6	62,2	60,8	58,0	-4,6%	1,7
Kuveyt	5,2	4,9	6,0	5,9	7,3	8,0	8,2	2,5%	0,2
Suudi Arabistan	51,4	52,1	53,5	51,4	53,7	55,4	59,1	6,7%	1,8
BAE	16,9	17,2	18,0	18,0	17,7	17,9	17,7	-1,1%	0,5
Diğer Ortadoğu	48,8	50,4	51,9	55,5	57,1	59,7	61,2	2,5%	1,8
Toplam Ortadoğu	172,3	176,4	183,7	190,4	198,0	201,8	204,2	1,2%	6,0
Cezayir	8,8	9,4	8,9	8,7	8,3	8,3	8,4	1,2%	0,3
Mısır	22,7	21,6	21,5	23,3	24,6	26,0	27,3	5,0%	0,8
Güney Afrika	17,3	18,0	18,8	20,1	20,7	21,0	21,3	1,4%	0,6
Diğer Afrika	48,6	50,1	52,2	52,7	53,3	54,1	55	1,7%	1,6
Toplam Afrika	97,4	99,1	101,4	104,8	106,9	109,4	112,0	2,4%	3,3
Avustralya	30,9	32,7	34,0	35,3	35,9	37,0	37,4	1,1%	1,1
Bangladeş	1,9	2,1	2,3	2,6	2,7	2,8	2,9	3,6%	0,1
Çin	129,0	140,5	149,5	160,7	174,4	185,6	190,3	2,5%	5,6

TABLO-6: Dünya ham petrol tüketimi – Devam**(Milyon TON)**

ÜLKELER	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Çin Hong Kong SAR	8,1	8,3	8,9	9,5	9,3	9,2	8,9	-3,9%	0,3
Endonezya	35,1	37,6	37,0	39,1	42,4	46,0	43,7	-5,0%	1,3
Japonya	258,5	252,7	268,4	268,6	269,9	266,3	255,0	-4,2%	7,5
Malezya	14,0	15,6	17,4	17,9	19,0	20,2	19,0	-5,9%	0,6
Yeni Zelanda	5,2	5,2	5,6	5,8	5,9	6,1	6,1	0,0%	0,2
Pakistan	12,4	13,5	14,5	15,8	16,6	16,5	17,5	6,1%	0,5
Filipinler	13,7	14,1	14,9	16,8	17,5	18,8	18,2	-3,2%	0,5
Singapur	21,7	23,0	26,8	27,9	27,5	29,1	29,2	0,3%	0,9
Güney Kore	72,3	79,3	87,0	94,8	101,4	110,3	93,3	-15,4%	2,8
Tayvan	28,4	30,2	32,3	34,7	34,8	36,0	37,2	3,3%	1,1
Tayland	23,6	26,8	29,8	34,7	37,5	37,8	34,5	-8,7%	1,0
Diğer Asya+Avustralya	10,8	11,3	11,8	12,1	13,6	14,6	15,3	4,8%	0,4
Asya+Avustralya	727,7	755,6	807,6	849,3	887,8	919,6	894,6	-2,7%	26,4
Toplam Dünya	3.163,2	3.134,6	3.193,8	3.234,7	3.314,5	3.386,3	3.389,0	0,1%	100,0
OECD	1.974,3	1.984,3	2.039,6	2.047,1	2.106,5	2.138,5	2.131,3	-0,3%	62,9
Avrupa Birliği (15)	604,5	599,0	599,4	606,0	618,9	623,2	633,6	1,7%	18,7
Az Gelişmiş Ülkeler	806,7	840,5	884,6	934,8	982,6	1.023,1	1.035,8	1,2%	30,6

NOT- : (+): 0,05'den az

KAYNAK: BP, Statistical Review of World Energy, June 1999

TABLO-7: UEA'na üye ülkelerde sektörler itibariyle enerji tüketim payları (%)

YILLAR	ENDÜSTRİ	KONUT+ TİCARET	ULAŞIM
1974	42.3	32.7	25.0
1980	40.3	33.7	26.0
1986	35.8	27.0	37.2
1998	35.8	36.2	28.0

KAYNAK: IEA Monthly Energy Review

TABLO-8 : Dünya doğal gaz tüketimi**(Milyon TEP)**

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
ABD	494,1	507,3	524,9	536,5	558,5	568,5	568,1	551,2	-3,0%	27,3
Kanada	56,7	60,2	61,6	63,8	63,8	66,9	67,3	63,3	-5,9%	3,1
Meksika	24,9	24,9	25,4	26,5	26,7	28,1	29,5	32,6	10,5%	1,6
Kuzey Amerika	575,7	592,4	611,9	626,8	649,0	663,5	664,9	647,1	-2,7%	32,0
Arjantin	19,9	20,1	21,2	21,9	24,3	25,7	25,7	26,7	3,9%	1,3
Brezilya	3,5	3,6	4,0	4,1	4,3	5,0	5,5	5,8	5,5%	0,3
Şili	1,3	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	2,4	2,5	4,2%	0,1
Kolombiya	3,7	3,6	3,8	3,7	4,0	4,2	5,3	5,6	5,7%	0,3
Venezuela	19,7	19,5	21,0	22,2	27,0	26,8	27,8	26,9	-3,2%	1,3
Diğer Latin Amerika	6,4	6,9	6,8	7,5	7,5	8,4	8,7	9,8	12,6%	0,5
Latin Amerika	54,5	55,2	58,2	60,9	68,6	71,6	75,4	77,3	2,5%	3,8
Avusturya	5,4	5,4	5,7	5,8	6,1	6,6	6,9	6,9	0,0%	0,3
Belçika ve Lüksemburg	9,0	9,0	9,9	9,7	10,6	11,8	11,3	12,4	9,7%	0,6
Bulgaristan	4,5	3,9	3,7	3,7	4,5	4,6	3,7	2,7	-27,0%	0,1
Çek Cumhuriyeti	5,3	5,2	5,3	5,4	5,9	7,0	7,0	6,8	-2,9%	0,3
Danimarka	2,1	2,2	2,5	2,7	3,1	3,7	3,9	4,3	10,3%	0,2
Finlandiya	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,0	2,9	3,3	13,8%	0,2
Fransa	27,5	28,3	29,0	27,8	29,6	32,5	31,2	33,7	8,0%	1,7
Almanya	56,6	56,7	59,8	61,1	67,0	75,2	71,3	71,6	0,4%	3,6
Yunanistan	0,1	0,1	0,1	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	11,8%	(+)
Macaristan	8,6	7,4	8,1	8,4	9,2	10,2	9,7	9,7	0,0%	0,5
İzlanda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
İrlanda Cumhuriyeti	1,9	1,9	2,2	2,2	2,3	2,7	2,8	2,8	0,0%	0,1
İtalya	41,5	41,1	42,1	40,8	44,9	46,4	47,9	51,5	7,5%	2,6
Hollanda	34,2	33,0	34,1	33,2	34,0	37,5	35,2	34,9	-0,9%	1,7

TABLO-8 : Dünya doğal gaz tüketimi – Devam

(Milyon TEP)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Polonya	7,9	7,8	8,1	8,2	8,9	9,5	9,4	9,4	0,0%	0,5
Portekiz	-	-	-	-	-	-	0,1	0,7	>100%	(+)
Romanya	22,3	22,8	22,7	21,8	21,6	21,8	18,0	16,4	-8,9%	0,8
Slovakya	4,6	4,2	4,5	4,3	4,7	4,9	5,1	5,1	0,0%	0,3
İspanya	5,5	5,9	5,8	6,5	7,5	8,4	11,1	11,8	6,3%	0,6
İsveç	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,0%	(+)
İsviçre	1,8	1,9	2,0	2,0	2,2	2,4	2,3	2,4	4,3%	0,1
Türkiye	4,0	4,1	4,5	5,9	6,2	8,1	8,5	8,9	4,7%	0,4
İngiltere	51,1	51,0	58,1	60,5	65,4	76,4	77,0	79,9	3,8%	4,0
Diğer Avrupa	6,0	5,1	4,8	3,7	3,8	5,3	5,4	5,2	-3,7%	0,3
Toplam Avrupa	305,1	302,5	318,7	319,8	343,8	381,7	374,7	384,5	2,6%	19,1
Azerbaycan	13,6	10,6	7,8	7,3	7,2	5,3	5,0	4,7	-6,0%	0,2
Beyaz Rusya	13	15,1	14,0	12,3	11,1	11,7	13,3	13,5	1,5%	0,7
Kazakistan	11,8	12,2	11,7	9,2	9,7	8,1	6,4	6,5	1,6%	0,3
Rusya Federasyonu	388,0	375,5	374,4	351,8	340,0	341,9	315,3	328,3	4,1%	16,3
Türkmenistan	8,6	8,4	8,4	9,2	7,2	9,0	9,1	8,6	-5,5%	0,4
Ukrayna	109,3	93,2	83,6	73,2	68,6	74,2	66,8	61,9	-7,3%	3,1
Özbekistan	33,4	33,6	36,6	37,2	38,1	39,0	40,9	42,3	3,4%	2,1
Diğer BDT	21,2	16,8	11,5	10,2	10,3	8,5	9,1	10,3	13,2%	0,5
Toplam BDT	598,9	565,4	548,0	510,4	492,2	497,7	465,9	476,1	2,2%	23,6
İran	20,5	22,5	23,9	28,6	31,5	36,1	42,3	46,5	9,9%	2,3
Kuveyt	0,5	2,4	4,9	5,4	8,4	8,4	8,3	8,4	1,2%	0,4
Suudi Arabistan	28,8	30,6	32,3	33,9	34,2	40,0	40,8	41,4	1,5%	2,1
BAE	18,3	16,9	17,7	19,5	22,3	24,4	25,7	26,8	4,3%	1,3
Diğer Ortadoğu	17,3	23,4	24,6	25,6	26,6	27,5	29,6	31,5	6,4%	1,6
Toplam Ortadoğu	85,4	95,8	103,4	113,0	123,0	136,4	146,7	154,6	5,4%	7,7
Cezayir	15,3	16,0	16,7	17,6	18,9	19,3	18,0	19,4	7,8%	1,0
Mısır	6,9	7,5	8,7	9,4	9,9	10,4	10,5	11,0	4,8%	0,5
Güney Afrika	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diğer Afrika	9,0	9,7	9,4	10,3	10,8	11,8	13,1	13,4	2,3%	0,7
Toplam Afrika	15,9	17,2	18,1	19,7	39,6	43,1	45,8	45,8	0,0%	2,2
Avustralya	15,3	15,2	15,7	17,5	17,6	17,9	17,6	18,3	4,0%	0,9
Bangladeş	4,6	4,8	5,2	5,5	6,0	6,8	6,8	7,0	2,9%	0,4
Çin	13,4	13,6	14,6	14,9	15,9	15,9	17,4	17,4	-	0,9
Çin Hong Kong Sar	-	-	-	-	(+)	1,5	2,4	2,3	-4,2%	0,1
Hindistan	12,7	14,3	14,7	15,7	17,7	18,5	19,1	20,9	9,4%	1,0
Endonezya	19,5	20,3	21,5	24,6	27,0	28,2	27,6	28,7	4,0%	1,4
Japonya	49,2	50,4	50,7	54,3	55,0	59,5	58,6	62,5	6,7%	3,1

TABLO-8 : Dünya doğal gaz tüketimi – Devam (Milyon TEP)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Malezya	8,1	9,5	11,7	12,3	12,4	14,3	15,3	18,4	20,3%	0,9
Yeni Zelanda	4,2	4,4	4,3	4,0	3,7	4,3	4,6	3,9	-15,2%	0,2
Pakistan	10,0	10,3	10,8	11,8	13,1	13,7	13,8	14,2	2,9%	0,7
Filipinler	-	-	-	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	60,0%	(+)
Singapur		1,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,0%	0,1
Güney Kore	3,5	4,6	5,7	7,6	9,2	12,2	15,0	14,1	-6,0%	0,7
Tayvan	2,7	2,8	2,7	3,6	3,9	4,0	4,6	5,7	23,9%	0,3
Tayland	6,3	6,8	7,6	8,6	9,0	10,7	13,1	14,1	7,6%	0,7
Diğer Asya+ Avustralasya	2,3	2,4	2,7	2,9	3,0	3,4	3,8	4,1	7,9%	0,2
Asya+Avustralya	151,8	160,4	169,3	184,7	194,9	212,3	225,8	225,8	0,0%	11,6
Toplam Dünya	1.787,3	1.788,9	1.827,6	1.835,3	1.911,1	2.006,3	1.999,2	2.016,4	0,9%	100,0
OECD	893	911,8	947	969,6	1.012,3	1.063,6	1.103,0	1.101,0	-0,2%	54,6
Avrupa Birliği (15)	237,7	238,1	252,5	253,7	271,5	301,8	302,1	314,5	4,1%	15,6
Az Gelişmiş Ülkeler	254,9	275,6	295,8	321,3	343,0	377,0	396,8	409,9	3,3%	20,3

NOT: (+): 0.05'den az

Kaynak : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999

2.3. Üretim

2.3.1. Üretim Yöntemi ve Teknolojisi

Yeraltında gözenekli ve geçirken bir ortamda bulunan hidrokarbonun rezervuardan kuyuya akışını sağlayan temel mekanizmalar; üretimle oluşacak basınç düşüşü ile kayaç ve mayi genişmesi, petrolün içinde erimiş halde bulunan gazın basınç düşüşü ile serbest hale gelerek genişmesi, su itimi ve gravite etkisidir. Rezervuardaki hidrokarbonların bu mekanizmaların yardımı ile ve doğal enerjisi ile kuyu içine akmasıyla gerçekleştirilen üretime **birincil üretim** denir.

İkincil üretim yöntemleri ise rezervuara çeşitli mayilerin enjekte edilmesi ile nihai üretimin artırılmasına yöneliktir. Rezervuarın basıncını ve hidrokarbonların üretim kuyularına akışını arttırmayı hedefleyerek enjekte edilen maddeler arasında su, karbondioksit çeşitli kimyevi maddeler, buhar ve hidrokarbonlar sayılabilir.

Yeraltındaki hidrokarbon yüksek basınca sahip ise açılan kuyudan kendi enerjisi ile yüzeye gelir. Yüzeye gelmek için yeterli enerjiye sahip olmayan hidrokarbonların üretimi ise pompa sistemleri ile yapılır. Dünyada bu konuda belli başlı sistemler; kuyuya gaz enjeksiyonu ile üretim sistemi, hidrolik, at kafası, burgu, elektrikli dalgıç pompa sistemleridir. Dünyada kullanımı en yaygın olan pompa at kafası pompalarıdır.

2.3.2. Ürün Standartları

Dünyada üretilen petrolün sınıflandırılmasında dikkate alınan en önemli faktörler petrolün özgül ağırlığı, akma özelliği ve içerdiği kükürt miktarı gibi özellikleridir. Amerikan Petrol Enstitüsü (API) tarafından çıkarılan ve özgül ağırlığa bağlı API gravite tanımı, bütün dünyada petrolün sınıflandırılması için genel kabul görmüştür. Bu tanıma göre, düşük özgül ağırlıklı petrolün API gravitesi yüksektir.

Petrolün graviteye göre sınıflandırılması aşağıdaki gibidir.

	API	Rezervuar Sıcaklık ve Basıncında Akışkanlık (mPaS)
Hafif	>31,1	-
Orta	20-31,1	<100
Ağır	10-20	100-10.000
Tabii Bitümen	<10	>10.000

Kolay üretilebilir olması, taşınabilmesi ve işlenebilmesi sebebi ile günümüzde dünya petrol talebinin %90'ı hafif ve orta petrol ile karşılanmaktadır. Dünya petrol kaynaklarının ancak %25'ini hafif ve orta petrol teşkil etmektedir.

Dünyada ağır petrol rezervleri fazla miktarda (Brezilya, Kanada, Amerika, SSCB ve Venezuela vb.) bulunmaktadır. Ancak, ağır petrolün taşınması ve mevcut rafinerilerde ham madde olarak kullanılması için iyileştirilmesi gerekmektedir. Ağır petrol kaynaklarının ortaya çıkarılması, iyileştirilmesi ve sahaların geliştirilmesi ilave maliyet gerektirmektedir. Enerji arz/talep dengeleri, petrol fiyatlarındaki değişim, yeni ve gelişmiş teknolojilerin ortaya çıkması ağır petrol sahalarının geliştirilmesi çalışmalarını etkilemektedir.

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

Petrol, içerdiği kükürt miktarı açısından da sınıflandırılır. Bu konuda belirlenmiş kesin sınırlar yoktur. Bununla birlikte, genelde kükürt yüzdesinin %0,5'in altında olması durumunda, petrol kükürtsüz (sweet) kabul edilir.

Doğal gazda ise ürün standardı, gazın ısı değerine bağlı olarak belirlenmektedir.

2.3.3. Sektörde Üretim Yapan Önemli Kuruluşlar

Çok uluslu büyük petrol şirketleri ile endüstrileşmiş büyük tüketici ülkelerin petrol piyasası üzerinde söz sahibi olmaya başlaması, OPEC'in piyasadaki üstünlüğüne gölge düşürmüştür. Bugün dünyanın en büyük şirketleri sıralamalarında da ilk sıralarda yer alan bu kuruluşların bazıları şunlardır; Exxon (ABD), Royal Dutch/Shell (İngiltere-Hollanda), British Petroleum (İngiltere), Mobil (ABD), Eni (İtalya), Elf Aquitaine (Fransa), Chevron (ABD), Texaco (ABD), Total (Fransa), Amoco (ABD). Küreselleşme eğilimi her alanda olduğu gibi enerji sektöründe de etkisini göstermiş ve geçtiğimiz son dönemde büyük uluslararası petrol şirketleri arasında önemli birleşmeler olmuştur. Bu bağlamda; en azından enerji maliyetlerini düşürmek, teknolojiyi geliştirmek ve iş kapasitesini geliştirmek amaçlarına yönelik olarak, BP'nin AMOCO ile, TOTAL'ın PETRO FINA ile, EXXON'un MOBIL ile, sonradan BP-AMOCO'nun ARCO ile ve TOTAL-PETRO FINA'nın ELF ile birleşmeleri örnek gösterilebilir.

2.3.4. Mevcut Kapasiteler ve Kullanım Oranları

Mevcut kapasiteler ve kullanım oranları üzerine kesin veriler bulmak mümkün olmamaktadır. OPEC üyeleri petrol fiyatlarını fazla düşürmemek için kapasitelerinin altında üretim yapmaktadırlar. Irak kapasitesini kullanmazken, Kuveyt hızla eski kapasitesine ulaşmaya çalışmaktadır. Rusya'nın üretim kapasitesinde büyük düşüşler olurken, Norveç'de ek kapasiteler yaratılmıştır.

2.3.5. Üretim Miktar ve Değerleri

1979-1980'de meydana gelen ikinci petrol fiyat şoku neticesinde petrol fiyatının 38 Dolar/Varil'e çıkması tüketimin ve dolayısı ile üretimin azalmasına neden olmuştur. Bu dönemde üretim düşüşünün tüm yükünü OPEC ülkeleri çekmek zorunda kalmıştır. OPEC üretim fazlalığı nedeniyle fiyatlarda meydana gelecek düşmeyi önlemek için kısıtlamalar yapıp kotalar uygularken, diğer ülkeler serbest bir şekilde petrol üretmişlerdir. Yüksek fiyatlar OPEC dışı üretim kapasiteleri ve fiili üretim miktarlarının artmasına imkan sağlamıştır. 1992-1998 yılları arasında dünya ham petrol üretimi TABLO-9'da verilmiştir. 1980 yılından 1984 yılına kadar düşme eğilimi gösteren dünya ham petrol üretimi, 1984 yılından itibaren tekrar artış sürecine girmiş ve bu artış 1991 yılına kadar devam etmiştir. Ağustos 1990'da Irak'ın Kuveyt'i işgali ile Birleşmiş Milletlerin her iki ülkeye ambargo koyması ve 1991'de Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği'nin dağılması nedeniyle 1991 yılında dünya ham petrol üretimi yeniden düşüş göstermiştir. Ancak, 1992 yılı dünya ham petrol üretimi, Eski Sovyetler Birliği üretimindeki büyük düşüşe karşılık, OPEC üyesi ülkelerden Kuveyt'in savaş sonrası üretime yeniden başlaması, Tarafsız Bölge ve Suudi Arabistan'ın üretimlerini arttırmaları sonucu artmaya başlamıştır ve 1998 yılında 73.1 milyon varil/gün olarak gerçekleşmiştir.

1998 yılı dünya ham petrol üretiminin %42,1'i OPEC, , %10,3'ü Eski Sovyetler Birliği, %47,7'si ise OPEC dışı ham petrol üreticisi ülkeler tarafından gerçekleştirilmiştir.

1992-1998 dünya doğal gaz üretimi ise TABLO-10'da verilmiştir. 1998 yılı dünya doğal gaz üretimi bir önceki yıla göre %2,3 artış göstererek 2.044,9 milyon ton petrol eş değeri olmuştur. 1998 yılı doğal gaz üretiminde en büyük pay %28,3 ile Eski Sovyetler Birliği'nin olup, bunu %23,9 ile ABD takip etmektedir.

Word Energy Council tarafından Avrupa Topluluğu'na üye, Avrupa Ekonomik Alanı'na üye 18 ülke ve OECD Avrupa Ülkeleri için yapılan 2000, 2010 ve 2020 yıllarına ilişkin, hampetrol ve doğal gaz üretim tahminleri TABLO-11'de verilmiştir.

TABLO-9: Dünya hampetrol üretimi**(Milyon Ton)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
ABD	413,5	397,5	388,0	384,0	382,9	380,4	367,9	-3,3%	10,5
Kanada	96,6	101,7	106,1	111,5	114,2	120,3	124,7	3,7%	3,5
Meksika	154,5	154,6	155,2	151,3	163,6	170,6	174,4	2,2%	5,0
Kuzey Amerika	664,6	653,8	649,3	646,8	660,7	671,3	667,0	-0,6%	19,0
Arjantin	29,6	31,6	35,2	37,9	40,7	44,1	44,9	1,8%	1,3
Brezilya	32,4	33,3	34,3	35,5	40,3	43,0	50,0	16,3%	1,4
Kolombiya	22,6	23,4	23,5	30,2	32,4	33,7	38,9	15,4%	1,1
Ekvator	16,8	18,0	19,8	20,2	20,1	20,2	19,6	-3,0%	0,5
Peru	5,9	6,4	6,5	6,2	6,1	6,0	5,8	-3,3%	0,2
Trinidad ve Tobago	7,2	6,7	7,0	7,0	6,9	6,6	6,5	-1,5%	0,2
Venezuela	129,6	134,0	142,0	152,4	162,4	173,5	171,8	-1,0%	4,9
Diğer Latin Amerika	3,6	3,9	4,2	4,6	4,9	5,2	5,8	11,5%	0,1
Toplam Latin Amerika	247,7	257,3	272,5	294,0	313,8	332,3	343,3	3,3%	9,7
Danimarka	7,8	8,3	9,1	9,2	10,3	11,4	11,7	2,6%	0,3
İtalya	4,5	4,6	4,9	5,2	5,4	6,0	5,9	-1,7%	0,2
Norveç	106,9	114,1	129,4	138,5	155,5	156,9	150,0	-4,4%	4,3
Romanya	6,8	6,9	7,0	7,0	6,8	6,8	6,5	-4,4%	0,2
İngiltere	94,3	100,2	126,9	130,3	129,9	128,0	132,6	3,6%	3,8
Diğer Avrupa	24,1	22,5	23,4	21,4	20,2	18,9	18,3	-3,2%	0,5
Toplam Avrupa	244,4	256,6	300,7	311,6	328,1	328,0	325,0	-0,9%	9,3

TABLO-9: Dünya hampetrol üretimi – Devam**(Milyon Ton)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Kazakistan	25,8	23,0	20,3	20,6	23,0	25,8	25,9	0,4%	0,7
Rusya Federasyonu	399,0	354,0	317,8	306,8	301,1	307,4	304,3	-1,0%	8,7
Türkmenistan	5,2	4,4	4,2	4,1	4,6	4,5	5,5	22,2%	0,2
Özbekistan	3,3	4,0	5,5	7,5	7,5	7,9	8,1	2,5%	0,2
Diğer BDT	7,0	6,6	6,5	6,2	6,4	6,4	6,1	-4,7%	0,2
Toplam BDT	451,4	402,3	363,9	354,4	351,6	361,0	361,3	0,1%	10,3
İran	174,7	182,7	183,1	183,3	183,8	184,0	187,7	2,0%	5,3
Irak	25,9	22,6	25,0	26,3	28,8	58,1	105,3	81,2%	3,0
Kuveyt	54,7	96,0	104,0	104,4	107,2	105,3	107,6	2,2%	3,1
Umman	37,2	38,9	40,5	42,7	44,3	45,2	44,9	-0,7%	1,3
Katar	23,0	21,3	20,8	21,3	21,8	33,6	36,9	9,8%	1,0
Suudi Arabistan	440,7	431,1	426,1	426,7	428,8	442,1	443,2	0,2%	12,6
Suriye	26,9	29,5	29,4	31,1	31,4	30,0	29,3	-2,3%	0,8
Birleşik Arap Emir.	115,3	111,3	113,1	113,7	117,3	119,5	121,4	1,6%	3,4
Yemen	8,7	9,9	16,4	16,7	17,5	17,6	18,3	4,0%	0,5
Diğer Ortadoğu	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	-4,2%	0,1
Toplam Ortadoğu	909,6	945,8	960,8	968,6	983,3	1.037,8	1.096,9	5,7%	31,1
Cezayir	56,6	56,7	56,0	56,8	60,0	60,2	58,9	-2,2%	1,7
Angola	26,4	25,0	26,1	30,4	35,1	36,5	37,5	2,7%	1,1
Kamerun	6,8	6,6	5,8	5,4	5,2	6,3	5,3	-15,9%	0,1
Kongo	8,6	9,5	9,6	9,3	11,4	12,5	12,2	-2,4%	0,3

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı (%)
Gabon	14,5	15,2	16,8	17,8	18,1	18,6	17,8	-4,3%	0,5
Libya	70,8	67,2	68,6	69,0	69,1	70,8	69,2	-2,3%	2,0
Nijerya	96,9	97,8	97,6	98,1	106,0	113,4	106,2	-6,3%	3,0
Tunus	5,2	4,7	4,4	4,3	4,2	3,8	2,9	-23,7%	0,1
Diğer Afrika	1,6	2,0	2,0	2,8	5,3	6,7	7,2	7,5%	0,2
Toplam Afrika	333,4	332,2	333,4	340,5	359,6	372,6	360,1	-3,4%	10,2
Avustralya	26,5	24,9	26,9	25,4	27,0	28,8	27,2	-5,6%	0,8
Brunei	9,0	8,6	8,8	8,6	8,1	8,0	7,7	-3,8%	0,2
Çin	142,0	144,0	146,1	149,0	158,5	160,1	159,9	-0,1%	4,6
Hindistan	30,2	29,0	33,2	37,2	35,0	37,1	36,4	-1,9%	1,0
Endonezya	74,1	74,3	74,3	73,9	77,2	73,2	71,9	-1,8%	2,0
Malezya	31,7	31,1	31,7	34,0	34,1	34,2	34,5	0,9%	1,0
Papua Yeni Gine	2,5	5,9	5,7	4,7	5,0	3,6	3,7	2,8%	0,1
Vietnam	5,5	6,3	7,1	7,7	8,6	10,1	12,6	24,8%	0,4
Diğer Asya+Avustralasya	10,9	10,8	10,3	9,9	10,1	12,0	11,7	-2,5%	0,3
Asya+Avustralya	332,4	334,9	344,1	350,4	363,6	367,1	365,6	-0,4%	10,4
Toplam Dünya	3.183,5	3.182,9	3.224,7	3.266,3	3.360,7	3.470,1	3.518,9	1,4%	100,0
OECD	925,1	925,0	966,1	973,5	1.005,7	1.021,6	1.012,8	-0,9%	28,8
OPEC	1.262,3	1.294,8	1.310,7	1.325,7	1.362,5	1.433,6	1.480,0	3,2%	42,1
OPEC Dışı	1.469,8	1.485,4	1.549,8	1.585,7	1.646,6	1.675,1	1.677,6	0,1%	47,7

Kaynak:BP,Statistical Review of World Energy, June 1999

TABLO-10: Dünya doğal gaz üretimi**(Milyon TEP)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı
ABD	463,1	468,3	487,6	481,4	486,4	488,8	489,4	0,1%	23,9
Kanada	104,5	112,9	122,3	133,4	138,2	140,6	144,4	2,7%	7,1
Meksika	25,0	25,0	25,8	25,3	28,1	28,9	31,3	8,3%	1,5
Toplam Kuzey Amerika	592,6	606,2	635,7	640,1	652,7	658,3	665,1	1,0%	32,5
Arjantin	18,1	19,4	20,0	22,5	23,9	24,6	26,4	7,3%	1,3
Bolivya	2,7	2,7	3,0	2,8	2,9	2,9	2,9	0,0%	0,1
Brezilya	3,6	4,0	4,1	4,3	4,9	5,5	5,8	5,5%	0,3
Kolombiya	3,6	3,8	3,7	4,0	4,2	5,3	5,6	5,7%	0,3
Trinidad	5,4	5,3	5,6	5,5	6,4	6,7	7,8	16,4%	0,4
Venezuela	19,5	21,0	22,2	27,0	26,8	27,8	26,9	-3,2%	1,3
Diğer Latin Amerika	2,3	2,2	2,5	2,5	2,5	2,7	2,6	-3,7%	0,1
Toplam Latin Amerika	55,2	58,4	61,1	68,6	71,6	75,5	78,0	3,3%	3,8
Danimarka	3,7	4,1	4,4	4,8	5,8	7,1	6,8	-4,2%	0,3
Almanya	13,4	13,4	14,0	14,5	15,7	15,4	15,2	-1,3%	0,8
Macaristan	3,6	3,9	3,7	3,7	3,6	3,3	3,0	-9,1%	0,2
İtalya	16,3	17,5	18,6	18,3	18,0	17,3	16,8	-2,9%	0,8
Hollanda	62,2	63,0	59,7	60,3	68,2	60,4	57,2	-5,3%	2,8
Norveç	26,5	26,0	27,7	28,0	36,9	42,0	43,1	2,6%	2,1
Romanya	19,6	18,5	16,8	16,2	15,5	13,5	12,6	-6,7%	0,6

TABLO-10: Dünya doğal gaz üretimi –Devam**(Milyon TEP)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı
Diğer OECD Avrupa	12,5	13,6	13,0	13,2	12,0	11,5	10,9	-5,2%	0,5
Toplam Avrupa	204,2	214,8	216,4	223,1	251,2	248,1	246,9	-0,5%	12,1
Azerbaycan	6,6	5,7	5,4	5,5	5,3	5,0	4,7	-6,0%	0,2
Kazakistan	6,8	5,6	3,8	5,0	5,5	6,8	6,9	1,5%	0,3
Rusya Federasyonu	537,6	518,8	509,8	499,9	505,0	479,3	496,2	3,5%	24,3
Türkmenistan	50,5	54,8	30,0	27,1	29,6	14,5	10,5	-27,6%	0,5
Ukrayna	17,6	16,1	15,3	15,3	15,4	15,2	15,0	-1,3%	0,7
Özbekistan	35,9	37,8	39,6	40,8	41,1	43,0	46,0	7,0%	2,3
Diğer BDT	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	50,0%	(+)
Toplam BDT	655,5	639,2	604,2	593,9	602,2	564,0	579,6	2,8%	28,3
Bahreyn	5,8	6,2	6,4	6,5	6,7	6,9	7,1	2,9%	0,4
İran	22,5	24,4	28,6	31,8	36,2	42,3	45,0	6,4%	2,2
Kuveyt	2,4	4,9	5,4	8,4	8,4	8,3	8,4	1,2%	0,4
Umman	2,6	2,5	2,6	3,6	3,9	4,5	4,7	4,4%	0,2
Katar	11,4	12,2	12,2	12,2	12,3	15,8	18,0	13,9%	0,9
Suudi Arabistan	30,6	32,3	33,9	34,2	40,0	40,8	41,4	1,5%	2,0
BAE	20,0	20,7	23,2	28,2	30,4	32,3	32,8	1,5%	1,6
Diğer Orta Doğu	3,6	3,8	4,4	4,1	4,5	4,7	5,5	17,0%	0,3
Toplam Orta Doğu	98,9	107,0	116,7	129,0	142,4	155,6	162,9	4,7%	8,0
Cezayir	49,5	49,5	45,5	51,5	55,0	61,0	65,5	7,4%	3,2
Mısır	7,6	9,0	9,5	9,9	10,4	10,5	11,0	4,8%	0,6

TABLO-10: Dünya doğal gaz üretimi –Devam**(Milyon TEP)**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1997'ye Göre Değişim	1998 Top.daki Payı
Nijerya	3,8	4,4	4,0	4,4	4,9	4,6	4,7	2,2%	0,2
Diğer Afrika	0,6	2,1	2,3	2,4	3,5	3,9	4,3	10,3%	0,2
Toplam Afrika	67,4	70,6	66,9	73,7	79,4	84,8	91,1	7,4%	4,5
Avustralya	21,1	22,0	25,3	26,8	27,5	27,0	27,5	1,9%	1,3
Bangladeş	5,2	5,5	6,0	6,6	6,8	6,8	7,0	2,9%	0,3
Brunei	8,8	9,3	9,4	10,4	10,2	10,2	9,9	-2,9%	0,5
Çin	13,6	14,6	14,9	15,8	17,9	20,0	19,8	-1,0%	1,0
Hindistan	14,3	14,5	15,6	16,9	18,4	18,6	21,2	14,0%	1,0
Endonezya	48,9	50,6	56,6	57,4	60,4	59,8	61,6	3,0%	3,0
Malezya	20,5	22,4	23,5	26,0	31,3	34,6	37,2	7,5%	1,8
Pakistan	10,3	10,8	11,8	13,1	13,7	13,8	14,2	2,9%	0,7
Tayland	6,8	7,6	8,6	9,1	10,6	12,7	13,4	5,5%	0,7
DiğerAsya+Avustralya	8,2	8,5	8,5	8,3	9,2	9,8	9,5	-3,1%	0,5
Toplam Asya+Avustralya	157,7	165,8	180,2	190,4	206,0	213,3	221,3	3,8%	10,8
Toplam Dünya	1.831,5	1.862,0	1.881,2	1.918,8	2.005,5	1.999,6	2.044,9	2,3%	100,0
OECD	802,1	827,7	864,1	876,5	919,8	924,0	930,5	0,7%	45,5
Avrupa Birliği	149,3	159,6	162,1	168,6	189,1	183,3	182,0	-0,7%	8,9
Az Gelişmiş Ülkeler	351,7	373,3	393,6	429,1	465,4	496,5	519,6	4,7%	25,4

NOT: (+): 0.05'den az

KAYNAK : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999

TABLO-11: Hampetrol ve doğal gaz üretim tahminleri**(Milyon TEP)**

		2000		2010		2020	
		EN DÜŞÜK	EN YÜKSEK	EN DÜŞÜK	EN YÜKSEK	EN DÜŞÜK	EN YÜKSEK
AVRUPA TOPLULUĞU (12 Ülke)	Ham Petrol	112	112	100	110	80	100
	Doğal Gaz	135	135	110	130	80	110
AVRUPA EKONOMİK ALANI (18 Ülke)	Ham Petrol	205	205	180	198	160	180
	Doğal Gaz	165	165	145	170	127	150
OECD- AVRUPA	Ham Petrol	205	205	180	198	160	180
	Doğal Gaz	165	165	145	170	127	150

KAYNAK: WORLD ENERGY COUNCIL

2.3.6. Birim Üretim Girdileri

Petrol ve doğal gazın aranmasından üretilmesine kadar olan işlemler dört safhada incelenebilir; ruhsat alma, arama, geliştirme ve üretim. Bütün bu işlemler sırasında yapılan harcamalar da, ruhsat alma, arama ve sondaj yapma, mevcut düzenekleri geliştirme ve üretim yapmak amacıyla olmaktadır. Bu harcamalar da kısaca şöyle açıklanabilir.

