MAYIS2018

2017 YILI HAM PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖR RAPORU

TÜRKİYE PETROLLERİ

Bu rapor, Türkiye Petrolleri Strateji Geliştirme Daire Başkanlığı tarafından, 19 Aralık 2017 günü Başbakanlıkça (Hazine Müsteşarlığı) Resmi Gazete'de yayımlanan "2018 yılına ait genel yatırım ve finansman programının uygulanmasına ilişkin usul ve esasların belirlenmesine dair tebliğ" uyarınca, Ortaklığımızın faaliyette bulunduğu petrol ve doğal gaz arama-üretim sektörünü takip ederek sektör içindeki konumunu daha iyi analiz edebilmek ve etkin sektörel politikalar geliştirmesine yardımcı olabilmek amacıyla hazırlanmıştır.

© 2018 Türkiye Petrolleri A.O. tüm hakları saklıdır.

Bu raporda yer alan içeriğin telif hakkı Türkiye Petrolleri A.O.'ya aittir. Referans gösterilmeksizin bu raporun içeriği kopyalanamaz, yayımlanamaz, dağıtılamaz veya başka şekilde kullanılamaz. Bu rapor içeriği sadece bilgi amaçlı hazırlanmıştır. Rapor içeriği bildirim yapılmaksızın değiştirilebilir. Rapor içeriğindeki hatalardan, yanlışlardan veya eksikliklerden yahut bu içeriğe dayanılarak gerçekleştirilen eylemlerden TPAO sorumlu tutulamaz. Üçüncü kişilere ilişkin raporda yer alan içeriğin telif hakkı ilgili üçüncü kişiye aittir.

İÇİNDEKİLER

ŞEKİLLER 2
TABLOLAR 3
1. KÜRESEL PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ 4
1.1. KÜRESEL PETROL SEKTÖRÜ 6
Küresel Petrol Rezervleri 7
Küresel Petrol Üretimi 7
Küresel Petrol Rezervlerinin Ömrü 9
Küresel Petrol Tüketimi 12
Küresel Petrol Ticareti 14
Küresel Rafinaj Faaliyetleri 16
Petrol Fiyatları 17
1.2 KÜRESEL DOĞAL GAZ SEKTÖRÜ 20
Küresel Doğal Gaz Rezervleri 20
Küresel Doğal Gaz Üretimi 22
Küresel Doğal Gaz Rezervlerinin Ömrü 23
Küresel Doğal Gaz Tüketimi 24
Küresel Doğal Gaz Ticareti 26
Küresel Doğal Gaz Depolama Faaliyetleri 27
Doğal Gaz Fiyatları 28
1.3 ANKONVANSIYONEL GAZ ÜRETIMI VE ENERJI SEKTÖRÜNE ETKILERI 29
1.4 AKTIF KULE SAYISI VE ARAMA - ÜRETIM FAALIYETLERI 31
1.3 PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE DİJİTALLEŞME VE MALİYET DÜŞÜRME 32

2. TÜRKİYE'DE PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ 34
2.1. TÜRKİYE ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 34
2.2. TÜRKİYE HİDROKARBON SEKTÖRÜ 39
Türkiye'deki Hidrokarbon Rezervleri 39
Yurt İçi Hidrokarbon Arama ve Üretim Faaliyetlerindeki Gelişmeler 40
Türkiye Arama - Üretim Sektörü ve Aktif Kule Sayısı 43
Rafinaj Sektörü 45
2.3. TÜRKİYE PETROLLERİ'NİN SEKTÖRDEKİ YERİ 46
Türkiye Petrolleri'nin Yürüttüğü Arama - Üretim Faaliyetleri 46
Türkiye Petrolleri Tarafından Yapılan Yurt İçi Yatırımlar ve Bütünsel Dönüşüm Programı 49
2.4 HİDROKARBON KAYNAKLARININ NAKLİNDE TÜRKİYE'NİN KÖPRÜ KONUMU 50
KAYNAKLAR 52