Ruhsat Bedeli: Herhangi bir sahadaki bütün maden haklarını almak için ödenen bedeldir. Bu hakkı alan ruhsat sahibi o ruhsat alanında üretilen petrol veya doğal gazın da sahibi olur. Ruhsat sahibi ruhsat bedelinden ayrı olarak ürettiği miktarlar üzerinden devlet hissesi de ödemek zorundadır.

Arama Harcamaları: Ruhsat alanı üzerinde yapılan keşif çalışmaları ve arama sondajları bu kapsama girer. Ruhsat alanında yapılan jeolojik ve jeofizik harcamaları da bu kapsamdadır.

Geliştirme Harcamaları: Tesbit edilen ham petrol veya doğal gazın ayrıştırılması, toplanması ve depolanması için yapılan harcamalar bu kapsama girer. Zeminin temizlenmesi, yol yapımı, geliştirme kuyusu harcamaları ve üretim düzeneklerinin bakımı için yapılan harcamalar da bu kapsamdadır.

Üretim Harcamaları: Petrol veya gazı kuyudan çıkarmak için yapılan harcamalardır. İşçi giderleri, bakım ve onarım harcamaları, malzemeler, yakıt harcamaları da bu kapsamdadır.

2.3.7. Maliyetler

Birim maliyetleri sahanın ve hidrokarbonun yapısı, sahanın bulunduğu ülke, kullanılan teknoloji gibi birçok parametreye göre değişiklikler göstermekle birlikte, ekonomik açıdan değerlendirme çalışmalarında ve projelerin karşılaştırılması durumunda kullanılan temel parametrelerdendir.

Bölgesel bazda incelendiğinde, Meksika Körfezi ve Kuzey Denizi uzun yıllardır bu bölgelerde yapılan çalışmalarla dünyada standart olarak kabul edilmektedir. Buna göre 1997 yılında Meksika Körfezi "Geliştirme Birim Maliyeti" ortalama olarak varil başına 2.1 ABD Doları, Kuzey Denizi'nde ise varil başına 4.2 ABD Doları civarındadır (Kaynak: IPA). Yeni oluşmaya başlayan Hazar Denizi maliyetleri ise 1997 yılında ortalama varil başına 3 ABD Doları civarındadır. Bölgesel bazda maliyetlerin zaman içinde düşmekte olduğu görülmektedir. Gerek bölgenin yıllar içinde çalışılarak daha iyi tanınması ve gerekse gelişen teknolojiler, bir taraftan gereksiz yatırımların yapılmasını engellerken diğer taraftan üretilen petrol miktarını arttırarak bu parametrede büyük düşüşlerin oluşmasına neden olmaktadır. Örneğin Kuzey

Denizi'nde geliştirme birim maliyetleri 20 yıl içinde varil başına 8 ABD Doları'ndan, 4 ABD Doları seviyelerine düşmüştür.

Şirketler bazında incelediğimizde ve dünyadaki büyük petrol şirketlerine genel olarak baktığımızda ise bu maliyetin varil başına en az 2.9 ve en çok da 6.8 ABD Doları seviyesinde olduğunu görmekteyiz.

2.3.8. Stok Durumu

İçerisindeki su, gaz ve katı maddeler ayrıştırılmış, rafineride işlenmeye hazır durumda ve askeri olmayan amaçlarla saha tanklarında, boru hattı tanklarında ve ülkenin kendi karasularındaki tankerlerde tutulan petrol, ülkenin petrol stoğunu, doğal gaz ünitelerinde bulunan sıvılaştırılmış bütan ve propan gibi gaz ürünleri de gaz stoğunu oluşturmaktadır.

1998 Aralık sonu itibariyle OECD ülkeleri toplam hampetrol stoklarının 3.965,6 milyon varil düzeyinde olduğu hesaplanmıştır. Bu miktar 81 günlük tüketime tekabül etmektedir. Aynı tarih itibariyle Kuzey Amerika'nın stok seviyesi 1.856,6 milyon varil olup, 79 günlük tüketime, OECD Pasifik Bölgesinin stok seviyesi 768,6 milyon varil olup, 81 günlük tüketime, OECD Avrupa ülkelerinin stok seviyesi ise 1.340,4 milyon varil olup, 85 günlük tüketime tekabül etmektedir.

2.4. Uluslararası Ticaret

2.4.1. Ticarete Etkin Uluslararası Kuruluşlar

Sektörde üretim yapan kuruluşlar, ham petrolün ticaretinde de etkin durumdadırlar.

2.4.2. Gümrük Vergileri ve Tavizler

Petrol halen dünyadaki en stratejik hammadde niteliğindedir. Bu nedenle tüm ülkeler, kendi hidrokarbon kaynaklarının en iyi şekilde değerlendirilmesi ve ülke ihtiyacının kesintisiz olarak temini için çeşitli önlemler almaktadırlar. Petrol aramacılığı ekonomik olarak en riskli yatırım alanlarından biridir. Bu yüzden kendi petrol potansiyelini araştırmak için yeterli mali kaynağa sahip olmayan ülkeler ancak yabancı sermayeyi teşvik ederek arama ve üretim faaliyetlerinin sürdürülmesine çalışmaktadırlar. Bu bağlamda her ülkenin kanıtlanmış petrol potansiyeli ve kendine özgü jeolojik koşulları, risk faktörünün düşük ya da yüksek olmasını belirleyen en önemli etkenler durumundadır. Ayrıca ülkedeki politik durum, alt yapı, ekonomik politikalar, petrol fiyatları gibi pek çok husus da yabancı sermaye yatırımlarını doğrudan etkilemektedir. Petrol aramacılığını teşvik için alınan tedbirler ve verilen tavizler ülkeden ülkeye çok değişik olmasına karşın genelde uygulanan yöntemler aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

- Devlet hissesinin (Royalty) düşük tutulması,
- Daha uzun arama ve işletme ruhsatı süreleri tanınması,

- Diğer sektörler nazaran daha düşük vergilendirme,
- İthalat ve ihracatta uygulanan gümrük vergilerinde düzenlemeler,
- Üretim faaliyetlerinde bulunan şirketlere rafinaj ve dağıtım sektörlerinde tanınan imtiyazlar,
- Yatırım ve harcamaların yurt dışına transferinde kur garantisi,
- Fiyat garantisi.

2.4.3. İthalat - İhracat

Başlıca ham petrol ihracatçısı ülkeler OPEC üyesi ülkelerdir.

1998 yılında ülkeler itibariyle dünya ham petrol ticareti TABLO-12'de verilmiştir. Tablo'dan da görüldüğü gibi, 1998 yılında en çok ithalat 8,5 milyon varil/gün ile ABD tarafından yapılmış olup, bunu 8,4 milyon varil/gün ile Batı Avrupa izlemiştir.

1998 yılında ülkeler itibariyle dünya doğal gaz ticareti TABLO-13'de verilmiştir.

2.4.4. Fiyatlar

Bilindiği gibi, petrol piyasası petrolün aranması ve üretiminden başlamak üzere rafinajı, nakliyesi, dağıtımı ve stoklanmasını içeren bir dikey entegre sistem içinde oluşmaktadır. Burada ağırlık daha çok dikey entegrasyonun ilk halkası olan ham petrolün fiyatları üzerinde toplanmıştır.

Petrol tüketimindeki hızlı artışa karşılık keşiflerin aynı hızla artırılmaması nedeniyle, 1970'li yıllarda petrol fiyatlarında büyük sıçramalar meydana gelmiştir. 1974 yılındaki ilk krizde petrol fiyatları dört kat yükselmiş, İran Devrimine bağlı olarak 1979 yılında yaşanan İkinci krizde ise, fiyatlar 1974 yılına göre yaklaşık 5 kat artarak 38 Dolara ulaşmıştır.

1970'li yılların sonunda OPEC ve diğer üretici ülkelerin yüksek petrol fiyatı uygulaması dünya enerji endüstrisinde yapısal değişikliklere sebep olmuş ve 1980-1985 yılları arasında enerji sektöründe aşağıdaki üç gelişme ortaya çıkmıştır.

A- Endüstrileşmiş Ülkelerin Enerji Tüketimi Artış Hızının Gerilemesi:

Birinci gelişme esas olarak, enerji tasarrufu çabaları ve enerji kullanımına ilişkin çabalar sonucu, ekonomik gelişme ve enerji gereksinimleri arasındaki bağı zayıflaması şeklinde ortaya çıkmıştır. Bu gelişme sonucunda, endüstrileşmiş ülkelerde ekonomik büyüme için ihtiyaç duyulan enerji miktarı önemli ölçüde gerilemiştir. Bu dönemde, tasarruf edilen enerji en ucuz enerji türü olarak kabul edilmiştir. Enerji tasarrufu alanında, OECD ülkeleri hükümetleri tarafından uygulanan çeşitli önlemlerle tüketicilerin enerji tasarrufu için motive edilmesinin yanısıra, yakıt kullanımında etkinliğin artırılmasını amaçlayan yatırım teşvikleri sonucu önemli gelişmeler sağlanmıştır.

TABLO-12: Ülkeler itibariyle dünya hampetrol ticareti (1998) (Bin Varil/Gün)

	Hampetrol İthalatı	Hampetrol İhracatı
Amerika	8.551	163
Kanada	769	1.275
Meksika	-	1.711
G.Amerika	1.066	2.311
Batı Avrupa	8.392	799
Eski SSCB	-	2.476
Orta Avrupa	1.036	2
Orta Doğu	84	16.407
Kuzey Afrika	151	2.026
Batı Afrika	44	3.036
Güneydoğu Afrika	496	-
Avustralya	518	205
Çin	548	287
Japonya	4.392	-
Diğer Asya Pasifik	5.418	922
Belirsiz	361	181
TOPLAM DÜNYA	31.828	31.828

KAYNAK : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999

B- Dünya Enerji Yapısında Petrolün Payının Düşmesi :

İkinci gelişme; petrolün, özellikle elektrik üretimi alanında ve sanayide önemli oranda kömür ve nükleer enerjiyle ikame edilmesi sonucu ortaya çıkmıştır.

Yüksek petrol fiyatları endüstrileşmiş ülkelerdeki hükümet politikaları ile birlikte petrole ikame enerji türlerinin cazip hale gelmesine ve bunlara doğru bir kaymanın gerçekleşmesine sebep olmuştur. Bu gelişmeden en fazla etkilenen petrol ürünü fuel oil olmuştur. OECD ülkelerinde fuel oil tüketimi 1973 yılında 12 milyon varil/gün iken, dramatik bir düşüşle 1985 yılında, 5 milyon varil/gün seviyesine inmiştir. Son zamanlarda fuel oil'in yerini doğal gaz almaya başlamıştır.

1979 yılında 1.975,0 milyon ton petrol eşdeğeri (TEP) olan dünya kömür ve nükleer enerji tüketimi 1985'de 2.392,4 milyon ton petrol eşdeğerine yükselmiştir. Sonuçta, dünya enerji tüketiminde petrolün payı 1979 yılındaki %46 seviyesinden, 1985 yılında %40'a düşmüştür ve halen bu civarda seyretmektedir.

Aynı dönemde dünya petrol üretimi de büyük düşüş göstermiş ve 1979 yılındaki 62,8 milyon varil/gün seviyesinden 1985 yılında 57,7 milyon varil/gün'e gerilemiştir. Dünya petrol üretimi 1985 yılından sonra gelişen teknolojiye bağlı olarak tekrar yükselmiş ve 1998 yılında 75.24 milyon varil/gün seviyesine ulaşmıştır.

TABLO-13 : Ülkeler itibariyle dünya doğal gaz ticareti

(Milyar m³)

	AMERİKA	KANADA	MEKSİKA	ARJANTİN	BOLİVYA	DANİMAR.	ALMANYA	HOLLANDA	NORVEÇ	İNGİLTERE	RUSYA FED.	TÜRKMENİ	YEMEN	CEZAYİR	MALEZYA	TOPLAM İTHALAT
Kuzey Amerika																
Amerika	-	87.3	0.5													87.8
Kanada	1.3	-	-													1.3
Meksika	1.4	-	-													1.4
Güney ve Orta Amerikika																
Arjantin					2.0											2.0
Şili				1.6												1.6
Avrupa																
Avusturya							0.3		0.4		5.5					6.2
Belçika							0.5	5.3	5.1		-					10.9
Bulgaristan											3.8					3.8
Hırvatistan											1.1					1.1
Çek Cumhuriyeti									0.8		8.6					9.4
Finlandiya									-		4.2					4.2
Fransa								5.5	10.2		10.2					25.9

TABLO-13 : Ülkeler itibariyle dünya doğal gaz ticareti**(Milyar m³)**

	AMERİKA	KANADA	MEKSİKA	ARJANTİN	BOLİVYA	DANİMAR.	ALMANYA	HOLLANDA	NORVEÇ	İNGİLTERE	RUSYA FED.	TÜRKMENİ	YEMEN	CEZAYİR	MALEZYA	TOPLAM İTHALAT
Yunanistan									-		0.9					0.9
Macaristan							1.0				8.5					9.5
İrlanda										0.9	-					0.9
İtalya								3.0		-	16.7			20.9		40.6
Lüksemburg								0.8		-						0.8
Hollanda									5.2	0.6						5.8
Polonya											7.5					7.5
Portekiz											-			0.9		0.9
Romanya											3.8					3.8
Slovakya											6.9					6.9
Slovenya											0.5			0.4		0.9
İspanya									2.5		-			4.5		7.0
İsveç						0.9					-					0.9
İsviçre							1.5	0.7			0.5					2.7
Türkiye											6.8					6.8
İngiltere									0.9		-					0.9

TABLO-13 : Ülkeler itibariyle dünya doğal gaz ticareti

(Milyar m³)

	AMERİKA	KANADA	MEKSİKA	ARJANTİN	BOLİVYA	DANİMAR.	ALMANYA	HOLLAND A	NORVEÇ	İNGİLTERE	RUSYA FED.	TÜRKMENİ	YEMEN	CEZAYİR	MALEZYA	TOPLAM İTHALAT
Diğer											2.5					2.5
Orta Doğu											-					
İran											-	1.8		-		1.8
Birleşik Emirlikleri Arap											-		0.5			0.5
Afrika											-	-				
Tunus											-	-		0.8		0.8
Asya Pasifik											-	-				
Singapur											-	-		-	1.5	1.5
TOPLAM İHRACAT	2.7	87.3	0.5	1.6	2.0	2.7	3.3	36.4	42.6	2.4	120.3	1.8		27.5	1.5	333.1

KAYNAK : BP, Statistical Review of World Energy, June 1999

C- Dünya Petrol Üretiminde OPEC Payının Düşüşü :

1973 ve 1979 yıllarında peşpeşe meydana gelen petrol fiyat şokları neticesinde petrol fiyatlarının çok fazla yükselmesi, OECD ülkelerini alternatif enerji kaynaklarına ve enerji tasarrufuna yöneltmiş, OPEC dışı ülkelerin petrol üretme kapasitelerini arttırmalarına ve yeni kaynakları devreye sokmalarına neden olmuştur.

Yüksek fiyatlar, yüksek maliyetli yatırımların yapılmasına imkan sağlamış, daha önceden ekonomik olarak üretime açılmayan petrol alanları kârlı duruma gelmiş ve böylece çok kısa sürede, Kuzey Denizi, Asya, Afrika gibi bölgelerde oldukça büyük yatırımlar yapılmıştır. Yüksek petrol fiyatları, ABD'de sınırlı kaynaklardan yüksek üretim seviyesinin muhafazası yönünde pahalı ikincil üretim metodları ve sürekli sondaj yatırımlarının yapılabilmesini mümkün kılmıştır. Bunların sonucu olarak OPEC dışı petrol üretimi ve ihracatı sürekli olarak artış göstermiştir.

Diğer taraftan, petrol tüketimi 1979-1985 döneminde %10'dan fazla düşerken, OPEC'in dünya petrol üretimindeki payı da (Merkezi Planlı Ekonomiler hariç) aynı dönem içinde %61'den %40'a gerilemiştir.

1985 yılından sonra OPEC'in payı düşmeye devam etmiş ve 1988'de %34, 1989'da %36 ve 1990 yılında Körfez Krizi sebebiyle %28 seviyelerine düşmüştür. 1991'den itibaren OPEC'in dünya petrol üretimindeki payı tekrar artmaya başlamış 1998 yılında %42 olmuştur.

Yüksek fiyatların yol açtığı bu piyasa koşullarına cevaben, OPEC 1985 yılında pazar payının arttırılmasına yönelik bir politika uygulamaya başlamıştır. Bu politika sonucu, ortalama petrol fiyatı 1986 yılında 10 Dolar/varil seviyesine kadar inmiş ve böylece öncekilerin tersine petrol fiyatlarının büyük ölçüde düşmesi şeklinde yeni bir fiyat şoku yaşanmıştır.

1987 yılında petrol fiyatları, 1986'ya göre daha yüksek ancak daha istikrarlı olmuştur. 1987'de fiyatlar, 1986'ya kıyasla %20'lik bir artış göstererek 18 Dolar/varil seviyesine yükselmiştir.

OPEC üyesi ülkelerden İran, Irak, S.Arabistan ve Libya, içinde buldukları mali krizler nedeniyle, 1988 yılında, petrol satışlarını arttırmak amacıyla düşük fiyat politikası uygulayarak bütçe açıklarını kapatma çabası içine girmişlerdir. OPEC üyesi bu ülkelerin düşük fiyatlarla piyasaya petrol arzetmeleri neticesinde yılın ilk aylarında petrol fiyatları 15,5 Dolar/varil seviyesine kadar inmiştir. Ağustos 1988'de İran-İrak ateşkesi OPEC içinde kota savaşını alevlendirmiş ve OPEC piyasaya kota üstü düzeyde petrol sevketmiştir. OPEC üretimi 20 milyon varil/gün'e ulaşmış ve petrol fiyatları 14,56 Dolar/varile kadar düşmüştür. Sonbahar aylarında ise fiyatlar, 12 Dolar/varille inmiştir. Aralık 1988'de ise petrol fiyatları varil başına 14 Dolar olarak gerçekleşmiştir.

1989 yılında hampetrol fiyatları, 1988 yılına göre % 17'lik bir artış göstererek ortalama 17,46 Dolar/varil civarında seyretmiştir.

1990 yılı, uluslararası petrol piyasasında fiyatların dalgalandığı bir yıl olmuştur. Yılın başında 22 Dolar/varil sınırını aşan petrol fiyatları, bazı OPEC üyesi ülkelerin üretim kotalarına uymamaları sebebiyle Mayıs 1990'da 16 Dolar/varil seviyesine gerilemiş, böylece 1988 yılından bu yana en düşük düzeye inmiştir. Temmuz 1990'da petrol fiyatları OPEC üyesi ülkelere 22 Dolar/varil olarak saptanmış ise de, bu karar Irak'ın Kuveyt'i işgal etmesi nedeniyle uygulanamamıştır. Körfez krizinin sebep olduğu arz sorunlarından dolayı Kuzey Denizi Brent petrolünün spot fiyatı Eylül 1990'da 35,2 Dolar/varil'e yükselmiş, sonuçta bazı OPEC üyesi ülkelerin üretimlerini arttırmaları ve ABD'nin stratejik rezervlerini piyasaya süreceğini bildirmesi üzerine, savaştan sonra petrol fiyatları 20 Dolar/varil seviyesine gerilemiştir.

1991 yılında ise, belli başlı hampetrol spot fiyatları, dengeli bir piyasa ortamında, istikrarlı bir seyir izlemiştir. Brent hampetrol spot fiyatı Ocak ayı ortalaması 23,5 Dolar/varil iken, takibeden 4 ayın ortalama spot fiyatı 19,2 Dolar/varil olmuştur. 1991 Ekim sonu ortalama Brent hampetrol spot fiyatı 20 Dolar/varil, OPEC ortalama pazar fiyatı ise 18,7 Dolar/varil civarında gerçekleşmiştir.

Dünya petrol talebinde büyük artışlar olmaması, buna karşılık arzda önemli artışlar meydana gelmesi nedeniyle, 1992 yılında petrol fiyatları düşük düzeyde kalmıştır. 1992 yılı petrol fiyatlarının, yıl içinde %3,5- 4 oranında dalgalanma gösterdiği ve 1991'e göre daha dengeli kaldığı dikkati çekmektedir. 1992 yılı ortalama Brent hampetrol spot fiyatı 19,3 Dolar/varil, ortalama Dubai hampetrol ortalama spot fiyatı ise 17,2 Dolar/varil civarında seyretmiştir.

1993 yılında hampetrol talebinin beklenenden az olması, buna karşılık üretimin fazla olması ve hampetrol stoklarının artması sonucu, petrol fiyatları düşmüştür. 1993 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 17.0 \$/varil, Dubai hampetrol ortalama spot fiyatı 14.9 \$/varil civarında seyretmiştir. 23-24 Eylül 1993'de yapılan OPEC toplantısında 1994 yılının ilk çeyreği için, üretim kotası, 24.52 milyon varil/gün olarak belirlenmiştir.

Yıl içinde talebin beklenenden az olması buna karşılık, üretimin fazla olması ve hampetrol stoklarının artması sonucu, 1994 yılında petrol fiyatları bir önceki yıla göre düşmüştür.

1994 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 15.81 \$/varil, Dubai hampetrol spot fiyatı ise 14.7 \$/varil olarak gerçekleşmiştir. 1994 yılı OPEC basket hampetrol fiyatı ise 15.52 \$/varil olarak gerçekleşmiş olup, daha önce OPEC tarafından en az 21 \$/varil olması amaçlanan petrol fiyatının oldukça altında kaldığı görülmektedir.

21-22 Kasım 1994'de yapılan OPEC Konferansı'nda petrol pazarında istikrarın sağlanabilmesi ve petrol fiyatlarının artması amacıyla 1994 yılı için üretim kotası

24.52 milyon varil/gün olarak belirlenmiş ve bu kotanın 1995 yılı sonuna kadar değişmemesi kararı alınmıştır.

1995 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 1994'e göre %7.7 artarak 17.2 \$/varil, Dubai hampetrol spot fiyatı ise %9.2 artarak 16.1 \$/varil civarında gerçekleşmiştir. Böylece, 1995 yılında OPEC üyesi ülkeler nispeten amacına ulaşmış ve 21-22 Kasım 1995'te yapılan 99. OPEC Konferansı'nda 1996 yılı ilk yarısı için de aynı üretim kotasının korunması yönünde karar almışlardır.

5-7 Haziran 1996 tarihinde yapılan 100. OPEC Petrotil Konferansı'nda ise 1996 yılı sonuna kadar üretim kotası 25.033 bin varil/gün'e yükseltilmiştir. 1996 yılında petrol fiyatlarının beklenenin üzerinde gerçekleştiği görülmekte olup, 1995 yılına göre %20 civarında artmıştır. Bu artışın; stoklardaki artış, petrol ihracatı yapılan terminallerde hava şartlarından dolayı zamanında yükleme yapılamaması ve rafinerilerin hampetrol taleplerinin artması sebebiyle daha çok yılın ikinci yarısında gerçekleştiği görülmektedir. Böylece, 1996 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 1995'e göre %21 artarak 20.8 \$/varil, Dubai hampetrol spot fiyatı ise %15 artarak 18.5 \$/varil civarında gerçekleşmiştir.

1997 yılında petrol fiyatları, Birleşmiş Milletlerin Irak'la ilgili kota artışı, Asya Türk Cumhuriyetleri'nin devreye girmesi ve petrol şirketlerinin üretim fazlalığı ve stoklardaki artış nedeniyle azalmıştır. 1997 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 1996'ya göre %8 azalarak 19.3 \$/varil, Dubai hampetrol spot fiyatı ise %2,7 azalarak 18.1 \$/varil civarında gerçekleşmiştir.

1998 yılı yüzyılın başından bu yana petrol fiyatları açısından 1986 yılından sonra yıllık düşüşün en fazla olduğu dönemdir. Bunun en önemli nedeni, 1998 yılının ilk aylarında Irak petrolünün takas karşılığı piyasaya çıkması, Hazar petrolünün Karadeniz'e ulaşması ve ayrıca Güney Amerika ve Meksika Körfezi'ndeki üretim artışıdır. OPEC dışı ülkelerin Meksika Körfezi ve Alaska gibi sahalarda üretimlerinin artışı, OPEC ülkeleri ile diğer ülkeler arasındaki rekabeti yükseltmiştir. Nijerya, Venezuela ve Birleşik Arap Emirlikleri'nin üretim kotalarını aşmaları, yılın ilk yarısında, petrol arzının petrol talebini 2.4 milyon varil/gün geçmesine yol açmıştır. Kasım 1998'de arz fazlası 300 bin varil/gün'e düşmüş olsa da yıl içinde global olarak bıraktığı etki çok büyük olmuştur. Tüm bu gelişmeler, Aralık 1998 itibarıyla OPEC basket fiyatının 9.69'a düşmesinde önemli etkide bulunmuştur. Böylece, 1998 yılında Brent hampetrol ortalama spot fiyatı 1997'ye göre %33.3 azalarak 13.11 \$/varil, Dubai hampetrol spot fiyatı ise %33 azalarak 12.1 \$/varil civarında gerçekleşmiştir.

1999 yılı Mart ayında, uzun zamandır düşük seyreden petrol fiyatlarının toparlanmasını sağlamak amacıyla, OPEC üyesi 10 ülke ve üye olmayan 3 ülke, petrol bakanlarının katıldığı toplantıda, dünya üretiminin %3'üne eşit olan günde 2 milyon varil/gün miktarı kısıma kararı almışlardır. Bunu takiben, Brent hampetrol fiyatı 1999'un ikinci çeyreğinde 15.5 \$/varil'e, yıl sonunda ise 20 \$/varil'e yükselmiştir.

Hampetrol fiyatlarının, 2000 yılının ilk çeyreğinde 24 \$/varil düzeyine ulaşacağı, üçüncü çeyreğinde ise, bazı OPEC üyesi ülkelerde üretim artışları olabileceği varsayımıyla, düşüş trendine gireceği tahmin edilmektedir.

Dünya ham petrol fiyatları TABLO-14'de verilmiştir. Avrupa Birliği, İngiltere, Kanada ve Amerika'daki doğal gaz fiyatları ise TABLO-15'de verilmiştir.

TABLO-14: Hampetrol spot fiyatları (1972-1998)

YILLAR	* DUBAI (\$/varil)	** BRENT (\$/varil)
1972	1.90	-
1973	2.83	-
1974	10.41	-
1975	10.70	-
1976	11.63	12.80
1977	12.38	13.92
1978	13.03	14.02
1979	29.75	31.61
1980	35.69	36.83
1981	34.32	35.93
1982	31.80	32.97
1983	28.78	29.55
1984	28.07	28.66
1985	27.53	27.51
1986	12.95	14.38
1987	16.92	18.42
1988	13.19	14.96
1989	15.68	18.20
1990	20.50	23.81
1991	16.56	20.05
1992	17.21	19.37
1993	14.90	17.07
1994	14.76	15.98
1995	16.09	17.18
1996	18.56	20.81
1997	18.13	19.30
1998	12.16	13.11

* 1972-1985 Arabian Light, 1986-1998 Dubai

** 1976-1984 Forties, 1985-1998 Brent

TABLO-15: Doğal gaz fiyatları (\$/Milyon BTU)

YILLAR	AVRUPA BİRLİĞİ	İNGİLTERE	AMERİKA	KANADA
1985	3,83	-	-	-
1986	3,65	-	-	-
1987	2,59	-	-	-
1988	2,36	-	-	-
1989	2,09	-	1,70	-
1990	2,82	-	1,64	1,05
1991	3,18	-	1,47	0,89
1992	2,76	-	1,77	0,97
1993	2,53	-	2,10	1,69
1994	2,24	-	1,92	1,50
1995	2,37	-	1,69	0,89
1996	2,43	1,84	2,76	1,12
1997	2,65	2,03	2,53	1,36
1998	2,27	1,92	2,05	1,42

2.4.5. AT, EFTA ve Benzeri Ülke Gruplarının Ticaretteki Yerleri

Avrupa Topluluğu dünya ticaretinden önemli bir pay almakta olup, 1998 yılında dünya hampetrol ticaretindeki payı %25 olmuştur. Dünya hampetrol ticaretinde Avrupa Topluluğu'na üye ülkeler ithalatçı durumdadırlar. 1998 yılında Avrupa Topluluğu'na üye ülkeler 10 milyon varil/gün'lük hampetrol ithalatı gerçekleştirmişlerdir.

EFTA (Avrupa Serbest Ticaret Birliği) ülkeleri (Avusturya, İsviçre, Norveç, İsveç, Finlandiya, İzlanda ve Lihtenştayn) arasında Serbest Ticaret ve İşbirliği Anlaşması, 10 Aralık 1991 tarihinde Cenevre'de bakanlar düzeyinde imzalanmıştır.

EFTA'ya üye ülkelerden Norveç dışında kalan ülkeler petrol tüketicisi, diğer bir deyişle ithalatçı ülkelerdir.

2.4.6. Komşu Ülkelerin Ticaretteki Yerleri

Komşu ülkelerden İran ve Irak OPEC üyesi ülkeler olup, hampetrol ihraç eden ülkelerdir. Rusya en büyük petrol ihraç eden ülkelerdendir. Pazar payı düşük de olsa Suriye de petrol ihraç etmektedir. Azerbaycan önemli petrol kaynaklarına sahip olup, TPAO da dahil olmak üzere birçok batılı petrol şirketi, petrol arama ve üretim faaliyetlerini sürdürmektedir.

Yakın gelecekte petrol ihraç eden ülke konumuna gelmesi beklenmektedir. Bulgaristan, Yunanistan, Gürcistan ve Ermenistan'ın üretimleri çok az olup ihtiyaçlarını ithal yoluyla karşılamaktadırlar.

2.5. İstihdam

Petrol endüstrisinde istihdam, sektördeki gelişmelere ve ülkeden ülkeye büyük değişiklik göstermektedir. Petrol fiyatları arttığında şirketler üretimlerini arttırmak ve yeni rezervler bulmak için istihdamı artırırken, petrol fiyatları düştüğünde personel indirimine gitmektedirler.

2.6. Çevre Sorunları

Petrol çok çeşitli çevre sorununa sebep olan bir hammaddedir. Kullanım yerinin çok sayıda olması ve büyük miktarlarda tüketilmesi bunun en büyük sebeplerinden biridir. Ancak konumuz itibarıyla burada, petrol ve petrol ürünlerinin kullanımından doğan çevre sorunlarından ziyade, petrol arama ve üretim faaliyetlerinden kaynaklanan çevre sorunları ele alınacaktır. Bu alanda arama ve üretim faaliyetlerinin gerçekleştirildiği deniz ve kara ortamlarında farklı nitelik ve boyutta çevre sorunlarıyla karşılaşmaktadır.

A-Karalardaki Çevre Sorunları ve Çözümleri:

Petrolle birlikte üretilen ve daha sonra ayrıştırılan su, yüksek orandaki tuzluluğu, içinde emülsiyon halinde bulunan petrol, ağır minareller ve bazı durumlarda radyoaktif maddeler ve bakteriler nedeniyle insan ve çevre sağlığı açısından zararlıdır. Çoğu durumda üretilen su miktarı, üretilen petrol miktarına yakın veya daha fazla olmakta, bu suyun bilinçsizce çevreye atılması önemli bir kirliliğe sebep olmaktadır.

Bu kirliliğin önlenmesi için üretim suyu çeşitli kimyasal ve mekanik arındırma işlemlerinden sonra yüzeye bırakılabilmekte veya havuzlarda buharlaştırılmakta veya petrolün üretildiği yeraltı seviyelerine enjekte edilmektedir. Sondaj operasyonlarında kullanılan ve sondaj çamuru olarak isimlendirilen sıvılar, içlerinde petrol, dizel ve çok çeşitli kimyasal katkı maddeleri bulundurulur. Bu sıvıların sondaj esnasında yeraltındaki tatlı su rezervuarlarına karışması veya çamur havuzlarından yeraltına sızmalar nedeniyle kullanılabilir su rezervleri kirlenmektedir. Önlem olarak sondajların tatlı su kaynaklarından yeterli uzaklıkta yapılması ve çamur havuzlarının geçirimsiz olarak inşa edilmesi şartı konmakta ve sondaj esnasında tatlı su taşıyan seviyeler geçilinceye kadar petrol ve tehlikeli kimyasal maddelerin kullanımına izin verilmemektedir. Petrol ve doğal gaz kuyularının sondaj esnasında kontrol dışına çıkarak akması (Blow-out) veya boru hatlarında meydana gelen hasarlar sonucu toprakta ve atmosferde önemli kirlenmeler olabilmektedir. Öte yandan, doğal gazın içinde son derece öldürücü bir gaz olan H₂S bulunması, bu tür kazalarda çevrede oturanlar için ciddi tehlikeler yaratmaktadır.

Dünyada bu tür olayların önlenmesi için güvenlik önlemlerine büyük önem verilmekte, acil durum planları uygulanmakta ve kullanılan cihaz ve ekipmanların daha güvenli hale getirilmesi sağlanmaktadır.