ŞEKİLLER

Şekil 1. 2017 Yılı Küresel Birincil Enerji Tüketim Oranları	4
Şekil 2. 1990 - 2040 Yılları Kaynak Bazında Dünya Enerji Talebi	4
Şekil 3. 1990 - 2040 Yılları Bölge Bazında Dünya Enerji Talebi	5
Şekil 4. 2017 Yılı Bölgelere Göre Dünya İspatlanmış Petrol Rezervi	6
Şekil 5. 2008 - 2017 Yılları Bölge Bazında Dünya Petrol Üretimi	7
Şekil 6. 2016 Yılı Bölgelerine Ve Türlerine Göre Başa Baş Petrol Üretim Maliyetleri	8
Şekil 7. 2017 Bölge Bazında Rezerv Miktarları	9
Şekil 8. Dünya Konvansiyonel / Ankonvansiyonel Petrol Kaynakları	10
Şekil 9. Yatırım Ve İşletme Maliyeti Artış Oranları	11
Şekil 10. 2008-2017 Bölgelere Göre Dünya Petrol Tüketimi	12
Şekil 11. 2017-2023 Yılları Ham Petrol Tüketim Artışı	12
Şekil 12. 2023 Yılı Petrol Eksiği Ve Fazlası Olması Öngörülen Bölgeler	14
Şekil 13. 2008 -2017 Yılları Bölge Bazında Dünya Rafine Ürün Miktarı	16
Şekil 14. 2013-2017 Yılları Arasında Petrol Fiyatlarının Seyri	17
Şekil 15. 2014-2018 Yılları Arası Rusya, Suudi Arabistan Ve ABD Petrol Üretimi	18
Şekil 16. 2017 Yılı Dünya İspatlanmış Doğal Gaz Rezervleri Dağılımı	20
Şekil 17. 2017 Yılı En Fazla Doğal Gaz Rezervine Sahip İlk 10 Ülke	21
Şekil 18. Dünya Konvansiyonel/Ankonvansiyonel Gaz Rezervleri	21
Şekil 19. 2008-2017 Yılları Bölgelere Göre Dünya Doğal Gaz Üretimi	22
Şekil 20. 2017-2023 Yılları Dünya Doğal Gaz Üretim Artış Projeksiyonu	22
Şekil 21. 2017 Yılı Bölgelere Göre Doğal Gaz Rezervi Ve Rezerv Ömrü	23
Şekil 22. 2008-2017 Yılları Dünya Doğal Gaz Tüketimi	24
Şekil 23. 2017-2023 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Talep Artışı	24
Şekil 24. 2012–2017 Yılları Küresel Doğal Gaz Ticareti	26
Şekil 25. 2016 Yılı Bölgesel Doğal Gaz Depolama Kapasiteleri	27
Şekil 26. 2016-2018 Dönemi Brent Petrol Fiyatı Ve Doğal Gaz Fiyatları	28
Şekil 27. 2013-2017 Yılları Kuyu Başı Şeyl Üretim (Başa Baş) Maliyetleri	29
Şekil 28. ABD Şeyl Gaz Üretim Projeksiyonu (Referans Senaryo)	30
Şekil 29. ABD Tight Petrol Üretim Projeksiyonu (Referans Senaryo)	30
Şekil 30. Dünyada Aktif Sondaj Kule Sayısı Ve Petrol Fiyatları	31
Şekil 31. 2016 Yılı Türkiye Birincil Enerji Talebi	34
Şekil 32. 2016 Yılı Türkiye Enerji Tüketiminin Sektörel Dağılım	35
Şekil 33. 1990-2016 Türkiye Enerji Talebinin Dışa Bağımlılık Oranı	36
Şekil 34. 2008-2017 Yılları Arasında Türkiye'nin Birincil Enerji, Petrol Ve Doğal Gaz Tüketimi	36
Şekil 35. 2007-2017 Yılları Arasında Türkiye'nin Petrol Tüketimi Ve Yerli Üretim	37
Şekil 36. 2004-2017 Yılları Arasında Türkiye'nin Doğal Gaz Arzı Ve Yerli Üretim Oranları	37

Şekil 37. 2017 Yılında Türkiye'nin İthal Ettiği Petrolün Kaynak Ülkelere Göre Dağılımı 38
Şekil 38. 2017 Yılında Türkiye'nin İthal Ettiği Doğalgazın Kaynak Ülkelere Göre Dağılımı 38
Şekil 39. 2017 Yılı Türkiye'de Kalan Üretilebilir Ham Petrol Rezervleri (Milyon Varil) 39
Şekil 40. 2017 Yılı Türkiye'de Kalan Üretilebilir Doğal Gaz Rezervleri (Milyon M^3) 39
Şekil 41. 2017 Yılında Türkiye'de Yapılan Sondaj Sayıları 40
Şekil 42. 2008-2017 Yılları Arasında Türkiye Ham Petrol Üretimi 42
Şekil 43. 2008-2017 Yılları Arasında Türkiye Doğal Gaz Üretimi 42
Şekil 44. Türkiye'de Aktif Kule Sayısı Ve Petrol Fiyatları 43
Şekil 45. Mart 2018 Avrupa'da Arama Faaliyetlerinin Yoğun Olduğu Ülkelerdeki Aktif Kule Sayıları 44
Şekil 46. 2005-2017 Arasında TPAO Tarafından Yapılan 2B Ve 3B Sismik Çalışmalar 46
Şekil 47. 2007-2017 Yılları Arasında TPAO Tarafından Gerçekleştirilen Sondaj Faaliyetleri 47
Şekil 48. 2007-2017 Yılları Arasında TPAO'nun Hidrokarbon Üretimi 47
Şekil 49. 2007-2017 Yılları Arasında TPAO'nun Türkiye Hidrokarbon Üretimindeki Payı 48
Şekil 50. TPAO'nun Son On Yıldaki Yatırımları 49
Şekil 51. Türkiye'ye Uzanan veya Uzanması Planlanan Uluslararası Petrol ve Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri 50

TABLOLAR

Tablo 1. 2017 Yılı Dünya Petrol Ticareti 14
Tablo 2.2015-2019 arasında petrol fiyatlarını etkileyebilecek temel göstergeler 18
Tablo 3. Dijital Teknolojilerin Petrol Sektöründe Kullanımı 32
Tablo 4. 2016 yılı Türkiye'deki rafineriler ve rafineri projelerine ilişkin bilgiler 45

KISALTMALAR

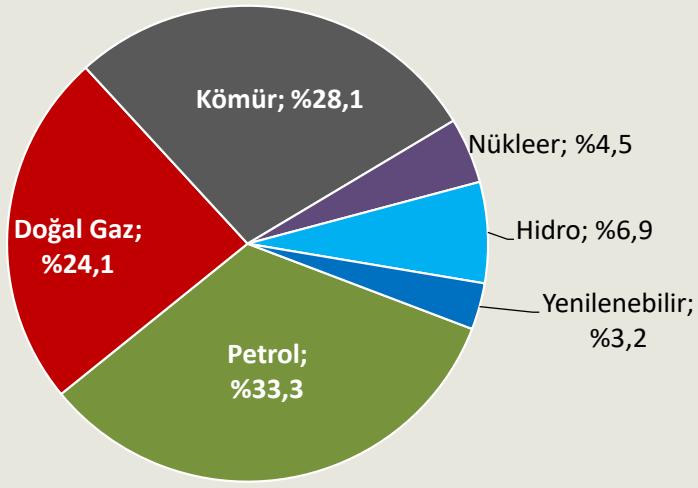
-	BP	British Petroleum
-	EIA	Amerikan Enerji Enformasyon İdaresi
-	EOR	Enhanced Oil Recovery (İkincil Petrol Üretim Teknikleri)
-	EPDK	Enerji Piyasası Denetleme Kurulu
-	GSYİH	Gayri Safi Yurt İçi Hâsıla
-	IEA MTGMR	Uluslararası Enerji Ajansı Orta Vadeli Gaz Piyasası Raporu
-	LNG	Liquified Natural Gas (Sıvılaştırılmış Doğal gaz)
-	mmBtu	milyon British thermal unit
-	PİGM	Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
-	TPE	Ton Petrol Eşdeğeri
-	UEA / IEA	Uluslararası Enerji Ajansı
-	v/g	Varil/Gün
-	vpe	Varil Petrol Eşdeğeri
-	WTI	West Texas Intermediate