B-Denizdeki Çevre Sorunları ve Çözümleri:

Arama ve üretim faaliyetlerinden kaynaklanan kirlilik, denizlerde karadakinine göre iki yönden farklılık gösterir. Bunlardan birincisi; denizlerde ekolojik dengenin karaya oranla çok daha hassas olması, diğeri ise; denizlerin genellikle birden çok devleti ilgilendirmesi nedeniyle konunun uluslararası boyut taşımasıdır. Nitekim Akdeniz ülkeleri Akdeniz'in gündün güne ölmekte olduğunun farkına vararak bir araya gelmiş ve Barcelona Konvansiyonu olarak anılan anlaşmayı imzalamışlardır. Bu konvansiyon kapsamında, muhtelif kirlilik kaynakları ayrı ayrı protokoller çerçevesinde ele alınmaktadır. Bunlardan birisi de; 1985 yılından beri üzerinde çalışılarak imza aşamasına getirilmiş olan ve kısaca Deniz Protokolü olarak bilinen "Akdeniz'in Kıta Sahaneliği, Deniz Yatağı ve Deniz Dibinin Keşfi ve İşletmesinden Kaynaklanan Kirliliğin Önlenmesi" protokolüdür. Denizlerdeki faaliyetlerden kaynaklanan kirlilik ajanlarının başlıcaları üretim suyu, sondaj çamuru ve sondaj esnasında açığa çıkan kırıntılar, platformlardan atılan çöp ve kanalizasyon atıklarıdır. Önlem olarak, üretim suyundaki petrol konsantrasyonu zararsız bir seviyeye indirilmekte ve ancak bundan sonra denize deşarjına izin verilmektedir. Denizdeki üretimde elde edilen suyun tuzluluğu karada olduğu gibi çevresel açıdan önem taşımamaktadır. Bunun yanında sondaj çamurunda kullanılan kimyasal maddelere kısıtlamalar getirilerek bazı maddelerin kullanımı tamamen yasaklanırken, bazı maddelere belirli şartlar altında izin verilmektedir. Çöp ve kanalizasyon atıklarının deşarjı da sıkı kurallara bağlanmaktadır. Tanker kazaları ve deniz altındaki boru hatlarındaki hasarlar sonucu denize yayılan petrolün temizlenmesi için ülkeler ellerindeki imkanları ortaklaşa daha etkin kullanabilmek için bölgesel kuruluşlar oluşturmaktadır. Genel olarak dünyadaki eğilim, çevreyi kirletmesi muhtemel her tür faaliyetin yapılabilmesi için yetkili kuruluşların bir "Çevresel Etki Değerlendirme Raporu" istemeleri yönündedir. Bu tip raporlarda faaliyetin tanımı, çevre üzerindeki muhtemel tesirleri, alınması düşünülen önlemler, izleme metodları, acil durum planları gibi hususlar yer almakta ve izinler bu rapora bağlı olarak verilmektedir.

3. TÜRKİYE'DE DURUM

3.1. Ham Petrol ve Doğal Gazın Türkiye'de Bulunuş Şekilleri

Ülkemizin tektonik evrimine bağımlı olarak, çok kıvrımlı ve kırıklı, engebeli, karmaşık bir jeolojik yapıya sahip olması, Türkiye'deki petrol ve doğal gaz arama çalışmalarını oldukça zorlaştırmakta ve de arama yatırımlarını arttırmaktadır.

Türkiye'de başlıca hidrokarbon (petrol+doğal gaz) arama alanları; Güneydoğu Anadolu, Trakya, Karadeniz, İç Basenler, Toros, Adana ve Doğu Anadolu basenleridir. Bunlar arasında en önemlileri Güneydoğu ve Trakya basenleridir. 1933 yılından bugüne kadar yapılan petrol arama çalışmaları sonucunda, Güneydoğu Anadolu Baseni'nde, kaynak kayaların tipi, yaşı ve olgunlaşmasına göre farklı özelliklerde hidrokarbon çeşitlerinin varlığı saptanmıştır. Platform alanını kuzey kısımlarıyla, binik yapı alanında hafif petrol (25-40 API) ve gaz bulunurken, platform alanının güneyinde ağır petrol (10-18 API) ve asfaltit bulunmaktadır. Petrolle birlikte değişen oranlarda sülfür, karbondioksit ve nitrojen gazları da bulunur. Bu bölgenin jeolojik tarihçesine bağlı olarak yapılar çok karmaşık ve küçük boyuttadır. Bu da, bölgede daha fazla jeoloji, jeofizik ve sondaj çalışmalarının yapılmasını gerekli kılmaktadır.

Trakya'da hidrokarbon, kaynak kayanın tipi ve olgunlaşmasına bağlı olarak genelde gaz fazında ve sınırlı miktarda ise petrol fazında bulunur. Adana baseninde Bulgurdağ'da sınırlı petrol üretimi vardır. Diğer basenlerde ise yapılan arama çalışmalarında yer yer petrol ve gaz emareleri gözlenmesine rağmen ekonomik hidrokarbon bulunamamıştır.

Bugüne kadar denizlerimizde yapılan oldukça kısıtlı arama çalışmaları sunucunda, açılan kuyalarda petrol ve gaz emeralerine rastlanmasına karşın, sadece Kuzey Marmara sahasında ekonomik gaz keşfi olmuştur.

3.1.1. Arama Faaliyetleri

Ülkemizde petrol arama amacıyla açılan ilk derin kuyu, 20 Mayıs 1933 tarihinde 2189 sayılı yasa ile kurulan "Petrol Arama ve İşletme İdaresi" tarafından 13.10.1934-15.06.1936 tarihleri arasında delinen ve 1351 metre derinlikte kuru olarak bitirilen Baspirin-1 arama kuyusudur.

İlk ticari petrol keşfi Raman sahasında Raman-1 kuyusunda, 20 Nisan 1940 tarihinde 1048 m.'de yapılmıştır.

7 Mart 1954 tarihinde ise 6326 sayılı Petrol Yasası çıkarılarak, yerli ve yabancı özel şirketlerin de petrol arama ve üretim çalışmaları yapmalarına olanak sağlanmıştır. Yine aynı tarihte 6327 sayılı yasa ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı kurulmuş ve MTA'daki petrolle ilgili bölüm, bu kuruluşa aktarılmıştır. Petrol Yasasını uygulama yetkisi de 6326 sayılı Petrol Yasası ile kurulan Petrol Dairesine verilmiştir.

6326 sayılı Petrol Yasası 13.05.1955 tarihli 6558, 29.05.1957 tarihli 6987, 05.04.1973 tarihli 1702 ve 28.03.1983 tarihli 2808 sayılı yasalarla bazı değişikliklere uğramış, 1702 sayılı yasa ile Petrol Dairesi Reisliği, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'ne dönüştürülmüştür.

Ülkemizde 1954 yılından 1998 yılı sonuna kadar 19'u yerli 142'si yabancı olmak üzere, toplam 161 adet petrol şirketi arama ve işletme faaliyetinde bulunmuşlardır. Bu şirketlerden 13 adedi ikinci kez arama faaliyetlerine katılmışlardır (TABLO-16).

1998 yılı içerisinde Türkiye'de arama faaliyeti gösteren; 3'ü yerli 19'u yabancı olan 22 adet petrol şirketinden, 13'üne 118 adet arama ruhsatnamesi verilmiştir. Yıl sonu itibariyle 22 petrol şirketinin elinde 306 adet arama ruhsatnamesi olup, bunun 138 adedi Türkiye Petrolleri A.O.'na aittir. Türkiye'de 1998 yılı sonuna kadar verilen petrol arama ruhsatnamelerinin yıllara göre sayıları ve yüzölçümleri TABLO-17'de verilmiştir. Yıl içerisinde arama çalışmaları kapsamında; 50 Ekip/Ay jeolojik, 64.2 Ekip/Ay jeofizik çalışma yapılmış, toplam 28 adet kuyu açılarak 52 461 m. sondaj yapılmıştır. Yıllar itibariyle Türkiye'de yapılan jeolojik ve jeofizik saha çalışmaları TABLO-18'de verilmiştir.

Ülkemizde 1998 yılının sonuna kadar yapılan çalışmalar sonucunda; açılan 2889 adet kuyuda 5 752 292 m. sondaj yapılmış ve 98 adet petrol sahası, 17 adet doğal gaz sahası ve de 4 adet CO₂ sahası keşfedilmiştir (TABLO-19-20 ve 21).

Ülkemizdeki petrol ve doğal gaz arama çalışmalarının tüm zorluklarına karşın, arama yatırımlarının getireceği yükü omuzlayarak, özellikle denizlerimizde olmak üzere, Türkiye ölçeğinde arama çalışmalarının sürdürülmesinin yararlı olacağı düşünülmektedir.

3.2. Rezervler

1998 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki ham petrol ve doğal gaz rezervleri TABLO-22 ve 23'de şirketler bazında verilmiştir. Tablo'dan da görüldüğü gibi, 1998 sonu itibariyle kalan üretilebilir rezerv 43.685.181 ton olup, bu rezervin %71'i TPAO, %21'i Perenco şirketlerindedir.

TABLO-16: 1954 - 31.12.1998 tarihleri arasında Türkiye’de arama ve işletme faaliyetlerinde bulunan şirketler

	Şirketin adı	Rumuzu	Hak iktisap tarihi	Faaliyetin bitiş tarihi
(9)	Aberford Resources Ltd.	ARL	23.03.1986	27.11.1987
	Aladdin Middle East Ltd.	AME	01.02.1962	
	Amerada Petroleum Corporation of Turkey	APT	07.07.1969	03.06.1972
	American Overseas Petroleum Ltd.	AOP	11.05.1954	23.05.1956
	Amoco Turkey Petroleum Company	ATP	26.07.1984	03.05.1987
*	Amoco Turkey b.v.	ATP	16.08.1998	20.08.1999
	Anglo Exploration Corporation	ANG	13.01.1976	19.12.1978
	Anglo Scandinavian Petroleum (Turkey) Ltd.	ASP	01.12.1985	05.11.1992
	Anglo-Turkish Petroleum Inc.	API	14.07.1990	20.07.1991
*	Anglo-Turkish Petroleum Inc.	API	18.03.1994	02.01.1996
(13)	Aran Energy plc.	AEP	04.08.1991	18.04.1992
	Arco Turkey Inc.	ART	15.05.1985	
	Ardpet Ltd.	ARP	26.02.1986	31.01.1989
(12)*	Ardpet Ltd.	ARP	21.09.1989	21.01.1992
	Ashland Oil Company of Turkey Inc.	AOT	04.05.1972	05.11.1974
	Associated Oil and Gas of Turkey Inc.	AOG	29.07.1965	22.04.1966
	Atlantic Refining Company	ARC	03.08.1957	22.10.1962
	Ausonia Mineraria A.M.I. S.P.A.	AUS	08.01.1962	04.12.1962
	Bartling Oil Turkey Ltd.	BTI	05.06.1978	30.01.1979
	Basin Petroleum Corporation	BAS	09.07.1975	09.07.1978
	Belgravia Resources NL	BRN	05.11.1987	20.03.1989
	Bolsa Chica Oil Corporation	BCO	16.09.1955	14.06.1961
	BP Exploration Operating Company Ltd.	BPE	14.09.1991	
	BP Overseas Refining Company Ltd.	BPO	30.04.1975	06.01.1976
	C & K Petroleum Inc.	CKP	09.01.1971	11.07.1975
	California Asiatic Oil Company	CAO	11.05.1954	26.03.1963
	Chevron International Ltd.	CIL	11.05.1989	
	Cheyenne Corporation	CHC	28.11.1974	11.07.1975
	Cities Service Mid-East Oil Corpotation	CSM	06.08.1954	02.09.1955
	Clark Middle East Oil Corporation	CME	14.04.1962	19.06.1967
	COMAG Continental Madencilik San. ve Tic. A.Ş. (Yerli)	COM	28.07.1980	15.10.1981
	Compagnie D'Exploration Petroliere	CEP	14.06.1992	01.04.1964
	Continental Oil Company of Turkey	CON	16.06.1965	07.08.1967
*	Continental Oil Company of Turkey	CON	01.11.1972	04.11.1973
	Coplex (Türkiye) Ltd.	COP	27.11.1992	04.07.1995
	D.D. Feldman Oil and Gas Inc.	FOG	26.10.1955	18.01.1961
	Deilman Montab GmbH	DMG	27.09.1954	01.03.1958
	Deilman Petrol Limited Şirketi	DPL	29.04.1958	28.06.1962
(2)	Deilman Petrol Türk Limited Şirketi	DPT	01.03.1958	29.04.1958
(8)	Demirsü Associates Turkey Int. Inc.	DAT	02.03.1982	26.06.1986

TABLO-16: 1954 - 31.12.1998 tarihleri arasında Türkiye’de arama ve işletme faaliyetlerinde bulunan şirketler - Devam

	Şirketin adı	Rumuzu	Hak iktisap tarihi	Faaliyetin bitiş tarihi
(11)	Deutsche Texaco A.G.	DTA	19.08.1987	18.10.1989
(7)	Dorchester Gas Corporation	DOR	09.03.1972	13.08.1985
	Dorchester Master Limited Partnership	DML	13.08.1985	
	Eastward Energy Ltd.	EEL	28.11.1993	19.07.1995
*	Eastward Energy Ltd.	EEL	03.12.1995	07.03.1999
	Encor Energy Corporation Inc.	ECI	27.11.1987	24.04.1989
	EPAŞ Eczacıbaşı Pet. Ara. Ve İşlet. San. Ve Tic.A.Ş. (Yerli)	EPA	22.04.1981	03.03.1984
	Epic Resources (B.C.) Ltd.	EPR	28.05.1995	01.07.1998
	Ersan Petrol Sanayii A.Ş. (Yerli)	EPS	18.03.1963	
	Ersan Ticaret Limited Şirketi (Yerli)	ETL	26.10.1962	18.03.1963
	ESAN Eczacıbaşı Endüst.Hammaddeler San.ve Tic.A.Ş.(Yerli)	ESA	18.06.1980	22.04.1981
	Esso Exploration Turkey S.A.	EET	11.04.1985	31.12.1990
	Esso Standart (Turkey) Inc.	EST	25.05.1954	01.01.1961
	Etta Limited Şirketi (Yerli)	ELŞ	15.11.1957	31.08.1959
	Exploration Terrenex Inc.	ETI	27.09.1993	24.08.1995
	Forest Oil of Turkey Ltd.	FOT	11.02.1990	05.11.1992
	Garnet Turkey Corporation	GTC	20.08.1989	05.03.1997
	Gewerkschaft Elwerath	GEW	01.02.1966	10.01.1968
	Gilliand Oil Corporation	GOC	22.04.1955	11.07.1956
	Gilliand Oil Corporation S.A.	GOS	11.07.1956	02.04.1960
	GNR (Global Natural Resources) International (Turkey) Inc.	GNR	30.09.1990	18.12.1995
	Grynberg Production Corporation	GPC	14.10.1989	02.01.1996
	Gustavson Associate Inc.	GUS	02.05.1998	
	Hamilton Brothers Oil Company	HBO	20.08.1973	20.08.1974
	Hamilton Brothers Turkey Sdad. Ltd.	HBT	23.08.1973	13.10.1977
	Harding Brothers Oil and Gas Co. Int.	HAR	14.01.1969	22.09.1972
	HI Production Company Inc.Turkey	HPC	18.06.1987	31.12.1988
	Hispanica De Petroleos S.A. (HISPANOIL)	HPS	27.04.1982	21.12.1986
	Hudbay Oil (Turkey) Ltd.	HTL	25.12.1978	30.01.1979
	Huffco International Inc.	HIN	28.10.1983	02.11.1985
*	Huffco International Inc.	HIN	21.12.1988	08.09.1989
	Huffco Turkey Inc.	HTI	03.03.1981	
	Hunt International Petroleum Corporation	HIP	27.09.1987	22.12.1994
	Husky Oil Company	HOC	01.06.1955	11.07.1956
	Idemitsu Turkey Oil Exploration Company Ltd.	İOE	29.11.1987	09.07.1989
	IEDC (Turkey) Ltd.	ITL	01.03.1982	13.04.1986
	IEOC Company Inc.	IOC	24.08.1981	25.06.1982

TABLO-16: 1954 - 31.12.1998 tarihleri arasında Türkiye’de arama ve işletme faaliyetlerinde bulunan şirketler - Devam

	Şirketin adı	Rumuzu	Hak iktisap tarihi	Faaliyetin bitiş tarihi
*	INA – NAFTAPLIN	İNP	27.07.1990	17.07.1992
	İnankur Petrol Sanayii ve Ticaret Ltd. (Yerli)	İPS	27.12.1992	29.03.1994
	International Petroleum Inc.	IPI	25.05.1966	26.01.1971
	International Resources Ltd.	IRL	06.11.1969	23.08.1973
	İstanbul Tabii Gaz Ltd. (Yerli+Yabancı)	İTG	19.10.1954	13.01.1960
	J.F.P. International Inc.	JIN	14.06.1989	06.04.1993
(10)	J.F.P. Well Service Inc.	JWS	14.03.1986	14.06.1989
	Kern Oil Company Ltd.	KOC	25.05.1954	31.03.1955
	Kewanee Overseas Oil Company	KEW	06.10.1972	31.12.1973
	KİL - SAN Kil Sanayii ve Ticaret A.Ş. (Yerli)	KİL	26.06.1975	26.06.1978
	Landa Middle East Oil Company	LME	17.01.1962	17.01.1968
	Largus Exploration A.B.	LTL	11.06.1985	31.05.1990
	Lennox Türkiye Ltd.	LTİ	10.07.1983	17.10.1985
	Lochiel Exploration Ltd.	LOC	23.08.1973	27.02.1978
*	Lochiel Exploration Ltd.	LOC	21.08.1984	13.09.1986
	Lucky Oil Company	LKY	03.07.1968	06.04.1971
	Marathon Petroleum Turkey Ltd.	MPT	28.11.1974	11.07.1975
	Marmara Petroleum Corporation	MPC	11.07.1956	01.07.1960
	Mc.Cord Production Turkey L.L.C.	MCP	11.07.1998	
	Mediterranean Petroleum Resources Ltd.	MPR	06.04.1970	01.12.1972
	Mesopotamian Petroleum Corporation	MES	30.03.1965	22.04.1966
	Middle East Inc.	MEI	29.07.1965	22.04.1966
(17)	Mobil Exploration Mediterranean Inc.	MEM	19.06.1956	25.08.1997
	Mobil Oil Türk A.O.	MOT	1955	19.06.1956
	Mol Magyar Olaj - Es Gazipari Reszvenytarsasag (Hungarian Oil and Gas Co. Ltd.)	MOG	03.02.1996	
	Monument Exploration and Production Ltd.	MEP	28.03.1990	05.11.1992
	Moravske Naftove Doly a.s. (Moravian Oil Co.)	MND	03.07.1994	02.01.1996
*	Moravske Naftove Doly a.s. (Moravian Oil Co.)	MND	30.06.1996	
	N.V. De Bataafsche Petroleum Maatschappij	BPM	08.05.1954	07.03.1958
(16)	N.V. Turkse Shell	NTS	07.03.1958	20.02.1997
	N.V. Turkse Perenco	NTP	20.02.1997	
	Neste Oy	NOY	15.02.1987	19.12.1992
	Nomeco International Oil Company	NOL	10.02.1992	27.01.1993
	North American International Oil and Gas Inc.	NAI	22.05.1968	20.04.1970
	North Central Oil of Turkey Inc.	NCO	29.07.1965	22.04.1966
	Offshore Exploration Oil Company	OXO	08.09.1969	08.09.1975
	Olympic Turkey Inc.	OLT	17.06.1992	06.04.1993
	Ömv Suez Erdöl - Augsuchungsgesellschaft m.b.h.	OSE	28.10.1988	31.05.1990
	Opubco Turkey Inc.	OTI	18.06.1987	31.12.1988

TABLO-16: 1954 - 31.12.1998 tarihleri arasında Türkiye’de arama ve işletme faaliyetlerinde bulunan şirketler - Devam

	Şirketin adı	Rumuzu	Hak iktisap tarihi	Faaliyetin bitiş tarihi
	Oxoco International Inc.	OXI	06.10.1981	26.11.1984
	P.O. TATNEFT (Production Organisation Tatneft)	PTN	12.12.1993	18.12.1995
(3)	Pan American Land and Oil Royalty Company	PAL	22.10.1958	20.10.1959
(6)	Panoil Company	POC	20.10.1959	09.03.1972
	Pauley Petroleum Inc.	PPI	04.05.1960	25.05.1962
	Perkins Oil Company	PER	01.02.1962	24.10.1967
*	Perkins Oil Company	PER	24.11.1972	05.09.1976
	PET - MA Madencilik İmalat Ltd. Şirketi (Yerli)	PEM	21.04.1990	28.06.1994
	PETOIL Pet.ve Pet. Ürün. Ulus. Ara.ve İşl. Şirketi (Yerli)	PÜŞ	24.08.1991	06.05.1997
	Petrolex (Nederland) b.v.	PNV	18.04.1992	09.08.1997
	Petrom Exploration Mediterranean Inc.	PMI	25.08.1997	
	PETORAMA Petrol Arama ve Sanayii A.Ş. (Yerli)	PAR	10.06.1980	03.03.1984
	Peyto Oil Ltd.	PEY	04.12.1969	19.01.1973
	Placid Oil Company Turkey	POT	26.02.1986	25.01.1989
	POGO Turkey Inc.	PTI	24.03.1982	21.12.1986
	Polmak Sondaj Sanayii A.Ş. (Yerli)	PAŞ	01.10.1989	
	RWE - DEA Aktiengesellschaft für Mineralöl und Chemie	RDA	18.10.1989	31.05.1990
*	RWE - DEA Aktiengesellschaft für Mineralöl und Chemie	RDA	17.08.1990	13.12.1991
	Salen Energy A.B.	SEA	14.12.1979	31.05.1990
(5)	San Jacinto Adana Exploration Corporation	SAC	20.04.1961	16.06.1965
	Scurry Rainbow International Ltd.	SRI	13.01.1968	04.09.1971
	Seaboard Oil Company	SOC	03.08.1957	16.07.1958
	Servet Petrol Ticaret ve Sanayii A.Ş. (Yerli)	SER	24.11.1980	01.02.1982
	Seven Seas Petroleum Turkey Inc.	SSP	09.08.1995	14.02.1996
	Shenandoah Turkey Inc.	STI	15.09.1975	22.07.1976
	Sina Oil AG	SOA	10.07.1988	06.12.1988
	Societe De Participations Petrolieres (Petropar)	SPP	19.06.1963	15.09.1967
	Soconi Vacuum Petrol A.O.	SVP	06.05.1954	1955
	Tarko Maden A.Ş. (Yerli)	TAR	06.12.1979	17.11.1980
	Taurus Petroleum A.B.	TAP	23.01.1993	30.05.1997
	Tennessee Turkey Inc.	TTI	16.10.1962	26.10.1963
	Terra Marmara Inc.	TMI	28.11.1974	11.07.1975
(14)	Terrenex Ventures Inc.	TVI	28.01.1990	27.09.1993
	Tesoro Turkey Petroleum Company	TPC	08.07.1984	21.12.1986
(4)	Texas Crude Oil Company Middle East	COC	02.01.1963	30.03.1965
	Texaco Investments (Nederland) Inc.	TIN	12.01.1990	28.06.1991
	Texaco Nederland b.v.	TNB	24.11.1993	05.08.1995
	Texaco Overseas Petroleum Company	TOP	11.05.1954	26.03.1963
*	Texaco Overseas Petroleum Company	TOP	05.11.1970	30.06.1973

TABLO-16: 1954 - 31.12.1998 tarihleri arasında Türkiye’de arama ve işletme faaliyetlerinde bulunan şirketler - Devam

	Şirketin adı	Rumuzu	Hak iktisap tarihi	Faaliyetin bitiş tarihi
	Texaco Seabord Inc.	TSI	16.07.1958	22.10.1962
	Thrace Basin Natural Gas Corporation Turkey	TGT	26.06.1986	
(1)	Tidewater Associated Oil Company	TAO	16.06.1955	30.07.1956
(1)	Tidewater Oil Company	TOC	30.07.1956	22.10.1962
	Total Turquie A.Ş.	TOA	08.08.1989	28.10.1989
	Trans Global Petroleum Inc.	TGP	05.05.1996	
	Trans Mediterranean Oil Company Ltd.	TMO	05.03.1981	
	Trans World Oil Ltd.	TOL	23.11.1966	23.10.1971
	Transtürk Petrol Arama ve İşletme A.Ş. (Yerli)	TPI	15.10.1981	13.04.1986
	Tur - Kan Petrol Ltd.	TÜR	04.09.1969	09.04.1983
*	Tur - Kan Petrol Ltd.	TÜR	02.09.1984	
	Turkey Exploration Ltd.	TEL	19.03.1968	24.01.1970
	Turkish American Oil Company (Cizre)	TAC	25.12.1956	02.04.1960
	Turkish American Oil Company (İskenderun)	TAI	25.12.1956	02.04.1960
	Turkish Beach Petroleum Proprietary Ltd.	TBL	20.04.1970	12.12.1977
	Turkish Gulf Oil Company	TGO	31.12.1957	27.05.1972
	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (Yerli)	TPAO	15.04.1955	
	Türkiye Westates Petroleum Company	TWP	07.11.1970	20.08.1974
(12)	Tuscar International Ltd.	TIL	21.01.1992	09.10.1993
	Union Texas Turkey Inc.	UTI	05.06.1978	30.01.1979
*	Union Texas Turkey Inc.	UTI	07.07.1981	09.01.1983
	Unocal Turkey Ltd.	UTL	11.05.1989	07.02.1990
	Weeks Petroleum Turkey Ltd.	WPL	28.11.1974	30.01.1979
	Weeks Turkey Ltd.	WTL	04.01.1982	03.03.1984
	Westbank Resources Inc.	WRI	26.02.1986	15.08.1986
	Western Discovery USA Inc.	WDU	15.04.1990	20.07.1991
	Wintershall Aktiengesellschaft	WAG	30.11.1981	08.08.1989
	Woods Middle East Petroleum Corporation	WME	10.06.1966	25.07.1970
	Worldwide Exploration Consultants Inc.	WEC	18.09.1980	31.03.1991
	Wyoming International Oil Company	WYO	10.05.1967	01.02.1968
	Yeniköy Maden İşletmeciliği ve Tic. Ltd. Şirketi (Yerli)	YMŞ	19.02.1986	26.04.1987
	Yurt Petrol Ltd. (Yerli)	YPL	12.10.1967	22.04.1972

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

- Şirketler yeniden arama faaliyetlerine katılmışlardır.

-

- 1) 30.07.1956 tarihinde "Tidewater Oil Company" adını almıştır.
- 2) 29.04.1958 tarihinde "Deilman Petrol Limited Şirketi" adını almıştır.
- 3) 20.10.1959 tarihinde "Panoil Company" adını almıştır.
- 4) 30.03.1965 tarihinde "Mesopotamian Petroleum Corporation" adını almıştır.
- 5) 16.06.1965 tarihinde "Continental Oil Company of Turkey" adını almıştır.

- 6) 09.03.1972 tarihinde "Dorchester Gas Corporation" adını almıştır.
- 7) 13.08.1985 tarihinde "Dorchester Master Limited Partnership" adını almıştır.
- 8) 26.06.1986 tarihinde "Thrace Basin Natural Gas Corporation Turkey" adını almıştır.
- 9) 27.11.1987 tarihinde "Encor Energy Corp.Inc." adını almıştır.
- 10) 14.06.1989 tarihinde "JFP International Inc." adını almıştır.
- 11) 18.10.1989 tarihinde "RWE-DEA Aktiengesellschaft für Mineralöl und Chemie" adını almıştır.
- 12) 21.01.1992 tarihinde "Tuscar International Ltd." adını almıştır.
- 13) 18.04.1992 tarihinde "Petrolex (Nederland) b.v." adını almıştır.
- 14) 27.09.1993 tarihinde "Exploration Terrenex Inc." adını almıştır.
- 15) 24.11.1993 tarihinde "Texaco Nederland b.v." adını almıştır.
- 16) 20.02.1997 tarihinde "N.V.Turkse Perenco" adını almıştır.
- 17) 25.08.1997 tarihinde "Petrom Exploration Mediterranean Inc." adını almıştır.

TABLO-17: Petrol arama ruhsatnamelerinin yıllara göre adet ve yüzölçümleri**(Km²)**

Yıllar	Şirket sayısı		İktisap edilen		Terk edilen müddeti sona eren veya feshedilen		Yıl sonu itibariyle arama ruhsatnameleri					
	Ruhsatname sahibi	Yıl içinde ruhsat alan					T.P.A.O.		Diğer Şirketler		Toplam	
	Adet	Adet	Adet	Alan	Adet	Alan	Adet	Alan	Adet	Alan	Adet	Alan
1955 - 1984			1.474	696.355	1.206	571.689	170	81.882	98	42.784	268	124.666
1985	19	15	67	31.050	55	25.561	158	74.743	122	55.412	280	130.155
1986	18	8	29	11.272	86	41.600	136	63.657	87	36.170	223	99.827
1987	23	8	63	36.647	47	21.770	138	71.921	101	42.783	239	114.704
1988	23	9	57	26.988	78	36.226	118	62.893	100	42.573	218	105.466
1989	21	14	137	72.313	69	39.378	125	67.603	161	70.798	286	138.401
1990	25	10	68	31.920	49	21.641	140	75.015	165	73.665	305	148.680
1991	26	9	57	27.081	36	15.069	162	86.596	164	74.096	326	160.692
1992	25	6	35	16.690	57	26.842	147	79.145	157	71.395	304	150.540
1993	25	10	48	22.798	95	44.708	112	62.297	145	66.333	257	128.630
1994	25	7	45	22.236	61	28.857	113	62.653	128	59.356	241	122.009
1995	26	8	45	21.343	75	36.866	114	63.177	97	43.309	211	106.486
1996	25	10	64	30.834	44	21.676	123	72.165	98	43.479	231	115.644
1997	23	7	54	36.753	80	39.018	100	65.135	105	48.244	205	113.379

TABLO-17: Petrol arama ruhsatnamelerinin yıllara göre adet ve yüzölçümleri- Devam**(Km²)**

1998	22	13	118	118.512	17	8.042	138	134.159	168	89.690	306	223.849
Toplam			2 361	1.202.792	2 055	978.943						

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

TABLO - 18 : Yıllar itibariyle Türkiye’de petrol şirketlerince yapılan jeoloji ve jeofizik saha çalışmaları

Yıllar	Jeoloji etüdüleri			Jeofizik etüdüleri							Toplam Jeofizik		
	TPAO Ekip/Ay	Diğerleri Ekip/Ay	Toplam Ekip/Ay	Sismik			Gravite + Manyetik			Resistivite Sonda adet	TPAO Ekip/Ay	Diğerleri Ekip/Ay	Toplam Ekip/Ay
				TPAO Profil Km.	Diğerleri Profil Km.	Toplam Profil Km.	TPAO İst. Adedi	Diğerleri İst. Adedi	Toplam İst. Adedi				
1977-89	1 042,3	57,1	1 099,4	43 731	18 405	62 136	408 369	30 461	438 830	6 922	1 658,8	244,8	1 903,6
				9 967 *	3 151 *	13 118 *	105 815 *		105 815 *				
1990	133,8	16,3	150,1	3 547	1 374	4 921	24 238		24 238	1 067	144,8	18,9	163,7
				3 990 *		3 990 *							
1991					305 **	305 **							
	135,0	22,3	157,3	2 917	475	3 392	13 008		13 008	716	109,3	10,8	120,1
				10 755 *	3 066 *	13 821 *	33 302 *	5 994 *	39 296 *				
1992				180 **	91 **	271 **							
	82,6	26,1	108,7	2 017	880	2 897	25 061		25 061	454	110,4	19,2	129,6
				4 896 *	4 955 *	9 851 *	9 792 *	9 910 *	19 702 *				
1993					83 **	83 **			4 543 +	4 543 +			
	65,7	3,6	69,3	1 479	455	1 934	16 740		16 740	16 389	76,9	7,7	84,6
				164 **	83 **	247 **							
1994	37,7		37,7	1 030	182	1 212	11 408	484	11 892		44,0	3,9	47,9
				424 *		424 *							
1995													
	95,7	2,3	98,0	938	112	1 050	22 198		22 198		85,7	1,7	87,4
				697 *		697 *							
1996				211 **		211 **							
	58,4	0,6	59,0	1,036	108	1,144	15,208		15,208		70,0	2,7	72,7
				229 **		229 **							
				1 127 *	1 127 *								

TABLO - 18 : Yıllar itibariyle Türkiye’de petrol şirketlerince yapılan jeoloji ve jeofizik saha çalışmaları - (DEVAM)

Yıllar	Jeoloji etüdüleri			Jeofizik etüdüleri							Toplam Jeofizik		
	TPAO Ekip/Ay	Diğerleri Ekip/Ay	Toplam Ekip/Ay	Sismik			Gravite + Manyetik			Resistivite	TPAO Ekip/Ay	Diğerleri Ekip/Ay	Toplam Ekip/Ay
				TPAO Profil Km.	Diğerleri Profil Km.	Toplam Profil Km.	TPAO İst. Adedi	Diğerleri İst. Adedi	Toplam İst. Adedi	TPAO Sonda adet			
1997	45,3	1,0	46,3	1 144	287	1 432	14 738		14 738		55,1	5,3	60,4
				455 *		455 *	455 *		455 *				
				89 **		89 **							
				313 ***	300 ***	613 ***							
1998	49,8	0,2	50,0	2 022	179	2 201	10 360		10 360		58,5	5,7	64,2
				564 *	473	1 037 *	913 *		913 *				
				275 **	110	385 **							

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

- * Sismik etüt (Deniz) Km.
- ** Üç boyutlu sismik etüt Km²
- *** Üç boyutlu sismik etüt (Deniz) Km²
- + Aeromanyetik etüt Km.