1. KÜRESEL PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ

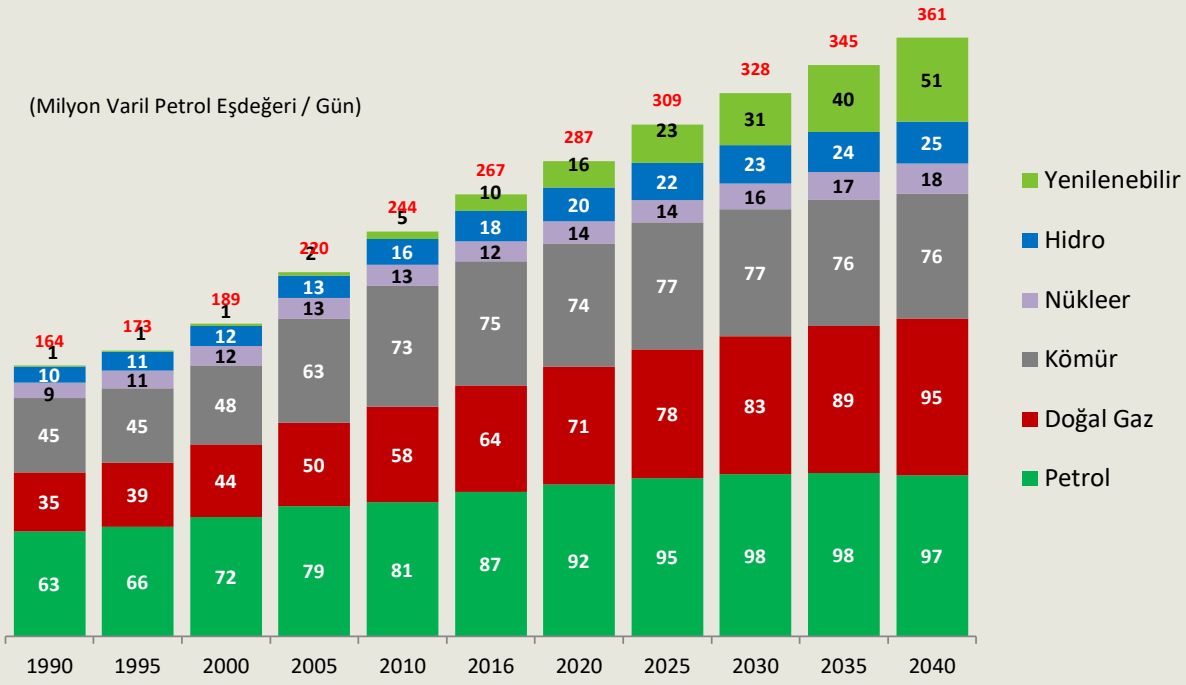
Enerji, bir ülkenin ekonomik ve sosyal gelişiminin en temel ve sürükleyici gereksinimlerinden biridir. Bu bakımdan, "Enerji Güvenliği", ekonomik güvenliğin ve ulusal güvenliğin yaşamsal unsurlarındandır. Enerji, toplumsal yaşamlarımızı sürdürebilmemiz için gerekli olan hemen hemen tüm süreçler için vazgeçilmez bir girdi olup; sanayi, ulaştırma, konut ve ticarethane alt sektörlerinde kullanılmaktadır. Bugün dünyada tüketilen enerji, çok sayıda enerji kaynağından elde edilirken; petrol, doğal gaz ve kömür gibi fosil kaynaklar, bu kaynakların %86'sını oluşturmaktadır (Şekil 1).

Petrol, özellikle ulaştırma sektörünün temel enerji kaynağı olarak, dünya birincil enerji tüketimi içinde en büyük paya sahiptir. Petrolü takip eden doğal gaz ve kömür ise büyük ölçüde elektrik üretiminde kullanılmaktadır.

2016 yılı verileri itibariyle petrol, dünya enerji talebinin %33,3'ünü, doğal gaz ise %24,1'ini karşılamıştır. Bugüne kadar, çeşitli uluslararası kurum ve kuruluşlar tarafından (Uluslararası Enerji Ajansı, ABD Enerji Enformasyon İdaresi, BP, ExxonMobil vb.) yapılan çeşitli projeksiyonlara göre, petrol ve doğal gazın birincil enerji tüketimi içindeki paylarını uzun dönemde de koruyacakları öngörülmektedir (Şekil 2).