TABLO-19 : 1998 yılı sonu itibariyle Türkiye’de açılan petrol kuyularının cinslerine göre toplam adet ve metrajları

Şirketler	Kuyu cinsleri										Toplam	
	Arama		Tespit		Üretim		Enjeksiyon		Jeo. İstikşaf			
	Adet	Metraj	Adet	Metraj	Adet	Metraj	Adet	Metraj	Adet	Metraj	Adet	Metraj
Türkiye Petrolleri A.O.	640	1 587 697,33	309	663 690,65	983	1 693 296,03	23	32 851,00	36	72 967,50	1 991	4 050 502,51
M.T.A.	62	96 323,00	8	11 763,00	15	22 081,00			19	3 219,00	104	133 386,00
Diğer yerli şirketler	4	3 907,66	1	1 016,00	16	16 788,10			18	8 784,00	39	30 495,76
Yabancı şirketler	297	613 454,71	110	212 680,68	226	416 828,75		840,93	5	4 034,58	638	1 247 839,65
Yerli + Yabancı şirket ortaklığı	58	164 643,02	30	68 443,88	22	45 025,39	7	11 956,00			117	290 068,29
Toplam	1 061	2 466 025,72	458	957 594,21	1 262	2 194 019,27	30	45 647,93	78	89 005,08	2 889	5 752 292,21

KAYNAK: PİGM Dergisi (No-43), 1998

TABLO – 20 : Türkiye’de keşfedilen petrol sahaları

S a h a	Keşif tarihi	Bölge ve hak sıra no.	Üretim formasyon yapan	Ortalama Derinlik (m.)	Gravite API	Kükürt %
M.T.A.						
Raman (1)	1945	X İR/TPO/182	Garzan + Mardin	1 360	18,0	3,40
Garzan (1)	1951	X ARİ/TPO/777	Garzan	1435-1450	24,0	2,10
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.						
Germik (4)	1958	X ARİ/TPO/777	Garzan	1 975	18,8	2,80
Mağrip	1961	X ARİ/TPO/799	Garzan	1 740	18,5	2,80
B.Raman	1961	X ARİ/TPO/778,779	Garzan	1 300	13,0	5,80
		X İR/TPO/796				
Kurtalan (4)	1961	X ARİ/TPO/808	Germav	1 650	33,2	1,30
Çelikli	1963	X ARİ/TPO/798	Beloka	3 200	35,2	0,50
Malahermo (4)	1965	X AR/TPO/3162	Sinan	1 000	33,0	
Dodan	1965	X ARİ/TPO/822	Sinan	1 190	36,0	
K.Mağrip (4)	1969	X AR/TPO/3159	Garzan	2 049	27,3	
Sezgin (4)	1970	X ARİ/TPO/1953	Garzan	1 700	17,0	
Yolaçan (4)	1970	X ARİ/TPO/2691	Raman	2 060	18,0	
Adıyaman	1971	XII ARİ/TPO/1708	Karababa	1 750	26,7	1,50
Oyuktaş (4)	1972	X ARİ/TPO/2467	Garzan	2 325	31,0	1,30
Sarıcak	1973	XI ARİ/TPO/2126	Derdere	1 600	31,5	0,20
G.Sarıcak	1973	XI ARİ/TPO/2126	Derdere	1 600	31,0	0,50
Deveçatak (4)	1973	I ARİ/TPO/1947	Soğucak	1 450	37,0	0,20
Yeniköy	1973	XI ARİ/TPO/2129	Derdere + Sabunsuyu	1940-2100	32,0-33,1	0,50
K.Osmancık	1974	I ARİ/TPO/1948	Soğucak	1 150	37,6	0,30
G.Kayaköy	1976	XI ARİ/TPO/2127	Derdere	2 620	30,4	0,90
İkiztepe (4)	1976	X ARİ/TPO/2436	Sinan	1 490	11,3	5,40
Beyçayır (4)	1976	X ARİ/TPO/2563	Beloka	2 350	26,1	
Çamurlu	1976	X ARİ/TPO/2436	Sinan	1 450	12,2	5,50
Sivritepe (4)	1977	XI ARİ/TPO/2127	Derdere	2 500	33,4	0,90
Bölükayla (4)	1977	XII ARİ/TPO/2645	Karababa + Derdere	3 120	34,5	

TABLO – 20 : Türkiye’de keşfedilen petrol sahaları - Devam

S a h a	Keşif tarihi	Bölge ve hak sıra no.	Üretim yapan formasyon	Ortalama Derinlik (m.)	Gravite API	Kükürt %
K.Adiyaman (4)	1977	XII ARİ/TPO/1708	Karaboğaz Karababa	+ 2 900	32,0	
G.Şahaban	1978	XI ARİ/TPO/2128	Derdere	1 660	33,2	0,50
G.Dinçer	1981	X ARİ/TPO/2691	Beloka	1 626	15,5	5,40
B.Şelmo	1981	X ARİ/TPO/2466	Sinan	1 820	34,3	1,30
Mehmetdere	1982	XI ARİ/TPO/2681	Derdere	2 000	32,0	
Kartaltepe	1982	XI ARİ/TPO/2681	Derdere	2 000	32,0	1,10
Çemberlitaş	1983	XII ARİ/TPO/2645	Karababa + Derdere	3 200	31,0	0,70
Alçık (4)	1983	XI ARİ/TPO/2681	Derdere	1 800	33,0	0,50
B.Kozluca	1984	X ARİ/TPO/2691	Sinan	1 515	12,4	5,70
Çukurtaş (4)	1984	XII ARİ/TPO/2645	Karababa	3 054	35,5	
B.Fırat	1985	XI İR/TPO/2699	Karababa + Derdere	2 570	35,2	1,10
Akpınar (4)	1986	XII İR/TPO/1700	Karababa + Derdere	3 250	31,0	0,80
Silivanka Sinan	1987	X İZ/TPO/827	Sinan	1 300	15,7	
Karakuş	1988	XII ARİ/TPO/3052	Karaboğaz Karababa Derdere + S.suyu	+ 2 700	30,1	
B.Kentalan (4)	1989	X ARİ/TPO/799	Garzan	1 611	20,9	
G.Karakuş	1989	XII ARİ/TPO/3052	Karababa + Derdere	2 370	26,5	
K.Karakuş	1990	XII ARİ/TPO/3052	Karababa + Derdere	2 590	29,0	0,80
Beşikli	1990	XII ARİ/TPO/3256	Karaboğaz Karababa	+ 1 900	25,6	2,40
Yanarsu (4)	1990	X ARİ/TPO/3141	Sinan	1 440	14,7	
Bakacak (4)	1991	XII AR/TPO/3054	Sayındere	1 900	21,0	
Tokaris	1991	XII ARİ/TPO/3256	Karaboğaz Karababa Derdere	+ 2 410	24,1	
D.Beşikli	1991	XI ARİ/TPO/3255	Karababa + Derdere	1 860	19,4	3,20
İkizce	1991	XII ARİ/TPO/3256	Karaboğaz Karababa	+ 2 285	26,4	2,20
Karadut	1992	XII AR/TPO/3277	Derdere	2 900	38,4	0,50

TABLO – 20 : Türkiye’de keşfedilen petrol sahaları - Devam

S a h a	Keşif tarihi	Bölge ve hak sıra no.	Üretim yapan formasyon	Ortalama Derinlik (m.)	Gravite API	Kükürt %
Sarısögüt (4)	1994	XII AR/TPO/3054	Karaboğaz Karababa +	2 690	29,2	
Yananköy	1994	XII AR/TPO/3257	Bozova	1 750	14,0	4,20
Kavakdere	1995	I ARİ/TPO/3339	Hamitabat	2 170	37,0	0,20
Doğu Silivanka	1995	X AR/TPO/3159	Beloka	2 474	22,0	
Bozova	1996	XII AR/TPO/2798	Karabogaz	2 175	24,0	
Eskitaş	1997	XII AR/TPO/2748	Karaboğaz Karababa Derdere +	1 998	15,0	
Lilan	1997	XII AR/TPO/3054	Karaboğaz Karababa +	2 750	28,8	
Adıyaman(D)	1998	XII ARİ/TPO/1708	Derdere	1 700	25,3	
Akgün	1998	XII AR/TPO/3277	Karababa	2 130	25,0	
N.V.TURKSE SHELL (7)						
Kayaköy	1961	XI ARİ/NTP/880	Mardin Grubu	2 083	38,2	0,57
Kurkan	1963	XI ARİ/NTP/1492	Mardin Grubu	1 621	31,4	0,51
Beykan	1964	XI ARİ/NTP/1492	Mardin Grubu	1 889	33,2	0,97
B.Kayaköy	1964	XI ARİ/NTP/1050	Mardin Grubu	1 886	34,7	0,65
Şahaban	1966	XI ARİ/NTP/1050	Mardin Grubu	1 789	34,4	0,66
G.Kurkan	1967	XI ARİ/NTP/1050	Mardin Grubu	1 956	34,7	0,66
Piyanko	1968	XI ARİ/NTP/1488	Mardin Grubu	2 531	35,5	0,88
Malatepe	1970	XI ARİ/NTP/1703	Mardin Grubu	1 685	33,9	0,69
Katin	1971	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	2 611	29,5	0,76
Barbeş	1972	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	2 272	29,7	0,60
B.Malatepe (4)	1972	XI ARİ/NTP/1703	Mardin Grubu	1 595	33,9	0,64
Köşk (4)	1972	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	2 174	34,7	
Sebyan	1973	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	2 025	33,7	0,59
Yatır (4)	1973	XI ARİ/NTP/1703	Mardin Grubu	1 439	29,3	
D.Yatır	1974	XI ARİ/NTP/1703	Mardin Grubu	1 563	30,9	0,77
D.Yeniköy	1974	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	1 986	31,3	0,74

TABLO – 20 : Türkiye’de keşfedilen petrol sahaları – Devam

S a h a	Keşif tarihi	Bölge ve hak sıra no.	Üretim formasyonu yapan	Ortalama Derinlik (m.)	Gravite API	Kükürt %
Sincan	1980	XI ARİ/NTP/1050	Mardin Grubu	1 585	31,1	0,63
Kervan (4)	1983	X ARİ/NTP/1852	Mardin Grubu	2 350	30,3	0,60
G.D.Şahaban (4)	1983	XI ARİ/NTP/880	Mardin Grubu	1 815	35,1	
Bektaş	1985	XI ARİ/NTP/1492	Mardin Grubu	1 850	33,7	0,53
Baysu	1985	XI ARİ/NTP/1492	Mardin Grubu	1 950	33,3	
Yeşildere	1986	XI ARİ/NTP/1050	Mardin Grubu	2 100	34,5	
Köprü (4)	1990	XI ARİ/NTP/880	Mardin Grubu	1 901	35,2	0,35
MOBIL EXPLORATION MEDITERRANEAN INC.						
Bulgurdağ(5)	1960	XIV İR/EPS/723,724	Karaisalı	1 535	37,7	0,14
Silivanka (2)	1962	X İZ/TPO/827	Garzan + Beloka	2250-2500	21.5,25.2	2.3,1.9
MOBIL EXPLORATION MED.INC. + PANOIL CO. (*)						
Şelmo(6)	1964	X ARİ/PMI-DML/829	Orta + Alt Sinan	2 000	34,4	1,09
CALIFORNIA ASIATIC OIL CO. + TEXACO OVERSEAS PETROLEUM CO.						
Kahta (3)	1958	XII İR/EPS/658	Karaboğaz	1 040	11,0	4,50
ALADDIN MIDDLE EAST LTD. + TRANS MEDITERRANEAN OIL CO.						
Molla (4)	1974	XI ARİ/AME-TMO/2260	Karababa	1 950	30,0	
Nemrut (4)	1991	XII ARİ/AME-TMO/3215	Sayındere + Karaboğaz	1 550	18	
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O. + ARCO TURKEY INC.						
Batı Migo (4)	1992	XI ARİ/TPO/3258	Sayındere + Karababa	2 050	29,5	
ARCO TURKEY INC. + TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.						
Cendere	1989	XII ARİ/TPO-ART/3205	Karaboğaz + Karababa + Derdere	2 700	29,0	0,80
Ozan Sungurlu	1991	XII ARİ/TPO-ART/3206	Sayındere + Karaboğaz + Karababa + Derdere	2 800	37,2	0,30
N.V.TURKSE SHELL + TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.						
Karaali (7)	1989	X ARİ/NTP-TPO/3079	Mardin Grubu	3 030	24,6	1,42
Kastel (7)	1990	X ARİ/NTP-TPO/3142	Mardin Grubu	2 400	34,7	0,90

TABLO – 20 : Türkiye’de keşfedilen petrol sahaları – Devam

ALADDIN MIDDLE EAST LTD. + TUR-KAN PETROL LTD.						
Zeynel	1990	XII İR/AME/3170	Sayındere Karaboğaz Karababa	+	1 470	21,6
PETOIL						
Eşmeli (4)	1991	XI Diyarbakır	Karababa		1 552	14
THRACE BASIN NATURAL GAS CO.-HUFFCO TURKEY INC.						
Gelindere	1995	I AR/TGT- HTI/3013	Osmancık		1 487	45

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

- (1) 1954 yılında T.P.A.O. na devredilmiştir.
- (2) 1969 yılında T.P.A.O. na devredilmiştir.
- (3) 1962 yılında Ersan Petrol San.A.Ş. ne devredilmiştir.
- (4) Üretimden düşmüş veya üretime kapalıdır.
- (5) 1994 yılında Ersan Petrol San.A.Ş. ne devredilmiştir.
- (6) 1997 yılında Petrom Exp.Med.Inc. şirketine devredilmiştir.
- (7) N.V.Turkse Shell şirketi, 1997 yılında TPAO ile ortak üretim yaptığı sahalarındaki % 50 hissesini ve kendi üretim sahalarının tamamını N.V.Turkse Perenco Şirketine devretmiştir.

TABLO – 21 : Türkiye’de keşfedilen doğal gaz sahaları

S a h a	Keşif Tarihi	Bölge ve hak sıra no.	Üretim yapan formasyon	Ortalama derinlik (m.)	Spesifik gravite
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Hamitabat	1970	I ARİ/TPO/1946	Hamitabat	3000	0.590
Kumrular (3)	1970	I ARİ/TPO/1946	Soğucak	3150	0.601
Çamurlu	1975	X ARİ/TPO/2436	Sinan	1450	0.646
G.Dinçer (3)	1982	X ARİ/TPO/2691	Çamurlu	2530	0.859
Umurca	1984	I ARİ/TPO/2690	Osmancık	1900	0.625
G.Hazro (3)	1986	X ARİ/TPO/2893	Hazro	3780	
K.Marmara	1988	I ARİ/TPO/3096	Soğucak	1200	0.603
Karacaoğlan	1989	I ARİ/TPO/3381	Ceylan	3383	0.615
Değirmenköy (S)	1994	I ARİ/TPO/3411	Soğucak	1200	0.630
Karaçalı	1995	I ARİ/TPO/3302	Osmancık	2200	0.628
Değirmenköy (D + O)	1996	I ARİ/TPO/3411	Danişmen+Osmancık	1023	0.591
Silivri	1996	I ARİ/TPO/3406	Danişmen+Osmancık	1225	0.566
N.V.TURKSE SHELL					
Katin (3), (4)	1972	X ARİ/NTP/1852	Katin kumtaşı	3150	0.740
Derin Barbeş (4)	1984	X ARİ/NTP/1852	Katin kumtaşı	3300	0.750
DEMIRSU ASS. TURKEY INTERNATIONAL INC. *					
Kandamış (1) (3)	1985	I İR/PAŞ/2694	Osmancık	1000	0.573
THRACE BASIN NATURAL GAS CORP. TURKEY					
Bayramşah (1) (3)	1987	I İR/PAŞ/2694	Osmancık	1100	0.809
Hayrabolu (2)	1990	I İR/TGT-HTI/2926	Osmancık	1200	
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Dodan (CO ₂)	1965	X ARİ/TPO/822	Ü.Sinan	1190	1.360
Dodan (CO ₂)	1969	X ARİ/TPO/822	Garzan	1792	1.270
Dodan (CO ₂)	1969	X ARİ/TPO/822	Mardin	2035	1.406
Çamurlu (CO ₂)	1977	X ARİ/TPO/2436	Çamurlu	3200	0.646

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

* 26.6.1986 tarihinde Thrace Basın Natural Gas Corp. Turkey ismini almıştır.

(1) 1989 yılında Polmak Sondaj Sanayii.A.Ş. ne devredilmiştir.

(2) 1990 yılında işletme sahasında Huffco Turkey Inc. şirketine hisse devri yapılmıştır.

(3) Üretimden düşmüş veya üretime kapalıdır.

(4) 1997 yılında N.V.Turkse Perenco şirketine devredilmiştir.

TABLO – 22 : 1998 yılı sonu itibariyle Türkiye’deki ham petrol rezervleri

Şirketler	Rezervardaki petrol (*)		Üretilabilir petrol		Kümülatif üretim		Kalan üretilabilir petrol	
	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton
T.P.A.O.	4.632.182.000	699.525.000	583.960.000	86.197.000	379.457.158	55.409.944	204.502.842	30.787.056
N.V.Turkse Perenco	1.264.480.000	172.962.000	337.715.000	46.077.000	270.159.012	36.852.391	67.555.988	9.224.609
Petrom E.M.I. + Dorchester	592.000.000	80.274.000	82.000.000	11.119.000	76.825.140	10.416.163	5.174.860	702.837
Arco Turkey Inc. + T.P.A.O.	61.464.000	8.574.000	21.515.000	3.001.000	13.096.903	1.844.759	8.418.097	1.156.241
N.V.Turkse Perenco + T.P.A.O.	31.930.000	4.429.000	13.000.000	1.768.000	6.355.267	862.576	6.644.733	905.424
Ersan + Aladdin + Trans Med.	39.000.000	6.157.000	5.850.000	924.000	4.579.397	748.540	1.270.603	175.460
Ersan + Aladdin M.E.	18.200.000	2.420.000	3.200.000	425.000	2.653.000	349.601	547.000	75.399
Aladdin + Tur-Kan	14.400.000	2.094.000	4.320.000	628.000	677.049	98.788	3.642.951	529.212
Aladdin+Transmed.	5.180.000	750.000	917.000	132.000	21.638	3.057	895.362	128.943
Thrace Basin Nat. Gas + Huffco			5.179	671	5.179	671		
Toplam –Total	6.658.836.000	977.185.000	1.052.482.179	150.271.671	753.829.743	106.586.490	298.652.436	43.685.181

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

TABLO-23 : 1998 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki doğal gaz rezervleri

(M³)

Şirketler	Rezervardaki toplam gaz	Üretilebilir toplam gaz	Kümülatif üretim	Kalan üretilebilir rezerv
T.P.A.O.	15.100.820.000	9.968.802.000	3.526.603.414	6.442.198.586
N.V.Turkse Perenco	1.808.175.000	1.248.205.000	761.755	1.247.443.245
Polmak Sondaj San. A.Ş.	189.723.000	126.179.000		126.179.000
Thrace Basın + Huffco Turkey	1.431.000.000	1.073.000.000	8.594.466	1.064.405.534
Toplam – Total	18.529.718.000	12.416.186.000	3.535.959.635	8.880.226.365

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

3.3. Tüketim

Petrolün nihai üretimi ürün bazında olduğundan, ülkemizdeki ham petrol tüketimi, toplam ürün üretimine bağlı olarak, rafineri gazı ve rafinasyon kayıpları göz önüne alınarak eş değer bazda belirleneceği gibi, doğrudan doğruya rafinerilerimizde işlenen ham petrol miktarı da tüketim olarak alınabilir.

Son beş yıllık dönemde (1994-1998) yıllar itibariyle rafinerilerde işlenen hampetrol miktarları TABLO-24'de verilmiştir. Tablo'dan görüldüğü gibi son dönemlerde rafinerilerde işlenen hampetrol miktarı artarak 27 milyon ton civarına ulaşmıştır. Rafinerilerimizde işlenen petrolün yerli üretimle karşılanma oranı 1994'de %14 iken, 1998'de %12'ye düşmüştür.

Ülkemizde 1976 yılından bu yana tüketilmekle birlikte, büyük ölçüde tüketimi 1987 yılında Rusya'dan ithalatla birlikte başlayan doğal gaz ise, halen elektrik üretiminde, sanayide ve konutlarda artarak kullanılmaktadır.

Halen yerli üretim az olduğundan, doğal gaz talebi büyük ölçüde ithalat yoluyla karşılanmaktadır. TPAO tarafından üretilen doğal gaz büyük ölçüde BOTAŞ'ın ana iletişim hattına verilerek Rusya'dan ithal edilen doğal gaz ile birlikte kullanıma arz edilmekte, kısmende TPAO'nun doğrudan gaz sattığı sanayii müşterilerine verilmektedir.

TABLO - 24 : Yıllar itibariyle rafinerilerde işlenen ham petrol (Milyon Ton)

Rafineriler	Ham petrolün kaynağı	1994	1995	1996	1997	1998
Batman	Yerli	501.172	556.856	705.836	824.893	862.635
İzmit	Yerli	548.866	678.869	543.055	713.864	628.968
	İthal	8.428.531	9.348.258	7.833.037	8.159.702	7.907.991
	Toplam	8.977.397	10.027.127	8.376.092	8.873.566	8.536.959
Ataş	Yerli	712.950	690.927	578.869	540.477	507.987
	İthal	2.706.206	3.340.839	2.640.418	2.940.764	2.978.328
	Toplam	3.419.156	4.031.766	3.219.287	3.481.241	3.486.315
İzmir	Yerli	681.818	381.988	570.705	245.357	576.327
	İthal	8.333.775	8.633.537	9.629.578	9.676.758	10.423.783
	Toplam	9.015.593	9.015.525	10.200.283	9.922.115	11.000.110
Kırıkkale	Yerli	1.159.328	1.065.286	1.316.385	947.147	758.057
	İthal	1.898.630	2.342.665	2.640.709	2.619.847	2.489.512
	Toplam	3.057.958	3.407.951	3.957.094	3.566.994	3.247.569
Toplam	Yerli	3.604.134	3.373.926	3.714.850	3.271.738	3.333.974
	İthal	21.367.142	23.665.299	22.743.742	23.397.071	23.799.614
GENEL TOPLAM		24.971.276	27.039.225	26.458.592	26.668.809	27.133.588

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

3.3.1. Tüketim Alanları

Petrol ve doğal gazın tüketimi genel olarak enerji, ulaştırma, sanayi, tarım ve ısınma amaçlarına yöneliktir.

Ham petrol rafinerilerimizde ürün haline getirilerek, tüketilmektedir.

Doğal gaz ülkemizde elektrik üretiminde, bazı sanayi kollarında ve konut ısıtımında kullanılmaktadır.

3.3.2. Tüketim Miktar ve Değerleri

Ülkemizde petrol ürünlerinin sivil tüketimi, son beş yıllık dönem için, TABLO-25'de verilmiştir.

Doğal gazın Türkiye’de üretilen miktarının tüketimi, sanayideki tüketicilere ve BOTAŞ’a yapılan satışla gerçekleşmektedir. Yerli üretimin tüketimdeki payı 1998 yılında %5 olarak gerçekleşmiştir (TABLO-26).

TABLO – 25 : Yıllar itibariyle petrol ürünleri sivil tüketimi

(Milyon Ton)

Ürünler	1994	1995	1996	1997	1998
Rafineri yak. gazı	605.869	633.508	578.110	645.640	662.614
LPG	2.067.387	2.362.412	2.488.548	2.873.318	3.174.090
Nafta	1.460.291	1.582.021	1.442.523	1.458.879	1.647.190
Normal benzin	2.217.077	2.343.185	2.605.109	2.157.031	2.142.998
Süper benzin	1.224.724	1.441.842	1.368.410	1.697.723	1.469.257
Kurşunsuz benzin	113.733	161.091	281.706	533.866	862.271
Solvent	107.831	144.022	193.694	218.796	216.224
Uçak benzini			5.117		
Jet yakıtı	521.906	867.237	956.326	1.009.831	1.038.409
Gazyağı	107.355	91.887	84.571	72.509	56.029
Motorin	7.645.465	8.100.884	8.518.174	7.632.643	6.596.661
D.K.P. Fuel oil				367.221	251.236
Kalorifer yakıtı			1.985.541	1.639.499	1.516.797
Fuel oil - 6	7.426.855	8.026.886	6.152.512	6.193.948	6.233.546
Asfalt	886.894	969.525	1.176.426	1.325.079	1.768.636
Madeni yağ	296.573	338.805	345.787	331.687	368.800
Diğerleri	76.075	97.105	97.942	98.130	120.761
Toplam	24.758.035	27.160.410	28.280.496	28.255.800	28.125.519

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

TABLO - 26 : Yıllar itibariyle Türkiye’de doğal gaz hareketleri (1000 M³)

Yıllar	Üretim	İthalat		Toplam	Tüketim
		Doğal Gaz	LNG		
1982	45.131			45.131	45.131
1983	7.532			7.532	7.532
1984	39.636			39.636	39.636
1985	67.736			67.736	67.736
1986	456.715			456.715	456.715
1987	297.125	432.736		729.861	729.551
1988	99.167	1.132.053		1.231.220	1.222.238
1989	173.822	3.040.467		3.214.289	3.163.464
1990	212.488	3.256.534		3.469.022	3.418.547
1991	202.713	4.037.148		4.239.861	4.232.246
1992	197.796	4.436.804		4.634.600	4.614.553
1993	200.861	4.954.262		5.155.123	5.121.990
1994	199.535	4.871.225	377.029	5.447.789	5.423.725
1995	182.262	5.526.516	1.192.484	6.901.262	6.833.674
1996	205.592	5.451.673	2.307.299	7.964.564	7.898.598
1997	253.216	6.585.859	2.998.424	9.837.499	9.668.743
1998	564.541	6.547.000	3.347.000	10.458.541	10.341.450

Yıllar itibariyle, BOTAŞ tarafından satılan doğal gazın sektörel dağılımı TABLO-27'de verilmiştir.

TABLO - 27: BOTAŞ doğal gaz satışlarının sektörel dağılımı

(Bin m³)

YILLAR	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM
1987	512.729	-	-	-	512.729
1988	1.016.773	149.231	47	-	1.166.051
1989	2.712.326	375.278	6.986	4.746	3.099.336
1990	2.555.410	492.636	49.345	218.032	3.315.423
1991	2.859.240	476.832	186.926	540.093	4.063.091
1992	2.579.619	640.113	371.890	841.468	4.433.090
1993	2.469.847	796.958	551.692	1.094.024	4.912.520
1994	2.752.001	612.359	810.675	1.034.179	5.209.214
1995	3.850.480	731.842	1.014.012	1.172.289	6.768.623
1996	4.137.027	830.032	1.889.025	1.060.530	7.916.614
1997	5.009.379	761.363	2.457.615	1.492.976	9.721.333
1998	5.485.080	492.626	2.654.592	1.603.380	10.235.680

3.4. Üretim

3.4.1. Üretim Yöntemi ve Teknoloji

Petrol ve doğal gazın üretimi ile ilgili temel mekanizmalar ve üretim yöntemleri bu raporun "Dünya Mevcut Durumu" kısmının 2.3.1. numaralı "Üretim Yöntemi ve Teknoloji" alt başlığında açıklanmıştır.

Türkiye'de petrol ve doğal gaz, derinlikleri yaklaşık 150 ile 3500 metre arasında değişen rezervuarlardan üretilir.

Türkiye'de petrol rezervlerinin büyük çoğunluğu aktif taban suyuna sahiptir. Bu nedenle üretim süresince büyük ölçüde basınç düşüşleri gözlenmemektedir. Rezervuara basınç desteği sağlanması açısından olumlu katkı sağlayan aktif taban suyu, aynı zamanda üretim kuyularının giderek artan oranlarda su üretilmesine ve zamanla devre dışı kalmalarına da neden olmaktadır. Aktif taban suyu nedeni ile Türkiye'deki sahaların büyük çoğunluğu su enjeksiyon uygulamasına gerek duyulmadan, birincil üretim yöntemleri ile üretim yapmaktadır.

Bazı sahalarda ise taban suyu yoktur, ya da aktif değildir. Bu nedenle üretimle birlikte rezervuarda hızlı bir basınç düşüşü gözlenmektedir. Bu tür sahalarda ikincil petrol üretim yöntemlerinin ilk uygulaması, TPAO tarafından 1960 yılında Garzan sahasında başlatılan çevresel su enjeksiyonu projesi ile gerçekleştirilmiştir. Uygulama halen sürdürülmektedir.

Yine TPAO tarafından Batı Raman sahasında da çeşitli dönemlerde sınırlı ölçüde su enjeksiyonu uygulanmıştır. Türkiye’de ikincil üretim yöntemi ile petrol üreten diğer şirket N.V. Turkse Perenco’dur. Şirketin Kayaköy sahasında 1962-1967 yılları arasında gerçekleştirilen su enjeksiyonuna 1986 yılında tekrar başlanılmış olup, uygulama halen sürdürülmektedir.

Su enjeksiyonu dışındaki diğer üretimi arttırıcı uygulamalar ise Türkiye’de TPAO tarafından Batı Raman sahasında uygulanmaktadır. Batı Raman’da 1985 yılında başlayan ve günümüze dek geliştirilerek sürdürülen karbondioksit enjeksiyon uygulaması, dünyadaki en büyük karbondioksit uygulamaları arasında olup, halen devam etmektedir. Çamurlu sahasında 1986 tarihinden itibaren 4 yıl süre ile karbondioksit enjeksiyon uygulaması yapılmıştır. İkiztepe sahasında ise, pilot uygulama olarak karbondioksit ve buhar enjeksiyonu denenmiştir.

Türkiye’de bulunan petrol sahalarının basınçları, ekonomik miktarlarda mayii artezyen olarak üretebilecek düzeyde değildir. Bu nedenle üretim çeşitli pompaların kullanımı ile gerçekleştirilmektedir. Türkiye’de kullanımı en yaygın olan, atkafası tipi pompalardır. Ayrıca kuyunun potansiyeli ve üretilen mayi özellikleri dikkate alınarak, elektrikli dalgıç pompa, hidrolik pompalar, burgu pompalar da kullanılmaktadır. 1996 yılından bu yana petrolle birlikte üretilen formasyon suları Petrol İşleri Genel Müdürlüğü’nden alınan enjeksiyon izinleri ile petrolün üretildiği formasyonlara geri basılmaktadır.

3.4.2. Ürün Standartları

Ham petrolde ürün standardını belirleyen başlıca faktörler petrolün özgül ağırlığı, akma zılgı ve içerdiği kükürt miktarı gibi özellikleridir.

Özgül ağırlık dikkate alındığında, Türkiye’de 2000 yılına kadar keşfi yapılmış olan 98 petrol sahasından 19 adeti ağır petrol içermektedir.

Türkiye’de üretilen petroldeki kükürt miktarı % 0.0 ile % 5.7 arasında farklılık göstermektedir.

Doğal gazda ise ürün standardı gazın ısı değerine yönelik olarak belirlenmektedir.

Halen Türkiye’de üretilen doğal gazın ısı değerleri 8200 ile 8700 cal/gr arasında değişim göstermektedir.

3.4.3. Sektörde Üretim Yapan Önemli Kuruluşlar

1999 Yılında Türkiye’de tek başlarına ve/veya ortaklıklar halinde üretim yapan 11 şirket mevcuttur. Bunlar TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı), N.V.Turkse Perenco, Petrom Exploration Mediterranean Inc., Dorchester Master Limited Patnership, ARCO Turkey Inc., Ersan Petrol Sanayii A.Ş., Aladdin Middle East Ltd.,

Trans Mediterranean Oil Comp.Ltd. ve Tur-Kan Petrol Ltd., Thrace Basin Natural Gas Corp.Turkey ve Huffco Turkey Inc. şirketleridir.

Yıllık 400 000 varilin üzerinde üretim yapan şirketlerden TPAO, Perenco ve Petrom hakkında özet bilgiler aşağıda verilmiştir.

TPAO, 1954 yılında 6327 sayılı kanunla, ülkemizde kamu adına petrol faaliyetlerini yürütmek üzere kurulmuştur. 1983 ve 1984 yıllarında kamu petrol sektöründe yapılan reorganizasyon çalışmaları sonucunda TPAO kamu adına petrol, gaz ve jeotermal enerji kaynaklarının aranması, sondajı ve üretimi alanlarında bizzat, boru hattı ve deniz taşımacılığı, rafinaj, dağıtım ve pazarlama konularında ise dört bağlı ortaklığı (BOTAŞ, DİTAŞ, TÜPRAŞ, POAŞ) bulunan bir kuruluş haline gelmiştir. Şirket 1999 yılı içinde ortak üretim yaptığı sahalarda dahil olmak üzere toplam 45 petrol ve 10 gaz sahasından 14,988,046 varil ham petrol ve 716,4 milyon metre küp doğal gaz üretmiştir. Ayrıca şirketin üretim yaptığı iki adet karbondioksit sahası da mevcuttur.

N.V.Turkse Perenco, 1997 yılında N.V. Turkse Shell şirketinin tüm hisselerini alarak Türkiye’de faaliyete başlamıştır. 1999 sonu itibarı ile TPAO ile ortak olduğu iki sahada da dahil olmak üzere 20 sahadan günlük ortalama 12,042 varil, yıllık toplam 4,395,319 varil petrol üretmiştir. TPAO-Perenco ortaklığının sahip olduğu sahalardan ise 1999 yılında gerçekleştirilen toplam üretim 801,547 varildir. Şirket ayrıca X No.lu Diyarbakır petrol bölgesinde sahip olduğu Derin Barbeş sahasındaki bir kuyudan 1999 yılında 9,260,758 m³ doğal gaz üretmiş ve bu doğal gazı kendi ihtiyacı için elektrik üretiminde kullanmıştır.

Petrom Exploration Mediterranean Inc., Türkiye’de 1997 yılında, Mobil şirketinin 1964 yılında bulunduğu Şelmo sahasındaki tüm hisselerini satın alarak üretim faaliyetine geçmiştir. Petrom-Dochester şirketlerinin sahip olduğu Şelmo sahasının 1999 üretimi günlük 1,622 varil, yıllık üretimi ise 597 075 varildir.

3.4.4. Mevcut Kapasiteler ve Kullanım Oranları

Türkiye’deki şirketlerin ürün işleme kapasitesi yaklaşık 556,000 varil/gün’dür. Bu kapasite tüm sahalardaki toplam üretilen mayinin (su ve petrol) ayrıştırılarak taşınmaya hazır hale getirilmesine yönelik yüzey donanımlarını yansıtmaktadır. 1999 yılında ortalama su ve petrol üretimi yaklaşık 385,000 varil/gün olmuştur. Bu değerler dikkate alındığında kapasite kullanım oranı yaklaşık % 69 olarak görülmektedir. Kapasite kullanım oranının düşük olmasının nedeni keşfi yapılan sahalardan giderek daha az miktarda petrol üretilsidir. Kapasiteler, bulunan sahadan yapılacak yüksek üretime göre planlanmaktadır. Süre içinde kuyu verimlerinde görülen düşüş ve bazı kuyuların çeşitli nedenlerle devreden çıkması ise kapasite kullanım oranında düşüşe neden olmaktadır.

3.4.5. Üretim Miktar ve Değerleri

1999 yılı itibarı ile Türkiye’de 11 şirket ham petrol üretimi yapmaktadır. Son yedi yıl içerisinde petrol üretiminde önemli ölçüde düşüş görülmektedir. Türkiye’nin 1997 ve 1998 yıllarına ait ham petrol üretimi şirketlere göre TABLO 28’de verilmiştir. 1988 yılında yaklaşık 2.56 milyon ton olan yıllık üretim, 1992 yılında 4.28 milyon tona yükselmiştir. Bu rakam sonraki yıllarda giderek düşmüştür. 1999 yılında Türkiye’de ham petrol üretiminin yaklaşık % 73’ü TPAO tarafından (ortak sahalardaki payı da dahil olmak üzere) yapılmıştır. Türkiye’de yeni petrol sahalarının keşfedilmemesi halinde son yıllarda görülen üretim azalmasının sürmesi beklenmelidir.