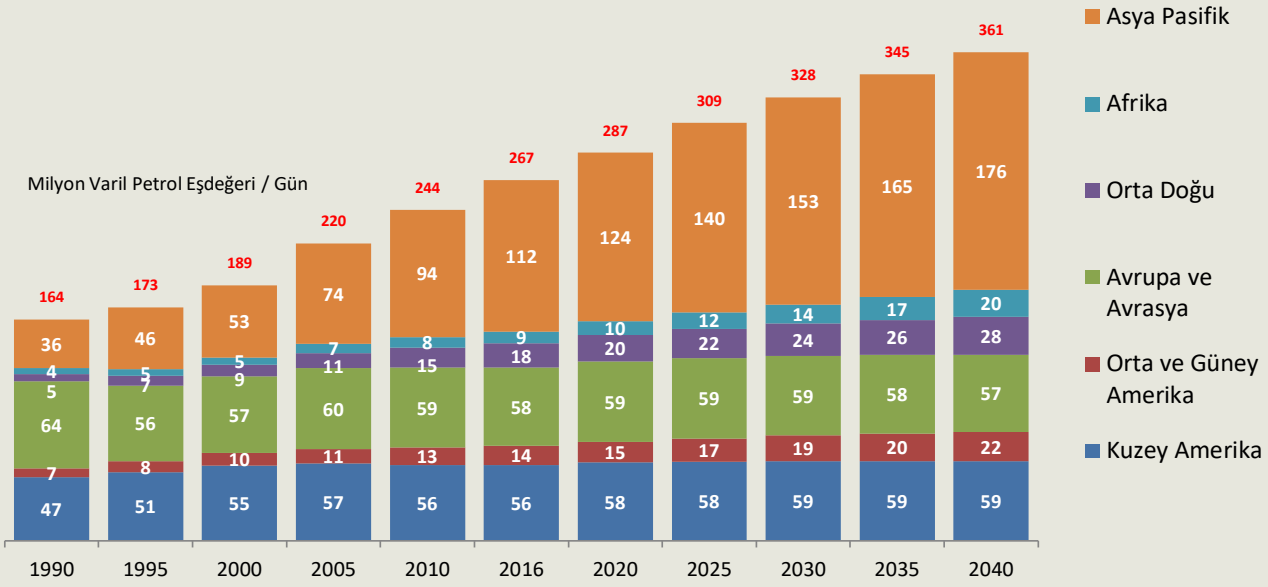


Şekil 1. 2017 Yılı Küresel Birincil Enerji Tüketim Oranları (Kaynak: BP)



Şekil 2. 1990 - 2040 kaynak bazında dünya enerji talebi (Kaynak: BP)

Uzun dönemli enerji projeksiyonları değerlendirildiğinde, OECD dışı ülkelerin tüketimlerindeki artış dikkat çekmektedir. Oransal değerlendirmede, Afrika enerji talebi 2040 yılına kadar yıllık %3,5 artış öngörüsü ile dikkat çekerken, miktarsal değerlendirmede, enerji talebi 1,56 katına çıkan Asya Pasifik bölgesi öne çıkmaktadır. 2016-2040 döneminde talep artışının üçte ikisinin Asya Pasifik bölgesinden gelmesi beklenmektedir (Şekil 3). OECD dışı ekonomilere bakıldığında enerji talebinin Hindistan'da yıllık %4,2 artması, Çin'de ise yıllık %1,5 artması beklenmektedir. Çin'in yoğun sanayileşme sürecinin 2020 yılına kadar tamamlanması ile, enerji talep artış hızında düşüş yaşanacağı öngörülmektedir.



Şekil 3. Bölge Bazında Enerji Talep Miktarları (Kaynak: BP)

2016 yılında elektrik üretiminde en fazla kömür kullanıldığı görülmektedir (%39). 2040 yılına doğru petrolün elektrik üretimindeki payının %1 oranına düşmesi beklenmektedir.