Doğal gaz üretimi TPAO, Thrace Basin - Huffco ve Perenco şirketleri tarafından yapılmaktadır. TPAO’nun 1997 yılında devreye aldığı K.Marmara sahasından dolayı doğal gaz üretiminde önceki yıllara göre 1998 ve 1999 yıllarında önemli ölçüde artış olmuş, 1997 yılında 253 milyon metre küp olarak gerçekleşen üretim 1999 da 729 milyon metre küpe yükselmiştir.

TABLO-28 : Şirketler itibariyle Türkiye’de hampetrol üretimi (Ton)

ŞİRKETLER	1997	1998	Art-Düşüş
T.P.A.O	2.447.824	2.283.355	-%6.72
N.V.Turkse Shell	88.138		-%100.00
N.V.Turkse Perenco	475.397	546.209	%14.89
Mobil Exp.Med.Inc+Dorchester Master Ltd.	55.862		-%100.00
Petrol Exp.Mex.Inc+Dorchester Master Ltd.	37.270	85.192	%128.58
Ersan Petrol San.A.S.+Aladdin M.E. Ltd.	2.876	2.334	-%18.85
Ersan Petrol+Aladdin+Trans Med.Oil	1.817	1.391	-%23.45
Tur-Kan Petrol Ltd.+Aladdin M.E.Ltd.	36.009	42.803	%18.87
N.V.Turkse Shell+T.P.A.O.	15.749		-%100.00
N.V.Turkse Inc.+T.P.A.O.	81.553	104.613	%28.28
Arco Turkey Inc.+T.P.A.O.	214.355	157.600	-%26.48
Thrace Basin Nat.Gas Corp.+Huffco Turkey Inc.	116	127	%9.48
Toplam	3.458.963	3.225.620	-%6.75

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998

Yıllar itibari ile doğal gaz üretimleri TABLO-29’da verilmektedir.

TABLO – 29 : Türkiye’de doğal gaz üretimi**(M³)**

Yıllar	SAHALAR														Toplam
	Kumrular (TPAO)	Çamurlu (TPAO)	Hamitabat (TPAO)	Umurca (TPAO)	Karaca oğlan (TPAO)	Değirmen köy (TPAO)	Karaçalı (TPAO)	Silivri (TPAO)	K.Marmara (TPAO)	Ardıç (TPAO)	Hayrabolu (TGT+HTI)	Gelin dere (TGT+HTI)	Tekirdağ (TGT)	D.Barbeş (NTP)	
1976-1984	17.756.669	42.952.308	161.681.394												222.390.371
1985		16.906.621	50.829.518												67.736.139
1986		9.509.505	447.205.486												456.714.991
1987		2.665.551	292.698.462	1.760.798											297.124.811
1988		3.489.731	82.936.779	12.740.508											99.167.018
1989		3.047.224	163.019.118	7.755.496											173.821.838
1990		1.114.334	206.258.652	5.115.100											212.488.086
1991		798.848	201.206.910	707.549											202.713.307
1992		2.347.139	193.468.038	1.980.977											197.796.154
1993		4.889.116	187.018.283	1.525.428	6.306.506						1.121.245				200.860.578
1994		25.927.290	159.424.388	1.933.716	11.345.103						904.415				199.534.912
1995		17.697.720	150.950.417	1.938.443	854.127	6.533.335	3.540.825				747.334				182.262.201
1996		17.911.818	97.946.380	98.691	1.009.882	69.271.279	17.695.491	33.552			1.624.965				205.592.058
1997		23.568.665	81.402.874	185.201		78.694.891	15.867.307	300.435	50.784.971		2.411.488				253.215.832
1998		19.918.908	71.716.392	124.437	306.350	121.221.814	6.605.337	314.188	341.787.139		1.632.284	20.457	132.278	761.755	564.541.339
1999*	597.654	17.134.508	76.901.050	50.058	663.087	125.777.725	400.384	275.280	494.380.476	185.545	845.885		2.813.601	9.260.758	729.286.011
Toplam	17.756.669	209.879.286	2.624.664.141	35.916.402	20.485.055	401.499.044	4.109.344	923.455	886.952.586	185.545	9.287.616	20.457	2.945.879	10.022.513	4.265.245.646

KAYNAK : PİGM Dergisi (No-43), 1998 * 1999 yılı son ay üretimi tahminidir.

TGT : Thtace Basin Natural Gas Corp. HTI : Huffco Turkey Inc.

NTP : N.V.Turkse Perenco

3.4.6. Birim Üretim Giderleri

Doğal gaz ve petrol üretiminde maliyeti belirleyen birimler direk ve endirek giderler olarak gruplanabilir. Türkiye’de direk gider birimlerini personel giderleri, malzeme sarf giderleri, amortisman, rezerv tükenme payı, vergi resim ve harçlar, tamir tadilat ve bakım giderleri gibi kalemler oluşturur. Endirek giderler ise; su, buhar, ikmal, nakliyat, atölyeler, inşaat, yol, lokasyon işleri, laboratuvar işleri, sosyal işler, kuyu tamamlama işleri ve genel idare masrafları gibi kalemlerdir.

3.4.7. Maliyetler

Türkiye’de üretilen ham petrol ve doğal gazın maliyetleri, üretilen mayinin özellikleri, gerekli üretim ekipmanları, işçilik, üretilen petrol ve doğal gazın nakli gibi sorunların her sahaya özel olması nedeni ile, sahadan sahaya büyük farklılıklar göstermektedir. Türkiye için ham petrol üretim maliyetleri varil başına 3 ila 9 dolar arasında değişmektedir. Ortalama ham petrol üretim maliyeti 5.5 dolar/varil olarak alınabilir. Doğal gazın üretim maliyeti ise yaklaşık 40 \$/1000 metre küptür.

3.4.8. Stok Durumu

Türkiye’de rafinerilerin ham petrol stoklama kapasiteleri 1.503.000 ton olarak verilmektedir. Boru hattı güzergahında bulunan tank kapasitesi ise 1.147.000 ton’dur. Böylece Türkiye’nin toplam ham petrol stoklama kapasitesi toplam 2.650.000 tona ulaşmaktadır. Türkiye’nin 1998 tüketimi olan 26.959.042 ton esas alındığında, stok kapasitesinin yaklaşık 24 günlük ihtiyaca cevap verebilecek düzeyde olduğu görülmektedir.

Türkiye’nin birincil enerji tüketiminde %10 payı olan doğal gaz Rusya Federasyonu’ndan sağlanmakta, ayrıca sıvılaştırılmış olarak çeşitli ülkelere satın alınmaktadır. Doğal gazın yaygın olarak kullanıldığı ülkelerde talepteki mevsimsel değişiklikleri karşılamak için, satın alınan gaz yazın uygun rezervuarlarda depolanmakta ve kışın artan talep bu sahalardan karşılanmaktadır. Ortaklığımızın 1988 yılında keşfettiği denizdeki K. Marmara doğal gaz sahası ile 1994 yılında keşfettiği karadaki Değirmenköy doğal gaz sahasının depolama amacıyla kullanılabilirliğinin belirlenmesi için 1997 yılında Sofregaz şirketine bir mühendislik çalışması yaptırılmıştır. Bu çalışmanın sonuçlarına göre K.Marmara sahasında her yıl depolanabilecek ve üretilebilecek gaz miktarı 1.3 milyar m³ ve Değirmenköy gaz sahasında ise bu miktar 0.3 milyar m³ olarak tesbit edilmiştir. 1999 yılında TPAO ve BOTAŞ ile yapılan anlaşmaya göre, projenin gerçekleştirilmesi için çalışmalara TPAO’ca başlanmış olup, 2004 yılında tamamlanması planlanmaktadır. Ayrıca, Tuz Gölü Doğal gaz Yeraltı Depolama Projesi için ön fizibilite çalışmaları sürdürülmektedir.

3.5. Dış Ticaret

3.5.1. Gümrük Vergileri ve Teşvikler

Türkiye’de yürürlükte olan petrol ve doğal gazla ilgili başlıca gümrük vergileri ve teşvikler aşağıda verilmiştir.

- 1) Petrol hakkı sahipleri, hakları yürürlükte olduğu süre içinde kendi petrol ameliyeleri için lüzumlu olan ve yerli kaynaklardan temini mümkün olmayan ham petrolü ve doğal gazı piyasa fiyatı üzerinden ithal edebilirler (İthalat rejimi uyarınca alınması gereken gümrük ve diğer ithal vergi ve resimler sıfırlanmıştır).
- 2) Petrol hakkı sahipleri, 1.1.1980 tarihinden sonra keşfettikleri sahalardan üretimini ham petrol - doğal gazın tamamı üzerinden; kara sahalarında % 35’ini deniz sahalarında % 45’ini ham veya mahsul olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca da onaylanan serbest fiyatı üzerinden her türlü ihraç vergi ve resimlerden muaf olarak ihraç edebilir. İhraç edilen petrolden sağlanan döviz yurt dışında muhafaza edilebilir. Geri kalan kısım ve 1.1.1980 den önce keşfedilen sahalardan üretilen ham petrol ve doğal gaz memleket ihtiyacına ayrılır ve piyasa fiyatı uygulanır.
- 3) Petrol ameliyeleri ile ilgili olarak idari bina ve tesislerinin kurulması ve işletilmesi ile ilgili malzemeler ve 86/11318 sayılı kararname ile yayınlanan listedeki malzemeler hariç olmak üzere yapılacak ithalat, gümrük ve diğer ithal vergi resimlerinden, ithalde alınan fondan muaftır.
- 4) Arama faaliyetlerine münhasır olmak üzere, bu faaliyetleri yürütenlere yapılan hizmetler ile mal teslimleri KDV’den muaf tutulmuştur.
- 5) Kurumlar Vergi Kanununun 14. Maddesi gereğince kurum kazancının tesbitinde mükellefler tarafından hasıllardan indirilebilecek giderlerden başka petrol hakkı sahipleri, varsa ödedikleri devlet hakkı ve hisseleri, ellerindeki sahanın terk edilmesi gereği olarak terk ettikleri ekonomik değerlerin henüz itfa edilmemiş bakiye değerleri, aktifleştiremedikleri arama giderleri, sondaj ferri giderleri ve ekonomik miktarda verimli olmayan kuyuların açılma giderleri ile tükenme paylarını da indirebilirler.
- 6) Alınacak Devlet Hakkı deniz aramalarında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca % 50 oranında azaltılabilir.
- 7) Ruhsat ve sondaj mükellefiyeti ile ilgili tedbirlerde alınan teminat miktarı 50 000 \$’dır.

- 8) Petrol hakkı sahiplerinin 1.1.1980 tarihinden önce keşfedilen sahalardan yaptıkları üretimin kuyu başı fiyatının % 10'u "Petrol Arama ve Petrolle İlgili Faaliyetleri Düzenleme Fonu" na ek hasılat olarak alınır. Ancak petrol hakkı sahibinin varsa arama masrafları ek hasılatтан düşülür. Ayrıca ikincil üretim uygulanan sahalardan ve 16 API ve daha düşük graviteli petrolden, doğal gazla birlikte üretilen kondanseytten fona ek hasılat alınmaz.
- 9) Petrol hakkı sahibi yürürlükte bulunan bütün vergi, resim ve harç kanunları ile Vergi Usul Kanunu hükümlerine, bunların ek ve tadillerine kaim olacak kanunlara tabidir. Şu kadar ki, bunların safi kazançları üzerinden ödemekle mükellef buldukları vergiler ve hissedarları adına yapmaları gereken gelir vergileri tevkifatı toplamı %55'i geçemez.

3.5.2. İthalat İhracat

Bilindiği gibi ülkemizin petrol ve doğal gaz ihtiyacının büyük bir bölümü ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Ham petrol ve doğal gaz ihracatımız bulunmamaktadır.

TABLO-30' da 1991-1998 yılları arasında yapılan ithalat miktarları yıllar bazında ülkelere göre verilmiş ve yıllık ihracat için ödenen döviz miktarı Tablo'ya eklenmiştir.

TABLO-31'de 1982-1998 yılları arasındaki doğal gaz alım miktarları değerleri verilmiştir.

3.5.3. Fiyatlar

Türkiye'de petrol fiyatları Türkiye içinde ve dışında en yakın erişilebilir dünya piyasasında evsaf ve izafi ağırlık bakımından normal olarak mutad ayarlamalara göre tespit edilmiş serbest rekabet fiyatına göre belirlenmektedir.

Ülkemizde doğal gazda sektörel fiyatlandırma sistemi uygulanmaktadır. Elektrik sektöründe; alım fiyatı, işletme gider karşılığı, finansman giderleri ve kar toplamında oluşan taşıma ücreti esasına göre, yıllık sözleşme ile belirlenmektedir. Üç aylık dönemlerde, alım fiyatlarında yapılan değişiklikler fiyatlara yansıtılmaktadır.

Gübre sektöründe de üç ayda bir dünya fuel oil fiyatlarındaki değişime bağlı olarak, önceden tespit edilmiş bir formül esasına göre revize edilmektedir.

Sanayi sektöründe ise doğal gaz ithal fiyatındaki değişime, maliyetlerdeki artışlar, döviz kurundaki değişimler ve alternatif yakıt fiyatları dikkate alınarak revize edilmektedir.

Ayrıca tüketilen miktara ve kullanım amacına ve gaz arzı sürekliliğine göre fiyat farklılaşması yapılmaktadır.

3.5.4. AT ve EFTA Benzeri Ülke Grupları İle Yapılan Ticaret

Irak'ın Kuveyt'i istilası ve sonrasında konulan ambargo nedeni ile 1990 yılından itibaren Irak'tan yapılan ithalatımız durmuştur. Ancak, 1995 yılından itibaren ambargonun kısmen kaldırılmasıyla ithalat yeniden başlamış ve yıllık ithalatımızın 1997'de %15'i, 1998'de %13'ü Irak'tan yapılmıştır. TABLO-30'dan da görülebileceği gibi ithalatımızın büyük bir bölümü OPEC üyesi ülkelerden yapılmaktadır.

1988-1998 yılları arasında doğal gaz ithalatımızın büyük bir kısmı Rusya (BDT)'dan yapılmıştır. 1994 yılından itibaren de Cezayir'den alınan LNG, ithalatımızda önemli bir yer tutmaktadır (TABLO-31).

3.5.5. Komşu Ülkelerle Ticaret

Türkiye'nin 1993-1998 yılları arasında komşu ülkelerden yaptığı hampetrol ithalat miktarları TABLO-32'de verilmiştir. Burada görülebileceği gibi İran, komşu ülkerimiz arasında, hampetrol ithalatında ortalama % 20'lik bir oranla en yüksek paya sahiptir. Komşu ülkelerimizden Irak da, 1997-1998 yıllarında ithalatımızın ortalama %14'lük kısmını karşılamıştır. Suriye ise son yıllarda, % 7-12 arasında artan bir seyir izlemektedir. Rusya, hampetrol ithalatımız içinde % 1-6 arasında değişen küçük bir paya sahip olmasına karşın, doğal gaz ithalatımızın büyük bir kısmını karşılamaktadır.

TABLO- 30 : Türkiye'nin hampetrol ithalatı**(Ton)**

ÜLKELER	Y I L L A R					
	1993	1994	1995	1996	1997	1998
İrak			225.759	197.266	3.613.294	3.108.456
İran	5.268.526	5.499.011	5.484.020	5.031.588	4.155.345	4.470.708
Libya	891.414	2.465.661	2.723.122	2.767.475	3.509.446	3.276.235
Suudi Arabistan	11.832.128	9.868.786	9.429.789	9.585.343	5.476.156	5.441.236
Rusya	1.139.556	236.021	1.398.963	721.135	521.415	862.901
Suriye	336.308	383.280	1.624.288	1.632.421	2.815.552	2.206.996
Cezayir		110.786	1.572.280	1.653.366	1.187.709	1.018.827
Mısır		14.927	856.309	1.327.320	2.057.755	2.280.178
Birleşik Arap Emirlikleri	2.301.499	2.616.402	196.247			
İngiltere						
Çin						
Kazakistan		3.258				992.474
Meksika						77.409
Toplam	21.769.431	21.198.132	23.510.777	22.915.914	23.336.672	23.735.420
Ödenen döviz CIF \$	2.549.626.975	2.427.223.143	2.912.984.869	3.430.240.287	3.177.690.856	2.046.735.524

TABLO - 31 : Türkiye'nin doğal gaz ithalatı (Bin M³)

YILLAR	RUSYA FEDERASYONU	CEZAYİR	AVUSTRALYA*	KATAR *	TOPLAM
1988	1.132.053	-	-	-	1.132.053
1989	3.040.467	-	-	-	3.040.467
1990	3.256.534	-	-	-	3.256.534
1991	4.037.148	-	-	-	4.037.148
1992	4.436.804	-	-	-	4.436.804
1993	4.954.262	-	-	-	4.954.262
1994	4.871.225	377.029	-	-	5.248.254
1995	5.526.516	952.364	240.120	-	6.719.000
1996	5.451.673	2.226.956	80.343	-	7.758.972
1997	6.585.859	2.998.424	-	-	9.584.283
1998	6.547.000	2.786.157	-	560.843	9.894.000

* Spot alım miktarlarıdır.

TABLO - 32 : Komşu ülkelerden petrol ithalatı ve toplam içindeki payları

(Ton)

ÜLKELER	Y I L L A R					
	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Irak			225.759	197.266	3.613.294	3.108.456
Toplamdaki payı	%0	%0	%1	%1	%15	%13
İran	5.268.526	5.499.001	5.484.020	5.031.588	4.155.345	4.470.708
Toplamdaki payı	%24	%26	%23	%22	%18	%19
Rusya	1.139.556	236.021	1.398.963	721.135	521.415	862.901
Toplamdaki payı	%5	%1	%6	%3	%2	%4
Suriye	336.308	383.280	1.624.288	1.632.421	2.815.552	2.206.996
Toplamdaki payı	%2	%2	%7	%7	%12	%9
TOPLAM	6.744.390	6.118.302	8.733.030	7.582.410	11.105.606	10.649.061

3.6.İstihdam

Petrol Kanunu, petrol hakkı sahibi şirketlerin, petrol ameliyesi için kendilerine lüzumlu olan yabancı ve mesleki personeli ve işçileri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın uygun görüşü ve İçişleri Bakanlığının izni ile, 2007 Sayılı, Türkiye'de Türk Vatandaşlarına Tahsis Edilen Sanat ve Hizmetler Hakkında Kanun hükümlerinden istisna edilerek çalıştırmalarına olanak tanımaktadır.

Türkiye'nin milli petrol şirketi TPAO'da çalışan personelin nitelikleri itibariyle sayıları TABLO- 33'de verilmiştir.

TABLO - 33 : TPAO'da çalışan personelin nitelik ve sayıları

	1994	1995	1996	1997	1998
Yük.Tahsilli Teknik Eleman	583	558	577	589	583
Yük.Tahsilli İdari Eleman	213	232	232	236	239
OrtaTahsilli Teknik Eleman	60	58	55	52	52
Kalifiye İşçi	2415	2377	2440	2312	2436
Vasıfsız İşçi	788	715	604	531	515
TOPLAM	4059	3940	3908	3720	3825

3.7. Çevre Sorunu

Ülkemizde petrol arama ve üretim faaliyetlerine bağlı olarak ortaya çıkan sorunlardan en önemlisi petrol veya doğal gazla birlikte üretilerek, ayrıştırılan tuzlu suyun tahliyesidir. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü sektörteki önemli üretim şirketlerinin katılımı ile bir çalışma yaparak, 1995 yılı sonunda yayınladığı, “Karada Petrol Sondajları ve Üretim Faaliyetlerinden Kaynaklanan Kirliliğin Kontrolüyle İlgili Tamim” ile, o güne kadar, yüzeye, bazen sığ kuyularla yer altına, tahliye edilen bu tuzlu formasyon sularının yüzeye tahliyelerini yasaklayarak, izin alınması şartıyla üretildikleri formasyonlara tekrar basılmalarını sağlamış, bunun yanında, sondaj operasyonları ile ilgili düzenlemeler getirmiştir.

Bu çalışmalar sonucu verilen izinlerle 1998 yılında 106.767.819 varil tuzlu formasyon suyu 70 derin enjeksiyon kuyusu vasıtasıyla tekrar üretildikleri formasyonlara basılmıştır.

Bunun dışında, sabotaj ve boru hatlarındaki kaçaklar nedeniyle oluşan ve çevre kirliliği yaratan hampetrol döküntüleri, ilgili kurum/kuruluşlar tarafından, en kısa zamanda bertaraf edilmektedir. Söz konusu alanın tekrar eski haline getirilmesi yönünde yürütülen çalışmalar Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nce de takip edilmektedir.

3.8. TPAO'nın Yurt Dışında Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

3.8.1. Yurt Dışında Petrol Aramacılığının Gerekçeleri

Bugüne dek sürdürülen arama faaliyetleri sonucu; ülkemizin jeolojik özellikleri ve tektonik konumuna bağlı olarak Güney Doğu Anadolu dışında kalan kara alanlarımızın önemli bir hidrokarbon potansiyeline sahip olmadığı, büyük petrol potansiyeli taşıyan ve arama riskinin en az olduğu Orta Doğu ve Kuzey Afrika ülkeleri ile kıyaslamamızın ise gerçekçi olamayacağı bilinmektedir.

Türkiye'nin önümüzdeki yıllarda karşı karşıya kalacağı petrol eşdeğeri enerji açığının giderilmesi için tek yol dünyada yaygın bir şekilde uygulandığı gibi yurt dışında gerçekleştirilecek enerji üretimi ile ülke enerji açığının kapatılması olarak görülmektedir. Bu nedenle TPAO, dış ülkelerde zengin hidrokarbon potansiyeline sahip az riskli bölgelerde yatırım yapmaktadır.

3.8.2. TPAO'nun Kazakistan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

TPAO, Kazakistan'daki faaliyetlerini KTM ve TEPCO LLC Şirketleri vasıtası ile yürütmektedir.

Kazaktürmunay Ltd. Ortak Şirketi (KTM)

TPAO, Kazakistan'da hidrokarbon yataklarının aranması, geliştirilmesi ve üretiminin yapılması amacıyla, Kazakistan Cumhuriyeti Jeoloji ve Yeraltı Kaynaklarını Koruma Bakanlığı (yeni adıyla Kazakistan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı) Kazzarubejgeologia Cumhuriyet Devlet İşletmesi ile Kazaktürmunay Ltd. Ortak Şirketi'ni kurmuştur. Ortak Şirketin kuruluş ve faaliyetlerini belirleyen anlaşma 9 Ocak 1993 tarihinde imzalanmıştır. Bu konudaki T.C. Bakanlar Kurulu Kararnamesi ve Cumhurbaşkanlığı onayı, 20 Ocak 1993 tarih ve 21471 sayılı Resmi Gazete'de yayınlanmıştır. Ortak Şirket, Kazakistan Cumhuriyeti Maliye Bakanlığı tarafından 4 Şubat 1993 tarihinde tescil edilmiştir. Kazaktürmunay Ltd. Ortak Şirketi ile Kazakistan Cumhuriyeti Hükümeti arasında yapılan Petrol Arama – Geliştirme - Üretim ve Pazarlama Sözleşmesi, 31 Mayıs 1994 tarihinde imzalanmış ve Kazakistan Cumhuriyeti Bakanlar Kurulu'nca 13 Haziran 1994 tarih ve 615 sayılı kararname ile onaylanmıştır. Sözleşmede katılım payları; TPAO %49, Kazakistan tarafı %51 (Kazzarubejgeologia %26 ve Munaygaz %25) olarak belirlenmiştir. Kazzarubejgeologia tüm hisselerini 20 Ocak 1995 tarihinde Kazakistan Jeolojik Etüdler Bilimsel Araştırma Enstitüsü'ne (KAZNIGRI) devretmiştir. 1997 Mart ayı içerisinde Kazakistan'da gerçekleşen yeniden yapılanma ile de Kazak tarafına ait %51'lik hisse KAZAKOIL Şirketi'ne devredilmiştir.

Ortak Şirket Batı Kazakistan'ın Uralsk, Aktübinsk, Atırâu ve Aktau Bölgeleri'nde yer alan 7 ayrı ruhsatta yaklaşık 26,000 km²'lik alanda başlattığı faaliyetlerini 1998 yılı başında 5 ruhsatta 11,792 km²'lik alanda sürdürmüş ve 1998 yılı içerisinde 2 ruhsatta toplam 5,028.3 km²'lik alan terk edilerek, 3 ruhsatta toplam 6,763.8 km²'ye indirgenen alanda değerlendirme ve üretim çalışmaları devam etmektedir.

Sözleşmeye göre 4, 4 ve 3 yıllık periyoddan oluşan toplam 11 yıllık (4 Şubat 1993'ten itibaren) arama döneminin birinci periyodu Şubat 1997'de sona ermiştir. Üretim dönemi ise her saha için ticari keşif'ten itibaren 25 yıllık bir süre için geçerli olup, taraflar arasında varılacak anlaşma ile 10 yıl daha uzatılabilecektir. Ortak Şirket'in sözleşme ile belirlenen ticari çalışma amaçları içinde; petrol ve gaz arama faaliyetlerinin sözleşme alanları kapsamında gerçekleştirilmesi, keşfedilen hidrokarbonların verimlilik prensipleri esasında geliştirilmesi, üretim ve işletilmesi ile hidrokarbon ihracat ve satışı yer almaktadır.

1999 sonu itibariyle: 7,443 km 2D, 1,180 km² 3D sismik etüt ve 109 adet kuyuda 216.537 m. sondaj gerçekleştirilmiş olup; Aralık 1999 sonu itibariyle 281.763 ton petrol üretilmiştir.

Aktubinsk Bölgesi'nde sürekli üretim yapabilmek amacıyla Laktibay petrol sahasını geliştirme projesi kapsamında, Laktibay petrol proses tesisleri; Laktibay – Kenkiyak boru hattı Kenkiyak petrol stok tesisleri inşa ve montajı tamamlanmış 4 kuyu ile sürekli üretime başlanmıştır. Aktubinsk Bölgesi'nde bulunan G. Karatübe petrol sahası Mayıs 1999 tarihinde yapılan anlaşma ile KTM Ltd. bünyesine alınmıştır. Sahada bulunan 27,50,51,52,55,63,64,65 ve 66 no'lu kuyuların 27.09.1999 tarih 503 sayılı emirname ile KTM Ltd.'e devri yapılmış ve bu kuyularda 2 yıl içerisinde yaklaşık 2,5 milyon ABD Doları yatırım taahhüdü ile test çalışmaları yapılacaktır.

KTM Ltd. Şti.'nde 252 kişi çalışmakta olup, çoğunluğunu Kazak personel oluşturmaktadır. KTM Genel Müdürlüğü, Genel İdare, Hukuk, Mali İşler, Personel, Petrol Taşıma ve Pazarlama birimleri Astana'ya taşınmış, diğer teknik birimler de Aktubinsk'e alınmıştır.

Temir Blok'u (TEPCO LLC Ortak Şirketi)

KTM ruhsatları dışında, devam eden faaliyetler çerçevesinde TPAO, 1996 yılı Kasım ayında, Kazakistan'ın halen en prestijli arama alanı olan ve Aktubinsk Bölgesi, II – A Akjar Ruhsatı'nın Doğusu'nda yer alan yaklaşık 3.578 km²'lik Temir Ruhsatı (Merkezi Blok) için açılan ihaleye katılarak arama lisansını kazanmıştır. TPOC(TPAO) ve AMOCO %50'şer hisse ile ortak olarak çalışacakları bu saha için 07.10.1997 tarihinde "Arama ve Üretim Paylaşım Anlaşması" imzalamışlardır. Ruhsat anlaşmasının imzalanmasından sonra, ruhsattaki yükümlülüklerin yerine getirilebilmesi amacıyla Mart 1998 tarihinde "Ortak İşletme Şirketi – TEPCO" kurulmuş ve Aktubinsk şehrinde ofis merkezi açılmıştır.

25 Haziran 1998'de başlayan 670 km'lik sismik saha çalışmaları 27 Eylül 1998 tarihinde tamamlanmıştır. Sismik proses ve reproses için Geotolkin (Wave Ltd.) şirketi ile ihale sonrası anlaşma yapılmış olup proses çalışmaları tamamlanmış ve Houston'daki değerlendirme ekibine data transferi yapılmıştır. Eski sismik datanın reproses çalışmaları tamamlanmıştır.

BP-AMOCO birleşmesinin ardından TEPCO LLC şirketi TPAO/TPOC-BPAmoco ana şirketlerinin ortak şirketi haline dönüşmüştür.

Sondaj çalışmalarına 07.07.1999 tarihinde başlanmış, 11.10.1999 tarihinde 3460 m. olan son derinliğe ulaşılmış ve 22.10.1999 tarihinde "Petrol Emareli Kuyu" olarak terk edilmiştir.

TPAO ve AMOCO ile TEPCO arasında imzalanan TSA (Teknik Servis Anlaşması) çerçevesinde ortak bir çalışma grubu oluşturulmuş (Teknik Çalışma Grubu) jeolojik-jeofizik verilerin değerlendirilmesi ve yorumlanması çalışmaları tamamlanmış ve ruhsatın tamamının hidrokarbon potansiyelini ortaya koyan değerlendirme sonuç raporu bitirilmiştir.

TEPCO yönetiminin ilk arama periyodunun 6 ay uzatılmasını talep eden ve lisansın TEPCO'ya devri sonrası gerekli olan değişiklikleri içeren "Amendment" 26.06.1999 tarihinde imzalanmış olup süre 7 Nisan 2000'de sona erecektir.

3.8.3. TPAO'nun Azerbaycan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

ACG (Mega Proje)

Azerbaycan Cumhuriyeti'nin Hazar Denizi Apşeron trendindeki üç petrol sahasının (Azeri, Çıralı ve Güneşli Sahası derin su bölümü) işletilmesi amacıyla 1993 yılı ortalarında, içlerinde TPAO'nun da bulunduğu uluslararası petrol şirketlerinden oluşan bir ortaklık (konsorsiyum) kurulmuştur. Mega Proje olarak da adlandırılan bu projeye ilişkin Ortak Geliştirme ve Üretim Anlaşması oldukça uzun süren görüşmeler sonunda 20 Eylül 1994 tarihinde Bakü'de imzalanmış, 16 Ekim 1994'te Azerbaycan Parlamentosu'nda onaylanarak bürokratik prosedürlerin tamamlanması sonunda 12 Aralık 1994'te yürürlüğe girmiştir. Bu anlaşmaya göre kurulması öngörülen ortak işletim şirketi ise 21 Kasım 1994 tarihinde Cayman Adaları'nda "Azerbaijan International Operating Company"- AIOC adıyla tescil edilmiştir.

ACG Projesi'nin kontrat süresi 30 yıl olup gerektiğinde uzatılabilecektir. Projenin toplam 300 milyon Dolar'lık imza ikramiyesinin 150 milyon ABD Dolar'lık ilk taksidi (daha önceden ödenen 81 milyon ABD Doları düşülerek) hemen ödenmiştir, kalan miktarın yarısı ise (75 milyon ABD Doları) Çıralı – 1 platformundan 40.000 varil/gün üretim yapıldığında ödenmiştir. Diğer yarısı ise (75 milyon ABD Doları) ana ihraç hattı işletmeye alındığında ödenecektir.

Üretilbilir petrol rezervinin 4.6 milyar varil (600 milyon ton), üretilbilir serbest gaz rezervinin ise 70 milyar m³ olarak hesaplandığı ACG Projesi'nin toplam yatırım maliyeti yaklaşık 11.5 milyar ABD Doları olarak tahmin edilmektedir.

ACG Projesi'nde başlangıçtan bugüne kadar çeşitli aşamalarda projeye yeni ortaklar dahil edilmiş, ayrıca ortaklar arasında hisse devirleri gerçekleşmiştir. Buna göre ACG Projesi'ndeki en son katılım payları aşağıda verilmiştir.

ŞİRKET	ÜLKE	HİSSESİ %
SOCAR	Azerbaycan	10.0000
BPAmoco	İngiltere	34.1367
PENNZOIL	ABD	4.8175
UNOCAL	ABD	10.0489
EXXON	ABD	8.0006
RAMCO	İngiltere	2.0825
STATOIL	Norveç	8.5633
LUKOIL	Rusya F.	10.0000
TPAO	Türkiye	6.7500
ITOCHE	Japonya	3.9205
DELTA	S.Arabistan	1.6800

ACG Projesi'nde sahalardan üretilecek erken petrolün belirtilen proje süresi içerisinde Batı petrol fiyatlarıyla pazarlanabilmesi ile ilgili olarak yapılan çalışmalar sonucunda mevcut Çıralı-1 platformunda açılan ilk kuyudan üretime 7 Kasım 1997'de başlanmış olup, iki yoldan (**Batı**; Gürcistan üzerinden Supsa ve **Kuzey**; Rusya üzerinden Novorossisk) taşınması mümkün olabilmektedir. Batı Hattı Nisan 1999'da devreye alınmış olup; taşınım masrafları daha düşük olan bu hat ile, halen tüm proje petrolünün sevki gerçekleştirilmektedir. Projeden TPAO hissesine düşen petrolün satışı için AMOCO, UNOCAL ve DELTA şirketleri ile daha önce oluşturulan işbirliği Mart 1999 ayı sonu itibari ile sona erdirilmiş olup; bu konuda 1 yıl süreli olarak UNOCAL şirketi ile yeni bir işbirliğine girilmiştir. Aralık 1999 ayı sonu itibari ile 1999 yılında satışı gerçekleştirilen yaklaşık 3.75 milyon varil petrolün brüt geliri 69.4 milyon ABD Doları olarak gerçekleşmiştir. Ayrıca, TPAO hissesi proje petrolünün satışı ile, Aralık 1999 ayı sonu itibari ile gerçekleşen gelirler brüt toplamı 91.7 milyon ABD Doları'dır.

Bugüne kadar açılmış ve devrede olan 10 üretim kuyusundan halen günde yaklaşık 105.000 varil üretim yapılmaktadır. TPAO payına düşen günlük ortalama üretim miktarı ise 12.000 varil/gün dolaylarındadır.

Ana ihraç hattının güzergahı konusunda Bakü-Supsa, Bakü-Ceyhan ve Bakü-Novorossisk seçeneklerinin değerlendirmesini yapan Azerbaycan Ana İhraç Boru Hattı (MEP) Çalışma Grubu'nun, ilgili transit ülkelerle yapmakta olduğu görüşmelerin tamamlanmasından sonra Ana İhraç Boru Hattı konusunda karara varılması öngörülmekteydi. Bu arada, adı geçen Çalışma Grubu faaliyetleri kapsamında Ana İhraç Boru Hattı Projesi için, 18 Kasım 1999 tarihinde İstanbul'da imza altına alınan anlaşmalar çerçevesinde (Hükümetler arası anlaşma ve ek'leri) Bakü-Tiflis-Ceyhan seçeneği ile ilgili olarak somut gelişmeler kaydedilmiş olup; projenin bundan sonraki gelişimi için planlanan senaryoya göre:

- İstanbul Deklerasyonuna göre: Azerbaycan / Gürcistan / Türkiye / Kazakistan hükümetlerinden oluşan bir çalışma grubu oluşturulacak,
- SOCAR Başkanı, Azerbaycan Çalışma Grubunu lağvedecek ve Azerbaycan Devlet Komisyonu oluşturulacak,
- 2000 yılı içinde Azerbaycan projeye katılmak isteyen şirketlere çağrıda bulunarak, Bakü-Tiflis-Ceyhan projesine sponsor olabilecek şirket/yatırımcı kuruluşları bir araya toplayan bir organizasyon tertip edecektir.

Tam saha geliştirme planı tamamlanmış; ortak şirketlere ve SOCAR'a sunularak onaylanmıştır. Erken petrol projesinin sonrasında tam saha geliştirmesinin 3 aşamada yapılması planlanmıştır. İlk aşamada, sahanın Azeri sahasının orta bölümünün geliştirilmesi ve günlük üretim kapasitesinin 300,000 varil artırılması planlanmakta olup, bu sahanın 2004 yılında tamamlanması beklenmektedir. Daha sonra sırası ile Azeri sahasının batı bölümü, doğu bölümü, Çıralı sahası batı bölümü ve Güneşli sahası derin su bölümü geliştirilecektir. Böylelikle maksimum üretim potansiyeli olarak planlanan 850.000 varil/gün üretime ulaşılacaktır. Tam saha geliştirmenin 2007'de tamamlanması beklenmektedir.

Erken üretimden sonraki ilk aşama olan ve daha önce Faz-1 olarak adlandırılan İlk Azeri Yatırımı (FAI) ile ilgili olarak çalışmalar sürdürülmekte olup 2000 yılı son çeyreğinde bu konuda karara varılması beklenmektedir.

Şah Deniz Arama Projesi

TPAO'nun bağlı ortaklığı TPOC Ltd. şirketi ile ortak olduğu projelerden; Hazar Denizi'nin Azerbaycan sektöründeki önemli yapılarından olan Şah Deniz prospekti ile ilgili olarak 8 Ocak 1994 tarihinde BP/STATOIL (% 85) ve TPOC (%15) arasında ekinde devir – temlik anlaşması taslağı olan bir tercih hakkı anlaşması imzalanmıştır. SOCAR ile devam eden görüşmeler sonucu 1995 Ağustos ayı içerisinde taraflar arasında genel prensipleri içeren bir çerçeve anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşma baz alınarak görüşmeler sürdürülürken, SOCAR kendi hissesinden belli bölümleri Rus – LUKOIL (daha sonra bu hisseler Rusya – İtalya ortak kuruluşu olan LUKAgip'e devredilmiştir), Fransız – ELF ve İran – OIEC şirketlerine devretmek üzere prensip anlaşmasına varmıştır. Görüşmelerin tamamlanmasından sonra, 4 Haziran 1996 tarihinde Şah Deniz prospektini Arama ve Geliştirme Anlaşması imzalanmıştır. İmzalanan anlaşma, Azerbaycan Cumhuriyeti Parlamentosu'nda 17 Ekim 1996 tarihinde onaylanarak yürürlüğe girmiştir. Taraflar arasında Ortak İşletme Anlaşması da 26 Ekim 1996 tarihinde imzalanmıştır. Yukarıda belirtildiği gibi, BP/STATOIL ve TPAO'nun 1992 sonlarında başlattığı çalışmalar ve 4 yıl süren müzakereler sonucunda hayata geçirilen Şah Deniz Projesi'ndeki 7 ortağın en son hisse dağılımı aşağıdaki şekilde olup operatör BPAmoco'dur.

BPAmoco	(İngiltere-ABD)	%25.5
Statoil	(Norveç)	%25.5
SCA (SOCAR Commercial Affiliate)	(Azerbaycan)	%10.0
ELF	(Fransa)	%10.0
LUKAgip	(Rusya-İtalya)	%10.0
Oil Industries Engineering and Construction	(İran)	%10.0
TPAO (TPOC)	(Türkiye)	% 9.0

Proje ile ilgili 3D sismik çalışmaları 1997 yılı içerisinde tamamlanmıştır. İlk kuyu (SDX-1) 6316 metre olan son derinliğine 21 Mayıs 1999 tarihinde ulaşmıştır. Kuyuda yapılan testlerde üç seviyede gaz ve kondensat tesbit edilmiş olup, en alt seviyede yapılan testte günlük 1.4 milyon m³ (50 milyon feet küp) gaz ve 2965 varil (377 ton) kondensat gelışı olmuştur.

Proje mükellefiyeti olan ikinci arama kuyusu (SDX-2) 7 Mayıs 1999 tarihinde kazılmaya başlanmış, Aralık 1999 sonu itibari ile 5892 metre olan son derinliğe ulaşılmıştır. Her ne kadar sahanın rezerv ve üretim potansiyelinin daha sağlıklı tesbiti ikinci ve/veya üçüncü kuyunun açılmasından sonra yapılacaksa da mevcut veriler; sahada sırasıyla yüzde 90, 50 ve 10 olasılıkla 70-490-800 milyar m³ alınabilir gaz ve 100-700-1150 milyon varil arasında alınabilir kondensat mevcudiyetini belirtmektedir. Sahanın üretim potansiyeli ise yılda 16 milyar m³ gaz olarak öngörülmektedir.

Projenin 3 yıllık arama fazında arama harcamaları ve sondaj ünitesi iyileştirme harcamaları olmak üzere, projedeki şirketlerin toplam harcama miktarının 350 milyon, toplam proje için gereken yatırım miktarının da yaklaşık 4 milyar ABD Doları olacağı tahmin edilmektedir. Anlaşmanın geliştirme ve üretim fazı toplam 30 yıl olarak belirlenmiştir.

Kurdaşı Arama Projesi

Hazar Denizi Azerbaycan Sektörü'nde Kura Nehri Deltası'nın Güneyinde yer alan Kurdaşı Projesi, TPAO'nun Azerbaycan'daki üçüncü projesini oluşturur. 1997 yılında yapılan teknik çalışmalar neticesinde girilmesi planlanan üç yeni projeden biri olan Kurdaşı Projesi için Arama Geliştirme ve Üretim Paylaşım Anlaşması 7 Temmuz 1998 tarihinde Azerbaycan Parlamentosu tarafından onaylanmış ve 30 Temmuz 1998 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

İmzalanan anlaşmadaki hisse dağılımı aşağıdaki gibidir:

SOA (SOCAR Oil Affiliate)	(Azerbaycan)	% 50
AGIP	(İtalya)	% 25
MITSUI	(Japonya)	% 15
REPSOL	(İspanya)	% 5
TPAO (TPOC)	(Türkiye)	% 5

Anlaşmaya göre, arama periyodu sürecinde 3 kuyu açılacak ve minimum 550 km² 3D sismik operasyonu yapılacaktır. Yine anlaşma şartlarına göre yabancı şirketler arama periyodunda SOCAR'ın mali yükümlülüklerini, hisselerine eşit oranda karşılamak mecburiyetindedir. Ticari petrol keşfi halinde, SOCAR için yapılan harcamalar, üretim periyodunda faizi ile geri alınacaktır. Kurdaşı Bloğunda yer alan üç yapıdan ilk önce delinmesi kararlaştırılan Araz Deniz yapısının sismik değerlendirilmesi öncelikli olarak tamamlanmış ve ilk kuyunun lokasyonu ortaklar tarafından oybirliği ile belirlenmiştir. Diğer yapıların sismik değerlendirme çalışması devam etmekte olup, 2000 yılının birinci çeyreğinde ilk arama kuyusunun kazılması planlanmaktadır.

Kurdaşı Bloğu'nda beklenen petrol rezervi 700 milyon – 1.1 milyar varil arasında tahmin edilmektedir. Projenin arama fazında toplam harcama miktarının ise yaklaşık 2 milyar ABD Doları olacağı beklenmektedir.

Alov (Abik Trendi) Arama Projesi

Güney Hazar Denizi'nin orta kesiminde Türkmenistan sektörüne komşu olan ALOV (Abik) Arama Projesi; Sharg, Alov ve Araz adlı 3 ayrı prospektten oluşmaktadır. Bu proje ile ilgili "Arama - Geliştirme – Üretim Paylaşım Anlaşması" (PSA), 21 Temmuz 1998 tarihinde BP, STATOIL ve SOCAR Oil Affiliate (SOA) ile SOCAR arasında Londra'da imzalanmıştır. TPAO, TPOC vasıtasıyla, 29 Temmuz 1998 tarihinde "Katılım Anlaşması" imzalayarak projede yer almıştır. Proje 18 Aralık 1998 tarihinde Azerbaycan Milli Meclisi'nce onaylanmış, 23 Mart 1999'da yürürlüğe girmiştir. Ortak İşletim Anlaşması (JOA) 13 Ekim 1999 tarihinde imzalanmıştır. Projedeki şu andaki hisse dağılımı aşağıdaki gibidir:

SOA (SOCAR Oil Affiliate)	(Azerbaycan)	% 40
Statoil	(Norveç)	% 15
BPAmoco	(İngiltere-ABD)	% 15
TPAO (TPOC)	(Türkiye)	% 10
AEC	(Kanada)	% 5
Exxon	(Amerika)	% 15

Anlaşma şartlarına göre yabancı şirketler arama periyodunda SOCAR'ın mali yükümlülüklerini, hisselerine eşit oranda karşılamak mecburiyetindedir. Ticari petrol keşfi halinde, SOCAR için yapılan harcamalar, üretim periyodunda faizi ile geri alınacaktır.

Toplam 100 milyon ABD Doları olan imza ikramiyesinden TPAO'nun hissesine karşılık gelen 16,667 milyon ABD Doları Nisan 1999'da ödenmiştir. Üç yıllık arama süresi olan bu projede; 1400 km² 3 boyutlu sismik etüd ve 3 arama kuyusu kazma mükellefiyeti vardır. Toplam proje harcamalarının, projedeki şirketlere maliyetinin 4 milyar ABD Dolarına ulaşacağı ve beklenen rezervler 1-10 milyar varil petrol yada 5-35 Tcf doğal gaz olarak tahmin edilmektedir.

1999 Aralık sonu itibariyle 3D sismik etüdü için veri toplama işleminin %83'ü bitirilmiştir.

Diğer Girişimler

Hazar Denizi'nde ACG Projesi'nin güneyini kapsayan deniz sektöründe bir çok büyük ve küçük petrol/gaz prospektleri olduğu bilinmekte ve bu nedenle buralarda imtiyazlı haklar alabilmek için Batılı büyük petrol şirketlerinin yanısıra TPAO'nun da girişimleri yoğun biçimde sürdürülmüştür. Azerbaycan'da imzalanan son projelerden Kurdaşı ve Alov'da %5 ve %10 hisse alan ortaklığımız, bu arama projelerinin ticari keşif ile sonuçlanması durumunda, Azerbaycan'da faaliyet gösteren 30 şirket arasında toplam rezervi itibari ile dört ila yedinci sırada yer alabilecek bir şirket konumuna gelecektir.

Hazar Denizi Azerbaycan sektöründeki mevcut 19 proje içerisinde önceliklerini belirlemiş olan TPAO, halen yer aldığı 4 proje ile bu bölgedeki yatırım planlarını büyük ölçüde gerçekleştirmiş bulunmaktadır.

ACG Projesi için kurulacak alt yapı ve muhtemelen Batı'ya gidecek boru hattı bu bölgede yapılacak yatırımlarda pazar garantisini getirip ekonomik riskleri azaltacağından; bu anlamda da TPAO, Azerbaycan'daki diğer imkan ve fırsatları gözlemlene ve değerlendirmeye devam etmektedir.

3.8.4. TPAO'nın Türkmenistan'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

Türkmenistan ile Türkiye Cumhuriyeti yetkilileri seviyesinde imzalanan 09.12.1993 tarihli protokol gereği TPAO öncülüğünde, Barsa – Gelmez ve Burun Petrol ve Gaz sahalarında Türk tarafına arama ve üretim izni verilmiştir. TPAO teknik heyeti 1994 yılında sahanın işletim verimliliğinin arttırılmasına yönelik olarak, arama, üretim ve geliştirme yönünden değerlendirilmesi ile mali ve ekonomik analizi kapsayan çalışma yapmıştır. Bu çalışma sonucunda Türkmenistan tarafının ortaya koyduğu mevcut ekonomik terimler ile bu sahaların ekonomik olmadığı ortaya konmuş ve TPAO da bu sahaları almaktan vazgeçmiştir.

Güneybatı Türkmenistan'da yer alan Blok-IV ile ilgili "Çalışma Hakkı Anlaşması" 28 Ağustos 1996 tarihinde Türkmenistan Petrol ve Gaz Bakanlığı ile TPAO tarafından imzalanmıştır. Türkmenistan'a gönderilen teknik ekip tarafından 30 Mayıs – 30 Haziran 1997 tarihleri arasında saha jeolojisi çalışmaları gerçekleştirilmiş; alınan verilerin değerlendirme çalışmaları Eylül ayı sonu itibariyle bitirilmiştir. Bu alan ile ilgili teknik çalışma ise Aralık ayı içerisinde bitirilmiş olup, TPAO, 30 Mart 1998 tarihinde, Türkmenistan'da ilgili bakanlıklara teknik çalışma sonucu sunumunu gerçekleştirmiştir.

Değerlendirme sonuçlarına göre "Çalışma Alanı"nın petrol potansiyeli düşük, muhtemel potansiyel alanların riski yüksek, alanın bu haliyle ekonomik olmadığı anlatılmış ve bu blok ile ilgili çalışmalar bitirilmiştir.

Türkmenistan Petrol ve Gaz Bakanlığı denizdeki arama alanlarını, blok olarak, yapılacak bir ihale ile uluslararası şirketlere vermeyi kararlaştırmış, bu ihaleye katılmak amacı ile, TPAO, MOBIL, UNOCAL ve DELTA şirketleri arasında Teknik Çalışma ve İhale Grubu Anlaşması imzalanarak bir konsorsiyum oluşturulmuştur. Bu konsorsiyumda, TPAO % 30.5, MOBIL % 30.5, UNOCAL %30.5 ve DELTA %8.5 hisse ile temsil edilmektedir. Konsorsiyum, Aralık 1996'da başladığı bölgenin petrol potansiyeline ilişkin çalışmaları sonuçlandırarak jeolojik riskin göreceli olarak daha düşük tahmin edildiği Shatski trendi olarak bilinen bölgenin açılacak ihalede öncelikli olması hususunu tesbit etmiştir. 1 Eylül 1997 tarihinde Türkmenistan Hükümeti tarafından açıklanan ihale şartnamesinde bu alan 25,26,27 no'lu bloklar olarak tariflenmiştir. Ancak, 3 Kasım 1997 tarihinde Houston'da yapılan ihale tanıtım toplantısında bu blokların hiçbir neden gösterilmeden Türkmenler tarafından ihaleden çıkarılması nedeniyle TPAO, MOBIL ve UNOCAL ihaleye katılmama kararı almışlardır. Daha sonra yabancı şirketlerce fazla ilgi olmaması nedeniyle ihale iptal edilmiştir.

2 –3 Aralık 1997 tarihlerinde T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı'nın Türkmenistan ziyareti sırasında Türkmen tarafı Beşkızıl ve Yelkui sahalarının yer aldığı blok için talebimize olumsuz cevap vermiş ancak V. Blok olarak adlandırılan, Özbekistan sınırındaki sahalardan bir kısmının TPAO'ya ihalesiz verileceğini belirtmiştir.

8 – 18 Aralık tarihleri arasında TPAO teknik heyetinin yaptığı ön değerlendirmede bu alandaki rezervin beklenenin altında olduğu sonucu ortaya çıkmasına rağmen, Başbakanımız'ın 26 – 28 Aralık 1997 tarihleri arasındaki Aşabat ziyareti sırasında, Blok-V'in 6 ay süre ile TPAO tarafından çalışılmasını öngören bir Mutabakat Zaptı imzalanmıştır. Ancak, Blok-IV'te yaşanan uyumsuzlukların tekrarını önlemek amacı ile bu sahanın taraflarca ortak değerlendirilmesi öngörülmüştür. Yapılan ilk değerlendirme çalışmaları sonuçlarına göre Blok-V alanında yeterli gaz rezervi olmaması nedeni ile 15 Eylül 1998 tarihinde, Blok-V sahası genişletilerek, "Amuderya Nehri Sağ Kıyısı Olarak Adlandırılan Bölgenin Jeolojik ve Jeofizik Veriler Temelli Ortak Teknik Çalışma Anlaşması" imzalanmış ve Ekim 1998'de çalışmalara başlanmıştır

Çalışmalar sonucunda; konu ile ilgili olan üç proje olarak değerlendirilmiş olup Samantepe - Metecan geliştirme ve üretim projesinin mevcut şartlarda marjinal ekonomik değere sahip olduğu, diğer iki arama ve geliştirme projelerinin ise mevcut şartlarda hiçbir şekilde ekonomik olmadığı sonucuna varılmıştır. Anlaşma gereği; 18 Ağustos 1999 tarihinde Türkmen otoritelerine çalışma raporları teslim edilerek sunumu yapılmış ve aktivite sona erdirilmiştir.

TPAO Türkmenistan Ofisinden alınan, 28.06.1999 tarihli “Bilgi Notu” ile “Türkmenistan Hidrokarbon Kaynaklarının Değerlendirilmesi Üzerine Stratejik İşbirliği Hakkındaki Anlaşma”ya göre Hazar Geçişli Gaz Boru Hattına gaz vermesi öngörülen 7 ruhsat alanındaki 70 sahayı geliştirerek işletmek üzere bir Konsorsiyum kurulacağı bildirilmiştir. Söz konusu Konsorsiyumda Türkmeneft, Türkmengaz ve Shell bulunacak olup Türkmen otoriteleri TPAO’ya kendi belirleyeceği ruhsat alanları dahilinde bu konsorsiyum içerisinde yer almasını önermektedirler.

12.07.1999 tarihinde TPAO, kurulacak olan Konsorsiyumda yer alma arzusunu, hangi ruhsatlarda ve ne koşullarda katılacağını bilahare belirtmek üzere, Türkmen tarafına iletmiştir. 06.08 1999 tarihinde, Türkmenistan Devlet Başkanı ile Shell arasında bir Stratejik İşbirliği Anlaşması (MOV) imzalanmış olup, yapılan öndeğerlendirme çalışmaları sonucunda Hazar Geçişli Gaz Boru Hattına gaz vermesi öngörülen ruhsat alanları 6’ya indirilmiştir. Önerilen ruhsat alanları ve Konsorsiyum ile ilgili olarak yapılan ön değerlendirme çalışmaları ile ruhsat alanlarının potansiyelleri ve öncelikleri tespit edilmektedir. Anılan sahalar ile ilgili ön değerlendirmeler ile, TPAO’nun hangi ruhsat sahalarındaki geliştirme ve işletme faaliyetlerinde yer almasının daha uygun olacağına dair bir fikir oluşmuştur. Anılan Konsorsiyuma TPAO’nun hangi sahalarda ve ne şekilde katılacağına, Türkmen tarafından beklenen resmi davet çerçevesinde ve söz konusu ruhsat sahaları ile ilgili daha ayrıntılı çalışma sonucunda karar verilecektir.

Özellikle, Türkmenistan’ın şu ana kadar önermiş olduğu arama alanlarının riski yüksek ve ekonomik yönden olumsuz olmasından dolayı Türkmenistan faaliyetlerinde ilerleme kaydedilememiştir. Buna göre, TPAO’nun yatırımlarının öncelikle ekonomik açıdan uygun olan sahalara yönlendirilmesi gerekmektedir.

Son olarak önerilen ruhsat alanları ve Konsorsiyum ile ilgili olarak yapılan ön değerlendirme çalışmaları ile ruhsat alanlarının potansiyelleri ve öncelikleri tespit edilmektedir. TPAO’nun Hazar Geçişli Boru Hattına gaz vermesi öngörülen üretim sahalarından oluşan toplam altı adet ruhsat alanı için kurulacak bu konsorsiyumda yer almak isteğini bildirmesi, yer alması ve yapılan çalışmalar sonucunda ekonomik bulunacak sahalarda için yapılacak “Üretim Paylaşım Anlaşmalarına” taraflar içinde TPAO’nun da katılımının sağlanması gerekli görülmektedir.

3.8.5. TPAO'nun Cezayir'deki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

1999 yılı verileri ile 9.2 milyar varil petrol ve 130.3 trilyon kübik feet ispatlanmış gaz rezervi ile dünyanın ilk on ülkesi arasında yer alan Cezayir'de TPAO'nun petrol aramacılığına yönelik faaliyetleri ARCO şirketi operatörlüğünde Hassi Bir Rekaiz Bloğu'nda devam etmektedir.

Hassi Bir Rekaiz Bloğu, Cezayir'in doğusundaki Ghademes Baseni'nde yer almakta ve 424a/443a ruhsatlarının birleştirilmesinden oluşmaktadır. Yaklaşık 4945 km²'lik bir alan kaplayan blok, 10 Mayıs 1992 tarihinde imzalanan ve 20 Eylül 1992 tarihinde Cezayir Hükümeti'nce onaylanarak yürürlüğe giren bir petrol Arama ve İşletme Anlaşması (Agreement for Exploration and Exploitation of Hydrocarbons) ile ARCO şirketi'ne tahsis edilmiştir.

Sözleşme, yürürlük tarihinden 10 yıllık (5+3+2) dönemler halinde bir arama periyodunu ve iki defa beşer yıl süreyle uzatılabilen 15 yıllık bir üretim periyodunu öngörmektedir.

6 Mayıs 1996 tarihinde ARCO ile TPAO arasında imzalanan ortaklık anlaşması 23 Nisan 1997 tarihinde Cezayir Hükümeti tarafından onaylanarak yürürlüğe girmiş ve TPAO, ARCO hissesinin %25'ini devralmıştır. TPAO, ARCO'ya 1992 – 1997 yıllarına ait “geçmiş harcamalar” için 14.9 milyon ABD Doları, süregelen operasyonlar için ise Haziran 1997 – Ocak 1999 arası 2.6 milyon ABD Doları ödemiştir.

İlk beş yıllık arama dönemi 1997 yılında sona ermiş ve üç yıllık ikinci arama dönemine girilmiştir. İlk arama dönemi yükümlülükleri çerçevesinde iki kuyu (BLF-1 ve SMR-1) açılmış, 2300 km sismik reproses yapılmış, 1748 km yeni 2D sismik atılmış ve proses edilmiştir. Ayrıca anlaşma gereği beş yıllık birinci arama döneminin sonunda ruhsatın %50'si terkedilmiştir.

ARCO, 25.10.1999 tarihinde bloğun %25 hissesi ile ilgili olarak yürüttükleri çalışmalar sonucunda Santa Catalina L.H. Lundin (Algeria) Limited Şirketi ile anlaşmaya vardıklarını bildirmiştir. Daha önce ARCO ile yapılan Ortak Operasyon Anlaşması'na (Joint Operating Agreement) göre söz konusu hisseyi öncelikli alma hakkına sahip TPAO'ya önermiştir. TPAO yaptığı değerlendirme sonucunda bu hissenin alınmamasına karar vermiştir. Söz konusu şirket ile ARCO'nun anlaşmayı finalize etmeleri durumunda hisse dağılımı %50 ARCO, %25 TPAO ve %25 Santa Catalina şeklinde olacaktır.

Üç yıllık ikinci arama dönemi Eylül 2000'de sona erecektir. Halen sondajı devam etmekte olan SMRE-1 ve 2000 yılının ilk çeyreğinde açılacak SEM-1 kuyularının sonucuna bağlı olarak iki yıllık üçüncü arama dönemine girip girmeme kararı verilecektir. Üçüncü iki yıllık arama dönemine girilmesi durumunda bir arama kuyusu ve 150 km 2D sismik yükümlülük bulunmaktadır.

Projenin Gelişimi

Hassi Bir Rekaiz bloğunda 1996 yılında açılan Boulefa-1 (BLF-1) kuyusu petrol emareli kuru kuyu olarak terk edilmiş ancak çalışmalar 1996 yılı sonunda açılan Semhari-1 (SMR-1) kuyusundaki petrol keşfi ile ivme kazanmıştır.

Mevcut derinlik haritaları ve keşif kuyusu olan SMR-1'den elde edilen parametreler kullanılarak yapılan rezerv hesaplamalarında keşif gerçekleştirilen yapının (Semhari yapısı) 196 milyon varil üretilebilir petrol rezervine sahip olabileceği hesaplanmıştır. Ayrıca Semhari yapısının tamamının petrollü olduğunun bu yıl açılacak olan iki kuyu ile doğrulanması durumunda, blokta Semhari yapısının güneyinde 130 milyon varil üretilebilir rezervi olduğu düşünülen ikinci bir prospekt daha bulunmaktadır. Ancak bu prospekt henüz bir kuyu ile denenmemiştir. Bu rezerv miktarları muhtemel olup bu yıl açılacak kuyuların sonucuna bağlı olarak bloğun daha güvenilir rezerv miktarı ve ekonomik potansiyeli belirlenebilecektir.

1997 yılında Semhari yapısının potansiyelini ortaya koymak amacıyla ikinci arama dönemi yükümlülüğü dahilinde atılan 802 km ilave 2D sismiğin prosesi ve yorumu tamamlanmış ve Semhari yapısının ruhsat sınırının dışına kuzeye devamlılığı teyit edilmiştir.

Semhari yapısının yaklaşık yarısının ruhsatın kuzeyinde ve dışında bulunması nedeniyle 23.07.1998 ve 03.11.1998 tarihlerinde Cezayir Milli Şirketi Sonatrach ile ruhsat sınırının 5 dakika (yaklaşık 8 km) kuzeye genişletilmesi için yapılan görüşmeler anlaşmayla sonuçlanmıştır. Bu ek blok için bu alanda bir yıl içinde bir arama kuyusu açılması (SEM-1), bu kuyunun petrollü olması halinde tüm blok içinde ikinci bir arama kuyusunun daha açılması yükümlülüğü üzerine varılan anlaşma, Cezayir Enerji Bakanlığının onayına sunulmuş ve onaylanmıştır. Ek blokta lokasyonu hazırlanmış bulunan SEM-1 (Sahara El Mehadjer-1) kuyusunun sondajına 2000 yılının ilk çeyreğinde başlanması planlanmaktadır. Bu kuyu keşfi gerçekleştirilen Semhari yapısının kuzey devamlılığını test edecek ve SMRE-1 kuyusundan elde edilecek detay rezervuar bilgileri ile birlikte bloğun potansiyeli daha kesin olarak ortaya konulacaktır.

Şu anda açılmakta olan SMRE-1 ve bu yılın ilk çeyreğinde açılacak olan SEM-1 kuyularının olumlu sonuçlarına bağlı olarak, Eylül 2002'de sona erecek iki yıllık üçüncü arama dönemine geçilecektir. Arama çalışmalarının olumlu sonuçlanması halinde 2002 yılından başlayarak üretime yönelik geliştirme (development) yatırımlarına başlanacaktır. SMRE-1 ve SEM-1 kuyuları ile Semhari yapısında, ve üçüncü arama döneminde açılacak arama kuyusu ile test edilecek diğer prospektde hesaplanmış rezervlerin realize olması durumunda yapılan hesaplamalara göre, geliştirme dönemi 2011 yılına kadar sürecek olup önümüzdeki beş yıllık dönem içerisinde (2000-2004) üç arama kuyusu, altı tespit kuyusu, 43 üretim kuyusu ve beş enjeksiyon kuyusu açılması planlanmaktadır.

Bu yatırımların tahmini toplamı beş yıllık dönem için 526,468,000 ABD Doları'dır. Bu miktarın TPAO'nun %25'lik hissesine düşecek tahmini miktarı ise 131,617,000 ABD Doları'dır.

3.8.6. TPAO'nun Libya'daki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

1999 yılı verileri ile 29.5 milyar varil ispatlanmış petrol ve 46 trilyon kübik feet gaz rezervi ile dünyanın önde gelen ülkelerinden biri olan Libya'da TPAO'nun petrol aramacılığına yönelik faaliyetleri iki adet blokta, MM ve Blok-24, sürdürülmektedir. Ülkede petrol faaliyetleri Petrol Bakanlığı'na bağlı National Oil Corporation (NOC) tarafından yürütülmektedir.

TPAO ile NOC arasında 16 Mart 1995 tarihinde imzalanan Mutabakat Zaptı (Memorandum of Understanding) sonucunda, TPAO tarafından seçilen Blok-MM ve Blok-24 ile ilgili Arama Üretim Paylaşım Anlaşması (Exploration Production Sharing Agreement) 24 Temmuz 1997 tarihinde tamamlanarak paraf edilmiştir. Paraf edilen anlaşmanın Libya makamlarınca onaylanmasını takiben, NOC anlaşmanın imzalanması için TPAO'yu 1999 yılı ortalarına Libya'ya davet etmiştir. Sürdürülen temaslar sonucunda anlaşma 5 Ekim 1999'da Libya adına NOC ve TPAO adına bağlı ortaklığı olan TPOC (Turkish Petroleum Overseas Company) tarafından imzalanmıştır. Anlaşma, Libya Arap Halk Sosyalist Cemahiriyesi Halk Komitesi'nin onayını takiben yürürlüğe girecektir.

Blok-MM Libya'nın doğusunda Ghademes Baseni'nde yer almakta ve yaklaşık 6558 km²'lik bir alan kaplamaktadır. Ülkenin orta kesimlerinde yeralan Sirte Baseni'nde ise yaklaşık 2088 km²'lik bir alan kaplayan Blok-24 bulunmaktadır.

Anlaşma Libya Arap Halk Sosyalist Cemahiriyesi Halk Komitesi'nin onay tarihi olan yürürlük tarihinden itibaren 25 yıllık bir süreyi kapsamakta ancak üretimin devam etmesi durumunda bu sürenin uzatılabileceği belirtilmektedir. Bu sürenin ilk beş yılı arama dönemidir. Arama dönemi sonunda blokların, işletmeye alınacak sahalar dışında kalan kısımları terk edilecektir.

Beş yıllık arama dönemi minimum iş yükümlülüğü Blok-MM için 1000 km 2D veya 300 km² 3D sismik ve üç adet arama kuyusu, Blok-24 için ise 1200 km 2D veya 150 km² 3D sismik ve iki adet arama kuyusudur. Mevcut bilgiler kullanılarak yapılan çalışmalarda her iki blokta belirlenen prospektlerin tahmini olarak toplam 467 milyon varil alınabilir rezerve sahip olabileceği hesaplanmıştır.

Bu bloklara girerken stratejik olarak yabancı şirketler ile ortaklıklar halinde girilmesinin riski ve yatırım miktarlarını paylaşmak açısından uygun olacağı düşünüldükçe bir dizi yabancı petrol şirketi ile görüşmelerde bulunulmuş olup bunlardan italyan AGIP, Macar MOL, Arjantin PLUS PETROL ve BRITISH GAS şirketleri bu bloklar ile ilgili olarak işbirliği yapabileceklerini ifade etmişlerdir.

Anlaşma ile iki blok için taahhüt edilen beş yıllık minimum iş programının maliyeti yaklaşık olarak 45 milyon ABD Doları'dır (Blok-MM için 27 milyon ABD Doları ve Blok-24 için 18 milyon ABD Doları'dır). 2000 yılının ilk çeyreği içerisinde onaylanması beklenen anlaşmanın 2000-2004 yılları arasındaki plan periyodunda beş yıllık arama dönemi uygulanmış olacaktır.

3.8.7. TPAO'nun Irak'taki Ortak Petrol Arama ve Üretim Faaliyetleri

TPAO, Irak'ta hidrokarbon arama ve üretim yatırımlarına girmek amacıyla 1994 Aralık ayında Irak Petrol Bakanlığı ile temasa geçmiştir. TPAO bugün için Irak'ta üç proje üzerinde çalışmalarını sürdürmektedir. Tüm anlaşma görüşmelerinde projelerin fiili başlangıcı olarak, Birleşmiş Milletler ambargosunun kalkması öngörülmüştür.

Gharraf Sahası Petrol Üretim Projesi

TPAO'ya geliştirilerek işletilmek üzere önerilen 1,2 milyar varil (170 milyon ton) alınabilir petrol rezervine sahip Gharraf Petrol Sahası ile ilgili teknik çalışmalar ve fizibilite çalışmaları tamamlanmıştır. Hazırlanan üretim paylaşım anlaşması taslağı Haziran 1998'de Irak'da yapılan anlaşma müzakereleri sırasında Irak Petrol Bakanlığı yetkililerine sunulmuştur. Müzakerelere Eylül ayında Bağdat'ta, Aralık ayında da Ankara'da devam edilmiştir. Eylül 1999'da Bağdat'ta yapılan müzakerede Irak tarafının kontratla ilgili son gelişmeler ışığında yaptığı değişikliğin detayları üzerinde görüşülmüştür. Tartışılan hususların Iraklılar tarafından kontrat metnine yansıtılarak TPAO yetkililerine gönderilmesinden sonra görüşmelere devam edilecektir.

Irak – Türkiye Doğal Gaz İhraç Projesi

Bu proje ile ilgili olarak TPAO, BOTAŞ ve TEKFEN arasında 2 Mayıs 1997 tarihinde bir "Ortak İlgili Projesi Anlaşması" imzalanmıştır. Doğal Gaz İhraç Projesi olarak adlandırılan bu proje Irak'taki 5 gaz sahasından doğal gazın üretilip inşa edilecek bir boru hattı ile Türkiye'ye getirilmesi ve Türkiye içerisinde pazarlanmasını kapsamaktadır.

Irak ve Türkiye'nin ilgili Bakanları tarafından 10 Mayıs 1997 tarihinde imzalanan protokole göre Türk tarafına söz konusu 5 sahadan sadece Mansuriya Gaz Sahası önerilmiştir.

Böylece proje esas olarak biri Mansuriya Gaz Sahası'nın geliştirilmesi, diğeri ise boru hattının inşa edilerek gazın Türkiye'ye getirilip pazarlanması olmak üzere iki farklı bölüme ayrılmıştır. Proje kapsamındaki diğer sahadan geliştirilmesi Irak Petrol Bakanlığı'nın sorumluluğunda bizzat kendilerince, ya da başka şirketlerce yapılacaktır. Bu arada proje ile ilgili teknik ve ekonomik çalışmalar bitirilmiştir.

Projeye davet edilmesi düşünülen üçüncü parti yabancı şirketlerle 9-10 Temmuz 1998 tarihinde İstanbul'da projenin taşıma sektörüne yönelik bir tanıtım toplantısı düzenlenmiştir. Projeye ilgi gösteren 5 şirketten projenin uygulanması ile ilgili teklifler alınmış olup, değerlendirmeler tamamlanmıştır. Irak tarafı, BOTAŞ ve TEKFEN ile birlikte Ocak ayı başında Ankara'da yapılan değerlendirme görüşmeleri sonunda ELF, Gas De France, ENI ve BHP-ABB şirketlerinin teklifleri uygun bulunmuştur. Irak tarafı ile birlikte bu proje için Arama ve Üretim Konsorsiyumu ile Taşıma Konsorsiyumu olmak üzere 2 konsorsiyum kurulması konusunda mutabık kalınmıştır.

Eylül ayı sonunda Bağdat'ta yapılan toplantıda Taşıma Konsorsiyumun'da projeye katılacak Üçüncü Parti yabancı şirketlerin liderinin belirlenmesi, liderin bu yabancı şirketlerin adına projeye katılımına ilişkin organizasyonu ortaya koyması ve bu konu ile ilgili görüşmeleri başlatması için lidere yazılacak mektup hususunda görüşmeler yapılmış ve taslak mektup metni hazırlanmıştır. Taşıma Konsorsiyumun'da yer alacak üçüncü parti yabancı şirketlerinin konumunun belirlenerek oluşturulacak tekliflerini hazırlanmasının Gas De France'ın koordinatörlüğünde yapılmasına karar verilmiştir. Arama ve Üretim sektöründe yer alan 5 sahanın geliştirilmesi için liderlik İtalyan ENI şirketine Irak tarafından verilmiştir. Türk tarafını oluşturan şirketler aralarındaki anlaşma gereği oluşturulan Yönlendirme Komitesi'nin ilk toplantısını Kasım ayında yaparak Projenin gelişmesini gözden geçirmişlerdir.

Taşıma sektöründe Üçüncü Parti yabancı şirketlerin projeye katılımının organizasyonunu belirlemek üzere hazırlanan mektup GDF'ye gönderilmiş, Arama ve üretim sektöründe lider konumda olan ENI ile temas sağlanmıştır.

Arama Projesi

TPAO'ya önerilen Blok-IV arama alanının yeniden değerlendirilmesi için gereken 10 adet sismik hattın bir iyi niyet jesti olarak karşılıksız TPAO'ya verilmesi Enerji Bakanımızın Mayıs ayının ilk yarısında Irak'a yaptığı son ziyaret sırasında Irak tarafından kabul edilmiştir. Data alımı için girişimler halen sürdürülmektedir. Hatlar alınır alınmaz değerlendirilmelerine başlanacaktır.

3.8.8. Turkish Petroleum International Company Ltd. (TPIC)'nin Faaliyetleri

Türkiye Petrolleri A.O. (TPAO) adına, yurt dışında her türlü petrol ameliyeleri ve ticaretini yürütmek amacıyla, "Turkish Petroleum International Company Ltd. (TPIC)" 21 Ağustos 1988 tarih ve 19906 sayılı T.C. Resmi Gazete'de yayınlanan Bakanlar Kurulu kararı ile Jersey – Channel Island'da kayıtlı olarak kurulmuştur. TPIC halen Ankara Branş Ofisi'nde faaliyetlerini sürdürmektedir.

3.8.9. TPIC'in Yurtiçi Faaliyetleri

Habur Sınır Kapısı'ndan mutad depolarla gelen motorinin yöre halkına sosyal adaleti sağlamak, vergi kaybını önlemek ve ülke menfaatlerine aykırı olmayacak ve haksız rekabeti de önleyecek şekilde yurtiçinde satışının düzenlenmesini teminen 16 Mart 1999 tarihli Başbakanlık Olur'u ile Habur Depolama Tesisleri'nin devreye alınıp işletimi TPAO'ya verilmiştir. TPAO Bağlı Ortaklığı TPIC ile ŞİRGİNTAŞ arasında Habur Depolama Tesisleri'nin işletimi ile ilgili olarak karşılıklı görüşmeler yoluyla 09.04.1999 tarihinde bir protokol imzalanmıştır. Daha sonra yine Başbakanlığın 10.05.1999 tarihli Olur'u gereğince Türkmeneli Vakfı Şirketi ile akdedilen bir protokol ile sözkonusu şirket de Habur Depolama Tesisleri'nin işletimine ortak olmuştur.

Böylece, kontrolsüz ve kayıtsız olarak ülkemize giren motorin, bu tesis ile kayıt ve kontrol altına alınmış ve öncelikle Devletimiz'in vergi kaybı önlenmiştir.

3.8.10. TPIC'in Mısır Arap Cumhuriyetleri'ndeki Faaliyetleri

TPIC, Mısır Arap Cumhuriyeti'ndeki faaliyetlerini Kahire temsilciliği vasıtasıyla sürdürmektedir. Bu çerçevede Western Atlas Şirketi'nin Mısır'da Batı Nil deltasındaki 5.600 km²'lik ruhsatının farm – out teklifi ile ilgili olarak, TPAO Arama ve Üretim Grubu Başkanlıkları'ndan elemanların katılımıyla, Kahire ofisimizde yapılan değerlendirme çalışması, TPAO ve TPIC Genel Müdürlükleri'nce yapılan inceleme çalışmaları sonucunda, farm – out teklifinin reddine karar verilmiştir.

EGPC'nin 1998 yılı ruhsat ihalesi ile ilgili olarak ihaleye çıkartılan 9 ruhsatla ilgili ön bilgiler ve ihaledeki North Esh El Mallaha Bloku ile ilgili datalar temin edilerek, Yurt Dışı Projeler Grup Başkanlığı'na gönderilmiş, yapılan çalışmalar sonucunda ruhsatların ekonomik olmadığına karar verilmiştir. Mısır'da faaliyet gösteren yerel Trican Şirketi'nin, ortak sondaj şirketi kurup mevcut 3 kuyuluk sondaj projesiyle ilgili, ortaklık teklifinde yeralan şartlar uygun bulunmadığından reddedilmiştir. Mısır'da faaliyetlerini sürdüren AMOCO şirketi'nin offshore North Sinai ruhsatıyla ilgili ortaklık teklifi, TPAO Genel Müdürlüğü'ne iletilmiş, değerlendirme çalışmasının olumsuz sonuçlanması üzerine ortaklık teklifi reddedilmiştir.

TPIC Yönetim Kurulu'nun 23 Ekim 1997 tarih 196/7 no'lu Yönetim Kurulu kararı çerçevesinde 13.07.1998 tarihinden itibaren Kahire Branch Ofisi temsilciliğe dönüştürülmüştür.

3.8.11. TPIC'in Azerbaycan'daki Faaliyetleri

TPIC'in Azerbaycan faaliyetleri kapsamında Bakü'de yapılması düşünülen benzin istasyonu yeriyile ilgili olarak Bakü Valiliği'ne gerekli yasal müracaat yapılmıştır. Yer tahsisyle ilgili sürenin uzamış olması ve Bakü'de açılan akaryakıt istasyon sayısındaki hızlı artışlardan dolayı, projenin fizibil olup olmadığının yeniden araştırılmasıyla ilgili olarak, Yönetim Kurulu'nun almış olduğu 24.02.1998 tarih ve

208/6 sayılı karar çerçevesinde yeniden fizibilite çalışması yerel AZECO Firması'na yaptırılmıştır. TPIC'in Azerbaycan faaliyetleri kapsamında Azerbaycan'da ham petrol ve petrol ürünlerinin ticaretinin araştırılması ile ilgili çalışmalar sürdürülmektedir.

3.8.12. TPIC'in Kazakistan'daki Faaliyetleri

Almatı'da kurulması düşünülen akaryakıt kompleksi için, iki kez yap – işlet – devret modeli çerçevesinde ihaleye çıkılmış, firmalardan konuyla ilgili olarak herhangi bir teklif alınamamıştır.

TPIC Yönetim Kurulu kararı çerçevesinde, Aktubinsk bölgesindeki Şubarkuduk ambarı TPIC'in Kazakistan'da yapacağı sondaj, workover vb. faaliyetlerinde, park ve Aktubinsk bölgesinde TEPCO Şirketi'nin Temir Bloğu'ndaki Yakut – 1 kuyusunun sondaj ihalesine teklif verilmiş, ihale kazanılmış 9 Eylül 1998'de sözleşme imzalanmıştır.

TPIC, Dünya Bankası tarafından finansmanı sağlanan, Kazakoil'in Kazakistan'ın belli bölgelerindeki verileri içeren Data Management ihalesinin 1. Bölümü için, ihaleye katılan 30 şirket arasından ilk 6'ya girerek, ihalenin Project Management fazı için hazırlanan detaylı teknik çözüm dosyası Kazakoil'e teslim edilerek, eş zamanlı olarak Dünya Bankası'na (Amerika'ya) gönderilmiştir.

4. MEVCUT DURUMUN DEĞERLENDİRİLMESİ

4.1. Yedinci Plan Dönemindeki Gelişmeler :

Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı ile amaçlanan, istikrar içinde büyümenin sağlanması, sanayileşmenin başarılması, uluslararası ticaretteki payımızın artırılması ve ekonomide toplam verimliliğin artırılması gibi hedeflere ulaşmak için ülkemizde, birincil enerji tüketiminde büyük paya sahip petrol ve doğal gaz'ın bir an evvel bulunup üretilmesi ve ülke ekonomisine sunulması kapsamında yerli ve yabancı petrol şirketleri faaliyetlerini aralıksız sürdürmüşlerdir.

Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminde sahaların eski olması, rezervuarlarda su oranının yükselmesi elektrik kesintileri vb. nedenlerle yerli hampetrol üretiminin düştüğü görülmektedir.

1996 yılında 3,5 milyon ton olan yerli üretim 1997 yılında %3 düşerek 3,4 milyon ton olmuştur. 1998 yılında 3,2 milyon tona 1999 yılında ise 2,9 milyon tona düşen yerli ham petrol üretiminin, mevcut sahalarda, 2000'de 2,7 milyon tona, 2001'de ise 2,3 milyon tona gerileyeceği tahmin edilmektedir.

Doğal gaz üretimi ise, 1996 yılında 201 milyon m³ iken, 1997 yılında ilk defa denizden üretimin yapıldığı K.Marmara doğal gaz sahasının devreye alınması ile 253 milyon m³'e 1998 yılında ise 565 milyon m³'e yükselmiştir. 1999 yılında ise 731 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir. 2000 yılında ise doğal gaz üretiminin 712 milyon m³ olması beklenmektedir. Diğer taraftan, K.Marmara Depo Projesinin devreye alınması için 2000 yılında sahada üretimin tamamlanması planlanmış olup, bu paralelde 2001 yılı doğal gaz üretiminin 271 milyon m³'e düşmesi beklenmektedir.

K.Marmara doğal gaz sahasının 1997 yılında üretime alınması ile ülkemiz doğal gaz talebinin yerli üretimle karşılanma oranı %2'den, %6'ya yükselmiştir.

1996 yılı ham petrol arzı 30,9 milyon ton, doğal gaz arzı ise 7,2 milyar m³ olmuştur. 1996 yılında nihai petrol tüketiminin %23'ü sanayii sektöründe, %46'sı ulaştırma sektöründe, kalan kısmı ise konut ve hizmetler, ulaştırma, tarım ve diğer sektörlerde gerçekleşmiştir. Doğal gazın ise, %81'i elektrik üretimi ve sanayii sektöründe, kalanı ulaştırma, konut ve hizmetler, tarım ve diğer alanlarda tüketilmiştir.

1997 yılı ham petrol arzı 29,2 milyon ton, doğal gaz arzı ise 10,1 milyar m³ olmuştur. Nihai petrol tüketiminin %25'i sanayi sektöründe, %43'ü ulaştırma sektöründe, geri kalanı ise ulaştırma, konut, tarım ve diğer sektörlerde gerçekleşmiştir. Doğal gazın ise, %76'sı elektrik üretimi ve sanayii sektöründe, kalan kısmı konut, tarım, ulaşım ve diğer alanlarda tüketilmiştir.

1998 yılı ham petrol arzı 29,0 milyon ton, doğal gaz arzı ise 10,6 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. Nihai petrol tüketiminde sanayii sektörü %25, ulaştırma sektörü %42, kalan kısmı ise ulaştırma, konut ve hizmetler, tarım ve diğer sektörlerde gerçekleşmiştir. Doğal gazda ise elektrik üretimi ve sanayii sektörü büyük bir pay sahibi olmaya devam etmiştir.

Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'nın, Batı Karadeniz Bölgesi'ne uzatılması amacıyla yapılan yaklaşık 194 km. uzunluğunda ve boru çapları 16", 18" ve 24" arasında değişen İzmit-Karadeniz Ereğli Doğal Gaz İletim Hattı 1996 yılında işletmeye alınmıştır.

Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı, Bursa'dan Bandırma üzerinden Çan'a uzatılarak, Karacabey, Bandırma ve Çan'daki sanayi tesislerinde doğal gazın kullanımı sağlanmıştır. Yaklaşık 208 km. uzunluğunda ve boru çapları 8" ile 24" arasında değişen Bursa-Çan Doğal Gaz İletim Hattı 1996 yılında işletmeye alınmıştır.

Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminde gündeme gelen boru hattı projeleri;

Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı Projesi, Hazar Havzasında bulunan Kazakistan, Azerbaycan gibi ülkelerde üretilen ham petrolün, boru hattı ile Akdeniz'e taşınması, buradan da tankerlerle dünya pazarlarına ulaştırılması amacı ile geliştirilmiştir. Proje, Dünya Bankası finansmanı ile yaptırılan Fizibilite Etüdü, Çevresel Etki Değerlendirme Etüdü ve Detaylı Güzergah Etüdü tamamlanarak, Temmuz 1998'de Dünya Bankası'nca onaylanmıştır.

Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı Projesi ile ilgili olarak, 17-19 Kasım 1999 tarihlerinde yapılan Avrupa Günvenlik İşbirliği Teşkilatı (AGİT) Zirvesi'nde; ABD şahitliğinde, İstanbul'da, Türkiye Cumhuriyeti, Azerbaycan Cumhuriyeti, Gürcistan Cumhuriyeti Hükümetleri arasında Hükümetlerarası Anlaşma imzalanmış olup, ekine konulan Geçiş Ülkesi Anlaşmaları, Türkiye Cumhuriyeti Hükümetinin vereceği Garanti Mektubu ve Proje katılımcıları ile BOTAŞ arasındaki Anahtar Teslim Müteahhitlik Anlaşması da parafe edilmiştir.

Ayrıca, yine AGİT Zirvesinde Gürcistan, Türkiye, Kazakistan ve Azerbaycan arasında imzalanan İstanbul Deklarasyonu'nda Kazakistan herhangi bir boru hattı için taahhüt etmediği petrolünün Bakü-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı'na verilmesi ile ilgili niyet beyanında bulunmuştur.

Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı projesi ile, Avrupa ve Türkiye'nin 2000'li yıllarda ortaya çıkacak gaz açığını karşılamak üzere Türkmenistan doğal gazının Türkiye'ye, Türkiye üzerinden de boru hattı ile Avrupa'ya taşınması amaçlanmaktadır.

Hazar geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin, Bechtel ve General Electric Capital'dan oluşan "Pipeline Solutions Group (PGS)" liderliğinde bir Konsorsiyum tarafından yapılacağı 13 Şubat 1999 tarihinde, Türkmen yetkililerince açıklanmıştır.

21 Mayıs 1999 tarihinde Türkmenistan ile 30 yıl süreli Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması imzalanmıştır. Anlaşmaya göre, plato periyodda 16 Milyar m³/yıl doğal gaz Türkiye'de kullanıma sunulacaktır.

Türkmenistan'ın liderliğine PSG'yi atadığı konsorsiyuma, Eylül 1999 tarihinde, Shell firması da ortak olmuştur.

17-19 Kasım 1999 tarihinde, İstanbul'da düzenlenen AGİT Zirvesinde, 18 Kasım 1999'da ABD şahitliğinde, Türkiye, Türkmenistan, Azerbaycan ve Gürcistan arasında TCP (Trans Caspian Pipeline) Projesine ilişkin Hükümetlerarası Deklarasyon imzalanmıştır.

Hazar geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ile ilgili olarak Türkmenistan, Azerbaycan Türkiye ve Gürcistan arasında imzalanması planlanan "Trans Caspian Pipeline Interstate Framework Agreement" (Hükümetlerarası Anlaşma) BOTAŞ'a gönderilmiş olup, incelenmesine devam edilmektedir.

Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ile Irak'ta bulunan doğal gaz sahalarının geliştirilerek üretilecek olan 10 Milyar m³/yıl gazın, Kerkük'ten Ceyhan'a uzanacak bir doğal gaz boru hattı ile Türkiye'ye getirilmesi amaçlanmaktadır.

Irak'tan Türkiye'ye doğal gaz arzı konusundaki Çerçeve Anlaşma, 26 Aralık 1996'da, iki ülkenin ilgili Bakanları tarafından imzalanmıştır.

Proje ile ilgili çalışmalar Türk tarafı olarak, BOTAŞ, TPAO ve TEKFEN tarafından yapılmaktadır.

Mısır Doğal Gazının Mısır'dan Türkiye'ye taşınması ile ilgili olarak ilgili bakanlar tarafından;

- 22 Haziran 1998 tarihinde Mutabakat Zaptı imzalanmıştır.
- 26 Şubat 1999 tarihinde Mısır'dan Türkiye'ye karadan ve denizden olmak üzere iki alternatif ile Mısır gazının taşınması hususunda bir protokol imzalanmıştır.
- 26 Temmuz 1999 tarihinde İskenderiye'de Mısır doğal gazının Türkiye'ye ihracı amacıyla bir protokol imzalanmıştır. Protokolde taraflar Mısır'dan Türkiye'ye deniz altından inşa edilecek bir hatla yılda 4 Milyar m³ doğal gaz ihracı konusunda niyet beyanında bulunmuşlardır. Protokolün geçerlik süresi, 18 aydır.

26 Temmuz 1999 tarihli Protokol uyarınca, Mısır (El-Ariş) ile Türkiye (Ceyhan) arasında Akdeniz'in altından geçecek doğal gaz boru hattına ilişkin teknik ve ekonomik çalışmalar kapsamında BOTAŞ bünyesinde yapılan projenin fizibilite etüdü tamamlanmıştır.

Diğer taraftan, yurtiçi doğal gaz iletim hattı çalışmaları sürdürülmektedir.

II. LNG İthal Terminali ile Türkiye'nin giderek artan doğal gaz talebinin bir kısmının daha LNG ile karşılanabilmesi ve doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi amacıyla, Cezayir, Nijerya, Katar, Mısır, Yemen, Norveç gibi ülkelerden LNG temin edilmesi planlanmaktadır.

Bu amaçla 4-6 milyar m³ kapasiteli bir LNG ithal terminalinin İzmir Aliağa'da kurulması planlanmaktadır.

4.2. Sorunlar

Güneydoğu Anadolu'daki olağanüstü durum ülke petrol aramacılığında ve üretiminde en önemli sorunlardan birisini oluşturmaktadır. Olağanüstü durum nedeniyle, ülke petrol üretiminin büyük çoğunluğunu karşılayan yörede, petrol arama ve üretim faaliyetleri aksamaktadır. Bu durum yatırımlarda zaman ve maddi kayıplara neden olduğu gibi yörede çalışan personeli de tedirgin etmektedir. Bölgenin bu koşulları yerli ve yabancı sermayenin yöredeki yatırımlarını olumsuz yönde etkilemektedir.

Diğer taraftan, eski Sovyetler Birliği'nin dağılmasıyla ortaya çıkan, petrol potansiyeli yüksek yeni ülkelerin batıya açılmaları sonucunda büyük petrol şirketlerinin bu ülkelere yönelmeleri, petrol fiyatlarındaki istikrarsızlık, 1980'li yıllardan itibaren dünyaya paralel olarak şirketlerin petrol ve doğal gaz arama yatırımlarına daha az pay ayırıp, downstream (rafinaj, pazarlama, taşıma) faaliyetlerine yönelmeleri, ülkemizde riskli ve küçük rezervlerin bulunması, derin sondaj gerekliliği gibi sebepler yabancı sermayenin Türkiye'deki petrole ilişkin yatırımlarını olumsuz yönde etkilemektedir.

Yabancı petrol şirketlerini etkileyen diğer bir husus ise, Petrol Kanunu iyileştirme çalışmalarının tamamlanamaması ve dolayısıyla az aranmış sahalar ve derin denizlerde petrol arama ve üretim yatırımlarına sağlanacak ilave destekler konusuna açıklık kazandırılmamış olmasıdır.

Son yıllarda petrol sektöründe çevre konusu büyük önem kazanmıştır. Ülkemizde petrol arama ve üretiminden kaynaklanan çevre sorunlarını önlemek üzere alınması gerekli önlemleri belirleyen yönetmeliğin uygulanmasında sorunlarla karşılaşılması yabancı şirketlerin yatırım planlarında tereddütlere yol açan bir unsur olmaktadır.

Türkiye'deki petrol arama ve üretim çalışmalarının büyük çoğunluğu, yüksek bilgi birikimi ve devamlılığa sahip olan TPAO'ca gerçekleştirilmektedir. TPAO'nun bu faaliyetleri gerçekçi bir düzeyde yapabilmesi ve devamlılığı sağlayabilmesi için gelişen teknolojiyi takip etmesi gereklidir.

Son yıllarda, bütçe yetersizliği nedeniyle TPAO'nun gerekli yatırımı yapamaması sorun teşkil etmektedir. TPAO'nun yatırımlarında kısıntıya gidilmesi petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinde azalmaya neden olduğu gibi, gerekli bilgi ve teknoloji transferini de aksatmaktadır. Böylece, petrol arama ve üretim çalışmalarının gerektirdiği standardın tutturulmasında zorluklar ortaya çıkmaktadır.

TPAO'nun yalnız aramadan üretime kadar olan riski yüksek alanlarda faaliyet göstermesi, daha karlı ve riski az, taşıma, rafinaj ve pazarlama alanlarında faaliyetlerinin olmaması, yatırımlar için kaynak yaratılması bakımından önemli bir sorun oluşturmaktadır..

Yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun değişik şekli olan 2808 sayılı kanun daha da liberalleştirilerek, bürokratik engeller kaldırılmalı, özellikle büyük dövizli harcamaları gerektiren ve risk faktörünün çok yüksek olduğu petrol ve doğal gaz aramalarında daha fazla yerli-yabancı sermayenin katılımı teşvik edilmelidir.

Son zamanlarda artan işçi ücretleriyle birlikte, işçi-teknik eleman arasında ortaya çıkan ücret dengesizliği ve yatırımların büyük çoğunluğunun personel harcamalarına gitmesi de ayrıca sorun teşkil etmektedir.

Türkiye'de petrol arama çalışmalarındaki diğer bir sorun da ruhsat konusundadır. Arama ruhsatlarının alınması ile Petrol Kanunu'na göre doğan vecibelerin zamanında yerine getirilmemesi aramaların sürekliliğini etkilemektedir. Arama ruhsatları verilirken yatırım gücüne dikkat edilmemesi gerçek yatırımcıları engellemektedir.

Diğer taraftan;

Gümrük Birliği'ne giriş nedeniyle hampetrol fiyatı içinde yer alan %10'luk gümrük vergisinin sıfırlanması TPAO gelirlerinde azalmaya neden olmuştur.

Yapılan anlaşmalar gereğince TPAO'nun yurtdışı yatırım harcamaları ABD doları olarak gerçekleştirilmekte, ancak muhasebe kayıtları, yürürlükteki mali mevzuat çerçevesinde ve Türk muhasebe sistemi gereğince, doların transfer edildiği tarihteki kurla değerlendirilerek Türk Lirası cinsinden tutulmakta ve ilgili bilanço hesaplarında gelir elde edilinceye veya sahalar terk edilinceye kadar nominal değerleriyle bekletilmektedir. Dolayısıyla, yatırımların defter değeri gerçek değerini yansıtmamakta (çok altında kalmakta), yatırımlar çok kısa zamanda itfa edilmekte ve reel olarak kâra geçilmediği halde kâr ediyormuş gibi vergi mükellefi olunmaktadır.

16 API gravitenin altındaki ağır ham petrol üretimi için Akaryakıt Fiyat İstikrar Fon'undan (A.F.İ.F.) varil başına 2 \$ karşılığında ödeme uygulaması 01.07.1998 tarihinden itibaren yürürlükten kaldırılmıştır.

Yurtdışı yatırımların finansmanı için TPAO'ya Hazine Müsteşarlığı'nın desteği gerekmektedir.

TÜPRAŞ'ın özelleştirme kapsamına alınmasıyla TPAO tarafından yurtiçinden üretilen ham petrolün bu kuruluşa satış güvencesinin ortadan kalkması söz konusudur.

Birleşmiş Milletler kararı çerçevesinde Irak'a uygulanan ambargoya bağlı olarak, Irak-Türkiye Hımpetrol Boru Hattı'nın petrol sevkiyatındaki kısıtlamaların kaldırılmaması ve hattın kapalı kaldığı 7 yıllık dönemde oluşan yaklaşık 2.5 Milyar \$'lık BOTAŞ'ın gelir kaybı tazmin edilmemiştir.

1999 yılında başlayan bir uygulama ile Bütçe Kanunlarına, doğal gaz satış hasılatının %15'inin Maliye Bakanlığı'na pay olarak ödenmesi hususunun konulması boru hattı yatırımlarının yapılmasında ve doğal gaz temininde finansman sıkıntısı yaratmaktadır.

Ülkemizde doğal gaz talebi giderek artmakta olup, bu talebin karşılanabilmesi için gerekli arz çeşitlendirmesinin ve alt yapı yatırımlarının biran önce gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

4.3. Dünyadaki Durum ve Diğer Ülkelerle Kıyaslama

Petrolün günümüz dünya ekonomi ve siyasetindeki önemi tartışılmaz bir gerçektir. Kullanım alanının yaygınlığı arz-talep dengesi içinde bu ürüne bağımlılığı arttırmış ve sonuçta; bu özelliği ile petrol, yer küre içindeki diğer kaynaklardan ayrılarak stratejik bir konuma gelmiştir. Petrolü gelişen sanayi ve endüstrileri içinde kullanmaya başlayan ülkeler, petrolün bu stratejik önemini kavramış ve yeryüzünde petrole dayalı bir siyasi paylaşım ve hareketlenme izlenmiştir.

Dünya birincil enerji tüketiminde, 1997 yılında petrolün payı ortalama %40'larda olup, kömürün payı %27, doğal gazın payı ise %23'tür. Petrolün toplam birincil enerji tüketimi içindeki payına bakıldığında en çok gelişmiş ülkelerde, yani, OECD ülkelerinde tüketildiği görülmektedir. Bu ülkelerde toplam enerji üretiminde petrolün payı %44 olup, petrolün bu ülkelerin ekonomisinde ağırlığının ne denli büyük olduğu aşikardır.

Birincil enerji tüketiminde en büyük payın petrol ve doğal gaza ait olması, endüstrileşmiş ülkelerin yaşamlarını petROLSÜZ sürdüremeyecekleri, gelişmekte olan ülkelerin ekonomik gelişmelerine paralel olarak petrol ve gaz tüketimlerinin artacağı düşünülrse, dünyada petrol ve gaz arama, geliştirme ve üretim faaliyetlerine, geçmişte olduğu gibi, önümüzdeki yıllarda da ağırlık verileceği ortadadır.

Hidrokarbon aramacılığında; maliyetlerdeki artışlar ve petrol fiyatlarındaki istikrarsızlık sonucu, petrol şirketlerinin arama faaliyetlerini tek başlarına yürütmelerinin, yakın geçmişte olduğu gibi, gelecekte de zor olacağı anlaşılmaktadır. Bu nedenle, arama faaliyetleri, yakın bir zamandan beri, hem finansal güçlükleri aşmak, hem de politik barışı sağlamak amacıyla çok uluslu ortaklıklar vasıtasıyla yürütülmektedir.

Buna en iyi örnek, Eski Sovyetler Birliği'nin dağılmasından sonra bölgede yer alan ülkelerin batılı şirketlerle yaptıkları ortaklıklardır. Buna benzer çok uluslu yapılanmalar halen dünyamızın değişik bölgelerinde kurulmaktadır.

Sanayileşmiş ve gelişmekte olan ülkelerde, ekonomik gelişmelerine paralel olarak hampetrol tüketimlerinde de yıldan yıla artış meydana geldiği görülmektedir. Ancak 1998 yılını değerlendirirken yıl ortasında tüm Asya-Pasifik bölgesi ve daha sonra Rusya'da kendini belli eden global ekonomik krizin petrol tüketimini olumsuz etkilediği görülmektedir.

1998 yılı dünya hampetrol tüketimi 73.6 mvg olarak gerçekleşmiştir. Bu miktar 73.4 mvg olan 1997 yılı tüketimine göre %0.4'lük bir artış ifade etmektedir.

OECD ülkeleri içinde en fazla tüketim K.Amerika'da ve Avrupa ülkelerinde olmak üzere toplam 38.2 mvg olarak gerçekleşmiştir. Bu miktar dünya toplam tüketiminin %52'sini oluşturmaktadır. OECD dışı ülkelerde ise toplam 27.1 mvg hampetrol tüketilmiş olup, toplam dünya tüketiminin %37'sidir. OECD dışı ülkelerde, Afrika'da 2.4 mvg, Orta Doğu'da 4.2 mvg, Latin Amerika'da 4.6 mvg, Çin'de 4.2 mvg ve BDT ile diğer Asya ülkelerinde ise 11.1 mvg hampetrol tüketilmiştir.

1980 yılından 1983 yılına kadar düşen hampetrol tüketimi daha sonra artarak 1990 yılında 65.5 mvg olarak gerçekleşmiştir. 1990 ve 1993 yılları arasında hemen hemen aynı seviyede kalan dünya hampetrol tüketimi 1995 yılında artarak 68.1 mvg olarak gerçekleşmiştir. 1996 yılında ise 69.5 mvg seviyesine ulaşmıştır.

Dünya doğal gaz tüketimi ise 1997 yılında, 2.200 milyar m³ olan bir önceki yılın tüketimine göre %0.2 azalarak 2,196.7 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. 632.5 milyar m³ ile ABD dünya toplam tüketiminin %28.8'ini gerçekleştirerek ilk sırada yer almıştır. ABD'nin arkasından ikinci olarak 331 milyar m³ ile Rusya gelmekte olup, toplam tüketimin %15.1'ini gerçekleştirmiştir. Bu iki ülkeyi sırasıyla 85.8 milyar m³ ile İngiltere, 79 milyar m³ ile Almanya, 75 milyar m³ ile Kanada, 72.2 milyar m³ ile Ukrayna ve 65.1 milyar m³ ile Japonya takip etmiştir.

Japonya doğal gaz ihtiyacının tamamını ithalatla karşılarken, Batı Avrupa %30'unu ithalatla karşılamaktadır. Kuzey Amerika ise ihtiyacının büyük bir kısmını kendi üretimi ile karşılamaktadır.

Eski SSCB ülkelerinde toplam tüketim 1998 yılında 1997'ye oranla %2 düşmüş, Asya-Pasifik ülkelerinde ise %6 oranında azalmıştır. Bu ülke ekonomilerinde dengelenme sinyalleri alınmaya başlanmıştır ancak tekrar ekonomik büyümenin yakalanması 2000 yılından önce beklenmemektedir. Latin Amerika'da ise özellikle Brezilya'da 1998 yılı sonunda yaşanan finansal kriz ekonomide durgunluğa yol açmıştır ve petrol tüketiminde beklenen artış gerçekleşmemiştir.

1998 yılı içinde Kuzey Denizi'ndeki üretim sahalarında kötü hava koşulları ile buna ilave olarak teknik problemlerle karşılaşılması ve Irak'ta 1998 yılı Aralık ayında yaşanan sıcak çatışmalar nedeniyle rafinerilerin zarar görmesi sonucu petrol üretiminde beklenen üretim rakamlarına ulaşılamamıştır.

1998 yılında dünya hampetrol üretimi, 75.25 milyon varil/gün olarak gerçekleşmiştir. Bu miktarın 30.67 mvg'ü OPEC üyesi ülkeler tarafından üretilmiş olup, toplam üretimin %40.75'ini ifade etmektedir. Dünya hampetrol üretiminin %29'u olan 21.88 mvg'ü OECD ülkeleri tarafından ve %28'i olan 21.06 mvg'ü OECD dışı ülkeler tarafından üretilmiştir. 1998 yılı dünya hampetrol üretimi, 1997'ye göre %1.1 artarak 75.25 mvg olmuştur.

Bu artışın 0.7 mvg'ü OPEC ülkelerinde, 0.66 mvg'ü OECD dışı ülkelerde gerçekleştirilmiştir. OECD ülkelerinde ise 1998 yılında bir önceki yıla göre hampetrol üretimi 0.20 mvg azalmıştır.

1998 yılında en fazla üretimi 8.37 mvg ile ABD gerçekleştirmiştir. Bu ülkeyi sırasıyla 8.05 mvg ile Suudi Arabistan, 6.12 mvg ile Rusya, 3.61 mvg ile İran, 3.50 mvg ile Meksika, 3.19 mvg ile Çin, 3.14 ile Norveç ve 3.12 mvg ile Venezuela takip etmiştir.

Eski Sovyetler Birliği'nin dağılması ile birlikte Rusya'nın hampetrol üretimi düşmeye başlamıştır. 1993 yılında 7.1 mvg olan hampetrol üretimi, tedrici azalarak 1994'te 6.4 mvg, 1995'te 6.2 mvg, 1996'da 6.0 mvg'e düşmüştür. 1997 yılında ise hampetrol üretimi 1996'ya göre %3 artarak 6.2 mvg olmuştur. 1998 yılında ise hampetrol üretimi 1997'ye oranla aynı seviyede kalmıştır.

1978 yılında rekor seviyeye ulaşan dünya hampetrol üretimi 1984'e kadar düşme eğilimi göstermiştir. Dünya hampetrol üretimi bu yıldan sonra bir denge sağlamış ve 1991 yılına kadar üretim artmıştır. 1991 yılında bir önceki yıla göre %0.5 oranında düşen dünya hampetrol üretimi 1992 yılında yeniden artarak 65.7 mvg olmuştur. 1993 yılında ise bu seviyesini korumuş olup, 1994 yılında bir önceki yıla göre %0.9 artarak 66.9 mvg olarak gerçekleşmiştir. 1995 yılında ise 1994 yılına göre %1 artarak 67.8 mvg olmuştur. 1996 yılı sonu itibarıyla dünya hampetrol üretimi bir önceki yıla göre %2.6 artarak 69.6 mvg olarak gerçekleşmiştir. 2000 yılında dünya hampetrol üretiminin 74.8 mvg, 2010 yılında 85.9 mvg ve 2020 yılında ise 95.2 mvg olacağı tahmin edilmektedir.

Dünya doğal gaz üretimi ise 1997 yılında bir önceki yıla göre %0.3 azalmış ve 2.228 trilyon m³'ten 2.223 trilyon m³'e düşmüştür. Dünya'nın en büyük doğal gaz üreticisi 545 milyar m³ ile ABD olup, bu ülkeyi 531 milyar m³ ile Rusya, 156.8 milyar m³ ile Kanada ve 84 milyar m³ ile İngiltere izlemektedir. Dünya toplam gaz üretiminin %24.5'ini ABD ve %23.9'unu Rusya gerçekleştirmektedir.

Halen Türkiye birincil enerji arzının %61'i ithalatta karşılanmakta olup, toplam tüketimde en büyük pay petrol ve doğal gaza aittir. Arz çeşitlendirme politikaları sonucunda, 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminde, doğal gaz kullanımı oldukça yaygınlaşmıştır. Türkiye'nin yerli hampetrol üretimi toplam ihtiyacının ancak %10-12'sini karşılamaktadır.

5. SEKİZİNCİ PLAN DÖNEMİNDE BEKLENEN GELİŞMELER

5.1. Projeksiyonlar

5.1.1. Talep Projeksiyonu

Ham petrol talep projeksiyonu TABLO-34'te verilmiştir. 2000 yılında 35.1 milyon ton civarında gerçekleşmesi beklenen ham petrol talebinin 2006 yılına kadar artarak 39.2 milyon ton mertebesine erişmesi beklenmektedir.

Doğal gaz talep projeksiyonu TABLO-35'de verilmiştir. Talebin 2000 yılında 16 milyar m³ olması beklenmekte, 2001 ve 2002 yıllarında ise bu değerlerin yılda yaklaşık 10 milyar m³ artacağı varsayılmaktadır. Doğal gaza olan talebin gerekli alt yapının tamamlanmasıyla 2002 yılından itibaren artacağı ve 2006 yılında yaklaşık 46.9 milyar m³'e erişeceği tahmin edilmektedir.

5.1.2. Üretim Projeksiyonu

Üretim projeksiyonları, üretim yapan şirketlerden alınan programlar çerçevesinde, ham petrol ve doğal gaz için sırasıyla, genel olarak TABLO-34 ve 35'de, şirketler bazında ise, TABLO-36 ve 37'de verilmiştir. Tablo'larda verilen değerler halen üretimde olan sahalar göz önüne alınarak belirlenmiştir. Muhtemel yeni keşiflerden gelecek üretim artışları dikkate alınmamıştır. Yeni keşifler yapılmaması durumunda TPAO'nun üretimi 2000 yılındaki yaklaşık 1.9 milyon tonluk düzeyinden 2006 yılında 0.89 milyon ton seviyesine gerileyecektir. Diğer şirketlerin üretimi ise, 2000 yılındaki 0.76 milyon tonluk seviyeden 2001 yılında 0.69 milyon ton seviyesine düşecek, daha sonra devamlı azalarak 2006 yılında, 0.42 milyon tona inecektir. Toplam üretim ise, 2000 yılındaki 2.69 milyon ton düzeyinden azalarak, 2006 yılında 1.31 milyon ton düzeyine inecektir.

Arama yatırımlarından kısıntıya gidilmeyerek gerekli destekler sağlanması ve Güneydoğu'daki olağanüstü durum nedeniyle yeterince yapılamayan arama çalışmalarının, bu durumda meydana gelecek düzelmeler nedeniyle hızlandırılması durumunda, her yıl yeni sahaların bulunması mümkündür. Böylece devreye girecek yeni kapasitelerle üretimdeki söz konusu düşüşlerin durdurulması veya azaltılması olasıdır.

Yerli doğal gaz üretiminde en büyük pay sahibi TPAO'nun üretimi, talebin aynı kalacağı düşünülerek 683 milyon m³ olarak verilmiştir. TPAO'nun doğal gaz kapasitesi bu rakamın çok üzerinde olup yeni sahaların da devreye girmesi mümkündür. TPAO'dan talebin artması durumunda, TPAO'nun üretimini arttırması mümkün olacaktır. Özel sektörün gaz üretiminin 2000 yılında 29 milyon m³, 2006 yılında ise 25 milyon m³ olması beklenmektedir.

TABLO-34 : Hampetrol üretim, talep, ithalat projeksiyonu

(Bin Ton)

YIL	ÜRETİM	TALEP	İTHALAT
2000	2.686	35.127	32.441
2001	2.327	34.221	31.894
2002	2.043	35.192	33.149
2003	1.809	36.204	34.395
2004	1.610	37.109	35.499
2005	1.449	38.074	36.625
2006	1.310	39.236	37.926

NOT: Talep Miktarları petrol ürünleri komisyonundan alınmıştır.

TABLO-35: Doğal gaz üretim, talep (LNG dahil), ithalat projeksiyonu

(Milyon M³)

YIL	ÜRETİM	TALEP	İTHALAT
2000	712	15.979	15.267
2001	271	26.971	26.700
2002	251	37.060	36.809
2003	203	40.513	40.310
2004	203	43.529	43.326
2005	184	46.382	46.198
2006	178	46.935	46.757

NOT: Üretim, Botaş'ın talebine TGT-Huffco üretimi ilave edilerek belirlenmiştir.

TABLO-36:Hampetrol üretim programı**(Bin Ton)**

YIL	TPAO (*)	DİĞER	TOPLAM
2000	1.922	764	2.686
2001	1.632	695	2.327
2002	1.414	629	2.043
2003	1.239	570	1.809
2004	1.094	516	1.610
2005	982	467	1.449
2006	887	423	1.310
2007	808	384	1.192
2008	737	348	1.085
2009	679	315	994
2010	627	286	913
2011	583	259	842
2012	542	235	777
2013	501	214	715
2014	470	194	664
2015	441	175	616
2016	413	159	572
2017	390	117	507
2018	366	129	495
2019	345	140	485
2020	326	109	435
2021	326	109	435
2022	326	109	435
2023	326	109	435

KAYNAK : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Bilgi Notu

NOT: Halen üretimde olan sahalar göz önüne alınarak belirlenmiştir.

(*) – TPAO'nun yurtiçi üretiminin yanısıra; Azerbaycan'daki Mega Proje kapsamında 1999 yılı içinde erken petrol üretimi aşamasında yaklaşık 100.000 varil/gün hampetrol üretimi yapılmakta olup, 2004 yılında 400.000 varil/gün'e, 2007 yılından sonra 850.000 varil/gün'e çıkarılması planlanmaktadır.

– 1999 yılı içerisinde TPAO'ca Kazakistan'da yaklaşık 4.000 varil/gün hampetrol üretilmiş olup, 6.000 varil/gün'e çıkarılması planlanmaktadır.

TABLO-37: Doğal gaz üretim programı**(Milyon M³)**

YIL	TPAO	DİĞER	TOPLAM
2000	683	29	712
2001	245	26	271
2002	225	26	251
2003	177	26	203
2004	177	26	203
2005	159	25	184
2006	153	25	178
2007	153	25	178
2008	143	15	158
2009	125	25	150
2010	125	25	150
2011	115	35	150
2012	115	25	140
2013	96	44	122
2014	96	26	122
2015	96	26	122
2016	96	26	122
2017	96	26	122
2018	96	26	122
2019	96	26	122
2020	96	26	122
2021	96	26	122
2022	96	26	122
2023	96	26	122

NOT: Halen üretimde olan sahalar dikkate alınarak belirlenmiştir.

5.1.3. İhracat Projeksiyonu

Plan döneminde ham petrol ve doğal gaz ihracatı beklenmemektedir.

5.1.4. İthalat Projeksiyonu

Ham petrol ve doğal gaz ithalat projeksiyonları TABLO-34 ve 35'de verilmiştir. Ham petrol ithalatının, 2000 yılında 32.4 milyon ton düzeyinden, üretimin düşmesi ve talebin ise artması nedeniyle 2006 yılında 37.9 milyon ton'a ulaşması beklenmektedir.

Doğal gaz ithalatının ise, 2000 yılındaki 15.3 milyar m³ seviyesinden, talebin artması ve üretimde çok önemli bir artış beklenmemesi nedeniyle, bilhassa 2003 yılından itibaren hızla artarak, 2006 yılında 46.8 milyar m³'e ulaşması beklenmektedir.

5.2. Teknolojik Alanda Beklenen Gelişmeler

Petrol ve doğal gazın arama, sondaj, kuyu tamamlama ve üretiminde, teknolojik alanda süregelen gelişmeler başarıyla uygulanmakta ve olumlu katkılar sağlanmaktadır. Bilhassa elektronik ve ilgili sahalarda sağlanan teknolojik gelişmeler sayesinde, daha çok kanallı ve kapasiteli ekipmanların devreye girmesi veri toplama çalışmalarına yeni boyutlar getirmiştir. Bu sayede klasik 2-boyutlu veri toplama yöntemlerinden 3-boyutlu etüdlere yönelme olmuştur. Bilgisayar teknolojisindeki yeni gelişmelerle bu türden verilerin toplanması, işlenmesi ve değerlendirilmesi daha ekonomik olmaya başlamıştır. Bu verilerle olası ve belirlenmiş petrol sahalarının daha detaylı ve yüksek doğrulukta tariflenmesi mümkün olmaktadır. Böylelikle sahalarda kuru kuyu açma riski azaltılarak önemli ekonomik kazançlar sağlanmaktadır.

Kuyu logları alanında kaydedilen ilerlemelerle kuyu çevresinin daha iyi görüntülenmesi sağlanmakta ve ileri kuyu test yöntemleri ile kuyu verilerinin ayrımlılığı ve doğruluk yüzdesi arttırılmaktadır.

Son yıllarda "İnteraktif Yorum Sistemleri" gittikçe gelişmekte ve daha kullanışlı hale gelmektedirler. Bu sistemler sayesinde jeolojik, jeofizik ve üretimle ilgili tüm verilerin integrasyonları ve birlikte değerlendirilmeleri, petrol sahalarının verimliliğinin artırılmasına olanak sağlamaktadır. Yorum sistemlerindeki gelişmelerle daha çok veri daha az emekle, çok daha detaylı ve doğrulukla yorumlama yapmak mümkün olabilmektedir.

Yukarıda sözü edilen ilerlemelerin önümüzdeki yıllarda daha da gelişerek devam edeceği ve ülkemizdeki çalışmaları da etkileyeceği düşünülmektedir. Bilhassa petrol sahalarının bulunması, tesbiti ve geliştirilmesinde 3-boyutlu sismik etüdlere yoğun olarak kullanılacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca geliştirme jeolojisi ve jeofiziğinin daha yaygın kullanım alanları bulacağı düşünülmektedir.

Bu arada teknolojik gelişmelerle elde mevcut atıl durumdaki eski verilerin sayısal hale getirilerek işlenmesine olanak sağlanmıştır. Böylelikle bu veriler yararlanılabilir hale getirilerek petrol endüstrisinin kullanımına sunulabilecektir. Bu arada eski verilerin yeni teknolojik gelişmelerden yararlanarak yeniden işlenmeleri ve değerlendirilmeleri sayesinde yeni sahalar bulunabilecektir.

Sondaj aşamasında son yıllarda geliştirilen en büyük yeniliği, yatay kuyu sondajlarına ait çalışmalar teşkil etmektedir. Yatay kuyuların sondajı, tamamlanması ve üretimi ile ilgili olarak çeşitli gelişmeler sağlanmıştır. Ayrıca deniz sondajları ile ilgili olarak, daha derin sularda arama ve üretim yapmaya yönelik, çeşitli teknolojik yenilikler gerçekleştirilmiş olup çalışmalar halen, sürdürülmektedir.

Kuyu tamamlama fazında, kuyunun üretim potansiyelinin artırılabilmesi açısından yeni tamamlama teknikleri ve yeni ekipman kullanılması yararlı olmaktadır. Bunların arasında kuyu stimülasyonundaki teknolojik yenilikler ve kuyu perforasyonunun daha etkili olması için geliştirilmiş yenilikler sayılabilir.

Üretim teknolojisindeki yenilikler ise; kuyu içi petrol üretim pompalarında sağlanan gelişmeler, petrol üretimine yönelik çeşitli kimyevi maddelerin geliştirilmesi, petrol ve doğal gaz taşıma hatlarının bilgisayarlı kontrol sistemleri ile bir merkezden kontrol edilmesi, rezervuarların nümerik bilgisayar modellemesi yolu ile daha ayrıntılı tanımlarının yapılarak üretim stratejisinin optimizasyonu ve ikincil üretim yöntemleri konusunda kaydedilen ilerlemeler olarak özetlenebilir.

Ayrıca, petrol ve gaz endüstrisinin bütün birimlerinde bilgisayar donanım ve yazılımlarının geliştirilmeleri ile alınan bilgilerin daha etkin kullanımı mümkün olmaktadır. Bu gelişmelerin önümüzdeki yıllarda da artarak devam edeceği düşünülmektedir.

5.3. Yatırımlar

Petrol sektöründe ileriye yönelik arama ve üretim yatırımlarını kestirmek zor olmaktadır. Çünkü bu tür yatırımlar petrol sektöründeki değişikliklere bağlı olarak çok çabuk yön değiştirmektedir. Örneğin çıkan bir kriz veya başka nedenlerle petrol fiyatlarındaki düşmeler yatırımcıları hemen etkilemektedir. Bu durumda şirketler, bilhassa riski fazla olan arama yatırımlarını kısmakta ve eldeki sahalarını geliştirmeye yönelik çalışmalara ağırlık vermektedirler. Ayrıca yabancı yatırımcılar çalışmalarını daha az riskli, petrol potansiyeli yüksek bölgelere ve ülkelere yöneltilmektedirler. Şirketler yatırımlarını Petrol Kanunu'nun verdiği süre ve çalışmaların sonuçlarına göre düzenlemektedirler. Petrol fiyatlarında artmalar olması durumunda, şirketler yüksek risk faktörlerine rağmen arama yatırımlarını arttırmaktadırlar.

Yurdumuzdaki petrol arama ve üretim yatırımlarının büyük kısmını gerçekleştiren TPAO'nun yatırımları ise, devletin belirlediği bütçeye bağlı olarak yürütülmektedir. Dolayısı ile ülkemizdeki petrol arama ve üretim yatırımlarının miktarları TPAO'ya ayrılan bütçenin büyüklüğüne bağlı kalmaktadır.

Geçtiğimiz son beş yılda TPAO yatırımları 70-80 milyon \$ civarında gerçekleşmiş olup, 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı Döneminde de bu civarda olması beklenmektedir. Diğer taraftan, TPAO yurtdışı yatırımlarına da devam etmektedir.

Ayrıca BOTAŞ'ın da boru hattı ile ilgili dış yatırımlar yapması söz konusudur.

5.3.1. Devam Eden Yatırımlar

Şirketlerin ruhsat sahibi oldukları sahalardaki yatırımları Petrol Kanunu hükümleri çerçevesinde devam edecektir. Ancak şirketler vermiş oldukları yatırım planlarını Güneydoğu'daki duruma ve yeni yapılacak çalışmaların sonuçlarına göre değiştirebileceklerini belirtmektedirler.

Türkiye'nin hampetrol ihtiyacı artmakta iken, mevcut sahalardan yapılan üretim, sahaların eskimesi elektrik kesintiler ve su/petrol oranının giderek artması sonucu düşmektedir. Halen TPAO sahalarında uygulanmakta olan mevcut petrol sahalarını geliştirme projesinin amacı, yeni kuyuların açılması ve sahaların tam olarak geliştirilmesi yolu ile petrol üretiminin artırılmasıdır. Bu proje kapsamında 2000 yılı içerisinde 4 üretim kuyusunun açılması planlanmış olup sondajlar devam etmektedir.

Batı Raman Projesi (TPAO) : Daha önce sahanın batı ve orta kesimlerinde uygulanmakta olan karbondioksit enjeksiyonu tüm saha geneline yayılmış bulunmaktadır. Uygulama sonucu petrol üretimi belirli bir seviyeye gelmiştir. Bu üretimin daha da artırılması için uygulanabilecek farklı metodları araştırmak üzere bir modelleme çalışması yapılmıştır. Bu çalışma sonucuna göre sahada 16 adet ilave kuyu açılması ile sahadan azami üretimin sağlanabileceği öngörülmektedir.

Garzan Sahası Su Enjeksiyonu Projesi (TPAO): Sahada başlatılan su enjeksiyonu devam etmektedir.

TPAO'ya ait Adıyaman Bölgesi'ndeki bazı sahaların elektrifikasyonu ile sahalarda mevcut durumdaki yeraltı ve yerüstü düzeneklerinin yenilenmesi, modern teknolojinin uygulanması için başlatılan çalışmalar devam etmektedir.

TPAO'nun halen doğal gaz üretimi yaptığı K.Marmara ve Değirmenköy Sahası'nın yapılan fizibilite çalışmaları sonucunda yeraltı gaz deposu olarak kullanılabilmesi öngörülmüştür. Bu çalışmaya göre, gaz talebinin düşük olduğu yaz günlerinde satın alınan doğal gaz K.Marmara ve Değirmenköy sahalarında depolanabilecek, talebin yüksek olduğu kış aylarında bu gaz tüketilecektir. Her yıl depolanacak doğal gaz miktarı 1.6 Milyar m³'dür. Yaz aylarında günlük 9 milyon m³ debi ile depolara enjekte edilecek olan doğal gaz, kış aylarında günlük 11 milyon m³ debi ile kullanıma sunulacaktır.

K.Marmara Sahası'nın gaz depolama amaçlı olarak kullanılabilmesi için, karadan yönlü olarak 6 yeni kuyu, Değirmenköy Sahası için 5 yeni kuyu açılması gerekmektedir.

Bu çalışmaların sonuçlarına dayanarak, açılacak kuyuların ve enjeksiyon/üretim tesislerinin temel mühendislik çalışmalarına başlanmış olup, bu çalışmalar 2000 yılı içinde sonuçlandırılacaktır.

Perenco Şirketine ait sahalarda hidrolik pompalarının elektrikli pompalar ile değiştirilmesi gelecek beş yıllık süre içinde de devam edilecektir.

Perenco Şirketi'nde aynı amaçlı geliştirme sondajı açma çalışmalarına devam edilecektir.

II. LNG İthal Terminali 4-6 milyar m³ kapasiteli bir LNG ithal Terminalinin İzmir/Aliağa'da kurulması planlanmaktadır.

Yurt içinde doğal gaz kullanımını yaygınlaştırma yatırımları devam etmektedir.

5.3.2. Planlanan Yatırımlar

Şirketlerin sahip oldukları arama ruhsatlı sahalarındaki yatırımları Petrol Kanunu çerçevesinde devam edecektir.

Üretim sahalarında mevcut tesislerin daha verimli üretim yapmalarını sağlamak amacı ile eskiyen, yıpranan ve bozulan kısımların yenilenmesi, gelişen teknolojinin getirdiği yeni yöntemlerin uygulanması, elektrifikasyon, boru hattı inşaatı, tesislerin bakım ve onarımı ile ilgili yeni yatırımlar yapılacaktır.

Mevcut petrol ve doğal gaz sahalarından optimum üretimin sağlanması için nümerik rezervuar çalışmalarının yapılmasına, yapılanların elde edilen yeni bilgiler ışığında yenilenmesine, mevcut kuyuların iyileştirilmesine ve gerek görülen sahalarda yeni kuyuların açılmasına devam edilecektir.

5.3.3. Muhtemel Yatırım Konuları

Yapılacak çalışmalar sonucu bulunacak sahaların geliştirilmesi ve üretime sokulmasına ilişkin yatırımlar söz konusu olacaktır. Bu yatırımların boyutu bulunacak sahanın özelliklerine bağlıdır.

Gelişen teknoloji paralelinde Doğu Karadeniz'deki BP Amoco/TPAO ortaklığı kapsamında çalışmalar sürdürülecektir.

Kara alanlarında, Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde ARCO/TPAO ortaklığında üretim projeleri PERENCO/TPAO ve MND/TPAO ortaklığında da arama projeleri kapsamında çalışmalar sürdürülecektir.

Bu çalışmalarda keşif olması durumunda, yatırımlar yeni arama ve üretim yatırımları şeklinde devam edecektir.

Yurtdışı petrol arama ve üretim yatırımları yoğun olarak sürdürülecektir.

Yurt dışından alınan doğal gazın arz talep dengesine uygun kullanılabilmesi amacı ile yer altında depolama imkanlarının sağlanması için Tuzgölü ve Tarsus Petrol Gaz Yeraltı Depolama Projeleri gündemdedir.

Yurt dışına yönelik çalışmaların sonuçlarına göre yeni arama, üretim ve boru hatları ile ilgili yatırımların yürürlüğe girmesi olasıdır.

5.4. Sekizinci Plan Dönemine İlişkin Beklentiler

Sekizinci Plan Dönemine ait projeksiyonlar, Türkiye'nin petrol ithalatına devam edeceğini göstermektedir. Gerekli yatırımların gerçekleşmesi halinde yeni sahaların bulunarak üretimin artırılması olasıdır. Yapılacak arama yatırımları sonucunda petrol ve doğal gaz üretiminde artış beklenmektedir. Bunu Türkiye'nin jeolojik yapısı ve mevcut bilgiler çerçevesindeki potansiyele göre rakamsal olarak belirtmek mümkün değildir. Ancak üretimin, geçmiş yıllarda olduğu gibi yine tüketimin % 10-12'sini karşılamaya devam edeceği tahmin edilmektedir.

Ayrıca, farklı teşvik unsurları getiren yeni kanun değişikliğinin yürürlüğe girmesi, yabancı yatırımcı kuruluşların ülkemize gelmelerini sağlayabilecektir.

Potansiyel alan olarak görülen Güneydoğu Anadolu dolaylarındaki yatırımlara etkin olarak devam edilecektir. Türkiye'deki arama yatırımlarının, bilhassa denizler olmak üzere, bugüne kadar arama faaliyetlerinin düşük düzeyde sürdürüldüğü sahalara kaydırılması yerinde olacaktır.

Gelişen teknoloji neticesinde derin deniz ortamlarında kuyu açılması ve üretimin gerçekleştirilmesi mümkün olabilmektedir. Yurdumuzda bu teknolojinin süratle uygulanması ile denizlerimizdeki petrol ve doğal gaz potansiyelinin belirlenmesi bakımından önemli gelişmeler sağlanabileceği tahmin edilmektedir.

TPAO/BP Amoco ortaklığınca sürdürülen Doğu Karadeniz projesi çerçevesinde derin deniz bölgesindeki hidrokarbon potansiyelini belirlemeye yönelik en az bir kuyunun açılması beklenmektedir. Bu kuyu neticesine göre derin sularda üretime yönelik projelerin geliştirilmesi sözkonusu olabilecektir.

Diğer taraftan TPAO'nun Altıncı Plan Döneminde başlattığı yurtdışı arama ve üretim çalışmalarının bu Plan Döneminde neticelerini vermeye başlaması beklenmektedir. Böylece ülkenin artan enerji talebi büyük ölçüde yurtdışı petrol ve doğal gaz üretimi ile karşılanabilecek, döviz kaybının azalması sözkonusu olabilecektir.

Doğal gazın temiz bir enerji kaynağı oluşu, özellikle elektrik ve sanayi sektöründe verimli bir kullanım imkanı oluşu doğal gazın ülkemizdeki talebinin başlangıçtan günümüze kadar kaydettiği hızlı artışın, gelecekte de aynı şekilde devam etmesini sağlayacaktır.

Ayrıca, şehirlerimizde doğal gaz kullanımını da hızla yaygınlaştırmaktadır. Şehirlerin hava kirliliği problemleri dikkate alındığı zaman, çevre dostu bir yakıt olma özelliği dolayısıyla konut ve ticari sektörde kullanılan doğal gaza şehirlerden kullanım talepleri de hızla artmaktadır.

Ülkemizin artan doğal gaz talebine karşı, bu talebin karşılanması amacıyla çeşitli doğal gaz alım satım anlaşmaları imzalanmıştır.

Bu kapsamda, Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı ve Bakü-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı Projeleri' nin hayata geçirilmesine yönelik somut adımlar atılmış olup, bu hatların Sekizinci Plan döneminde tamamlanması planlanmaktadır.

2000 yılında yapımına başlanması planlanan Güney Doğal Gaz İletim Hattı ve Konya-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı'nın VIII Plan döneminde tamamlanması planlanmaktadır.

VII. Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminde yapımına başlanılan Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'nın 2001 yılında, Samsun-Ankara Doğal Gaz İletim Hattı'nın 2001 yılında, Karacabey-İzmir Doğal Gaz İletim Hattı'nın 2000 yılında, Çan-Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı'nın 2000 yılında, işletmeye alınması planlanmaktadır.

Türkiye çapında doğal gaz talep projeksiyonlarını belirlemek amacıyla "Doğal Gaz Master Plan Çalışması"nın, 2000 yılında yaptırılması planlanmaktadır. Böylece, daha önceki plan dönemlerinde de, ısrarla yapılması istenen bir husus hayata geçirilmiş olacak ve bu plan doğrultusunda da doğal gaz kullanımını yaygınlaştırma çalışmaları daha sağlıklı olarak gerçekleştirilecektir. Bir model çalışması ile Türkiye Genel Enerji Dengesi içinde doğal gazın payının ne olması gerektiği de belirlenmiş olacaktır.

Doğal gaz yeraltı depolama tesislerinin yapımı doğal gaz kullanım kolaylığı sağlayacaktır.

Sekizinci Plan Döneminde Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı'nın yeniden faaliyete geçmesi amacıyla gerekli siyasi ve teknik çalışmaların tamamlanarak hattın eski kapasitede tekrar işletmeye sokulması beklenmektedir.

6. POLİTİKA ÖNERİLERİ

1) Türkiye, bugüne kadar yapılan çalışmalar çerçevesinde, geçirdiği jeolojik evrim nedeniyle yeterli hidrokarbon potansiyeline sahip görünmüyorsa da, petrol ve doğal gazın stratejik hammadde oldukları düşünülerek, yurt içi arama faaliyetlerinin artırılarak devam ettirilmesi gereklidir.

2) Ülkemizdeki arama faaliyetlerinin ve üretimin büyük bir bölümünün yapıldığı Güneydoğu Anadolu Bölgesindeki çalışmaların yoğun olarak sürdürülmesi gerekmektedir.

3) Türkiye, karmaşık jeolojik yapısından dolayı genel olarak hidrokarbon aramacılığı yönünden yüksek riskli ülkeler arasında değerlendirilmektedir. Bu durumun yanısıra, dünya petrol üretimindeki dalgalanmalara bağımlı olarak fiyatlardaki dalgalanmalar da, zaman zaman yabancı şirketlerin Türkiye'ye yönelik ilgilerinin azalmasına neden olmaktadır. Bu nedenlerle gelecekte; potansiyeli daha yüksek, riski daha az ülkelere yönelecek yabancı petrol şirketlerinin Türkiye'ye fazla ilgi göstermeleri beklenmemektedir. Öte yandan benzer sorunlar yerli özel sermaye için de söz konusudur. Bu bakımdan, özel yerli ve yabancı şirketlerin Türkiye'deki faaliyetlerinin artırılabilmesi için çok özel teşvik tedbirlerine ihtiyaç vardır.

4) Petrol Kanunu'nda ihtiyaç duyulan değişiklik ve düzenlemeler, bir an evvel gerçekleştirilmelidir.

5) TPAO son yıllarda yaptığı gibi yabancı şirketlerle ortak arama faaliyetlerini artırarak sürdürmelidir, bu konuda gereken devlet desteği sağlanmalıdır.

6) Ülkemiz petrol üretiminin yaklaşık %21'i ağır petrolden oluşmaktadır. Bu tür petrolün taşınmasında ve işlenmesinde önemli zorluklar bulunmaktadır. Bu sorunların çözümü ve üretimin teşviki yönünde çalışmaların yapılmasında yarar görülmektedir.

7) Gelecek dönemde Türkiye'deki arama yatırımlarının büyük çoğunluğunun TPAO'ca yapılacağı tahmin edilmektedir. Bu yüzden TPAO her alanda desteklenmeli ve yatırımlar için gerekli kaynaklar sağlanmalıdır. TPAO'nun, uluslararası firmalarla rekabet edebilmesi için, gerekli teknolojinin sağlanması, teknik eleman açıklarının giderilmesi, personelinin bilgi ve deneyimlerinin artırılması konularında desteklenmesine önem verilmelidir.

8) Yurt dışındaki petrol ve doğal gaz arama ve üretim çalışmaları bir devlet politikası olarak ele alınmalı ve ilgili kuruluşlar arasında gerekli koordinasyonlar sağlanarak çalışmalar planlı şekilde yürütülmeli, bu alanda faaliyet gösteren kamu ve özel sektör kuruluşları teşvik edilmeli, finans ve vergi kolaylıkları sağlanmalıdır. Öte yandan, yurt dışında en büyük arama ve üretim yatırımlarını sürdüren ve planlayan kuruluş olan TPAO, bu piyasadaki uluslararası kuruluşlarla rekabet edebilecek şekilde dinamik bir yapıya kavuşturulmalıdır.

9) Türkiye 1998 yılında petrol ihtiyacının %88'ini yurt dışı kaynaklardan karşılarken, bu değer yeni keşiflerin olmaması durumunda 2010 yılında %98'e yükselecektir. Enerji alanında petrole olan bağımlılığın azaltılabilmesi için alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi yönünde yurt içi ve yurt dışında yoğun çaba gösterilmelidir.

10) Türkiye'den geçecek ham petrol boru hatlarının mevcut ve planlanan rafinerilerle bağlantıları dikkate alınmalıdır.

11) Rafinerilerdeki desulfriyer ve hydrocracker üniteleri için gerekli olan hidrojen gazı doğal gazdan üretilmektedir. Bu nedenle, yeni doğal gaz boru hatları planlanırken rafinerilerin konumunun dikkate alınması gerekmektedir.

12) Türkiye'de bulunan ve işletimi Petrol Ofisi A.Ş.'ye ait NATO ürün boru hatlarının sivil amaçlarda kullanılması sağlanmalıdır.

13) Rafinerilerden ürün çıkışlarının daha ekonomik ve güvenli bir şekilde yapılabilmesi için yeni ürün boru hatları gündeme alınmalıdır.

14) Doğal gaz boru hattı yatırımları ile bunlarla bağlantılı diğer yatırımların gerçekleştirilmesi konusunda yeterli kaynak tahsis edilmeli ve bu yatırımlar teşvik tedbirlerinden yararlandırılmalıdır.

15) Doğal gazın kullanımı, dağıtımı ve doğal gaz tesisatlarının bakım ve onarımında çalışan her seviyedeki personelin eğitilmesi ve eğitimlerinin periyodik olarak yenilenmesi sağlanmalıdır.

16) Petrolün depolama ve taşıma kolaylıklarına karşın, ülkemizde yeraltında doğal gaz depolama sistemlerinin olmaması nedeni ile üretilen doğal gazın doğrudan tüketime sunulması gerekmektedir. Bu nedenle, öncelikle tüketici talebi çok iyi belirlenmeli ve ileriye yönelik darboğazları önlemek için, K.Marmara ve Değirmenköy Tesisleri yanında yeni yeraltı doğal gaz depolama tesisleri kurulması yönünde gerekli çalışmalar en kısa zamanda tamamlanmalıdır.

17) Ülkemize ekonomik ve siyasi güç kazandıracak uluslararası ham petrol ve doğal gaz boru hattı yatırımlarına önem verilmeli, bu yatırımlar için gerekli teşvik tedbirleri sağlanmalıdır.

18) Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM)'nin, Petrol Kanunu ve Kararnamelerle belirlenmiş önemli sorumlulukları ve yükümlülükleri bulunmaktadır. Bu yüzden PİGM sektörün ihtiyaçlarına uygun şekilde yapılandırılmalı, maddi ve teknik olarak desteklenmeli, kadroları nicelik ve nitelik yönünden güçlendirilmelidir.

19) Bugüne kadar olduğu gibi, yakın gelecekte de ülkemizdeki hidrokarbon arama yatırımlarının büyük çoğunluğunun TPAO tarafından yapılacağı tahmin edilmektedir. Bu gerçeğe karşın TPAO; arama, üretim, rafinaj, taşıma ve pazarlama entegrasyonu içerisinde faaliyet gösteren belli başlı petrol şirketlerinin yapısına sahip

bulunmamaktadır. Bu nedenle; sadece aramadan üretime kadar olan riski yüksek alanlarda çalışmalarını sürdüren TPAO, bu yatırımlarına kaynak bulmada büyük sorunlarla karşılaşmaktadır. Bu sorunların çözülmesi için TPAO'nun, bugünkü koşullara uygun bir model çerçevesinde yeni bir yapıya kavuşmasına yönelik çalışmaların yapılmasının uygun olacağı düşünülmektedir. Böylelikle, petrol arama ve üretim yatırımları için gerekli kaynak sağlanması mümkün olabilecektir.

20) Ülkemizin petrol ve doğal gaz kaynaklarının Devlet olanaklarının yanısıra, yerli ve yabancı özel sektör eliyle de aranması desteklenmelidir. Bugüne kadar kısıtlı arama yapılmış bölgeler ile deniz aramalarına önem verilmeli, özellikle denizlerimizde yapılacak çalışmalar için ayrıca özendirici önlemler alınmalıdır.

21) Uzun dönemde Türkiye genel enerji dengesi içinde doğal gazın payı; enerji sektöründeki ilgili tüm kuruluşların katılacağı bir model çalışması ile saptanmalı ve elde edilen sonuçlara göre, yeni doğal gaz boru hattı ve depolama yatırımları öncelikle arz kaynağının çeşitlendirilmesine ve arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik olarak planlanmalıdır.

KAYNAKLAR

- 1-) Türkiye Petrolleri A.O. 1998 Yılı Faaliyet Raporu
- 2-) Türkiye Petrolleri A.O. 1997 Yılı Faaliyet Raporu
- 3-) Türkiye Petrolleri A.O. 1996 Yılı Faaliyet Raporu
- 4-) Türkiye Petrolleri A.O. 1995 Yılı Faaliyet Raporu
- 5-) Türkiye Petrolleri A.O. 1994 Yılı Faaliyet Raporu
- 6-) T.C. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Dergisi No:43 (1998 Petrol Faaliyeti)
- 7-) Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu Petrol-Doğal Gaz Çalışma Grubu Raporu (1996)
- 8-) BP Amoco Statistical Review of World Energy (June 1999)
- 9-) World Oil (Şubat 1999)
- 10-) Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yayınları (1999)
- 11-) Türkiye 1. Enerji Şurası Alt Komisyon Raporları (1998)