Petrol, daha çok taşıma sektörü tarafından talep edilmektedir. 2015 yılında, 2,37 milyon ton petrol ulaştırma sektörünce tüketilirken, 2040 yılında bu rakamın 2,70 milyon tona çıkması beklenmektedir. Petrol talebinin ulaştırma sektörünün talebinin %84'ünü karşılayacağı öngörülmektedir.

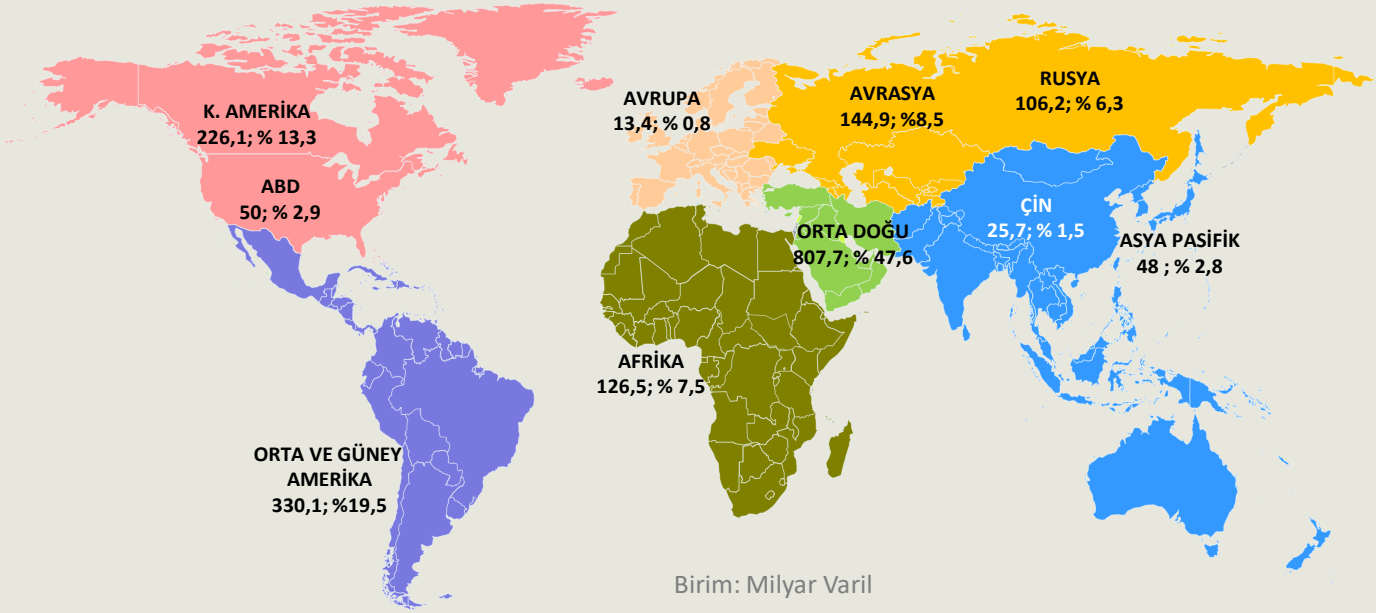
1.1. KÜRESEL PETROL SEKTÖRÜ

Küresel Petrol Rezervleri

2017 yılı dünya petrol rezervi, 1,7 trilyon varil olarak açıklanmıştır. Küresel petrol rezervi 2016 yılına göre, %0,03 azalmıştır. 2017'de, Venezüella ise 1,3 milyar varil ve Brezilya 0,2 milyar varil ile en fazla rezerv ekleyen ülkeler olmuştur. Kuzey Amerika Bölgesinde 1,6 milyar varil ve Asya Pasifik Bölgesinde 0,3 milyar varil rezerv azalması dikkati çekmiştir.

Küresel petrol ve doğal gaz arama faaliyetleri genel olarak süper basen olarak adlandırılan bölgelerde yoğunlaşmaktadır. Süper basenler 5 milyar vpe üretmiş ve en az 5 milyar vpe rezerve sahip olduğu hesap edilen bölgelerdir. Bu kapsamda Orta Doğu'da Central Arabia, Zagros; Avrasya bölgesinde Güney Hazar ve Timan Pechora, Kuzey Amerika'da Applachian ve Permian dikkati çeken bölgelerdir.

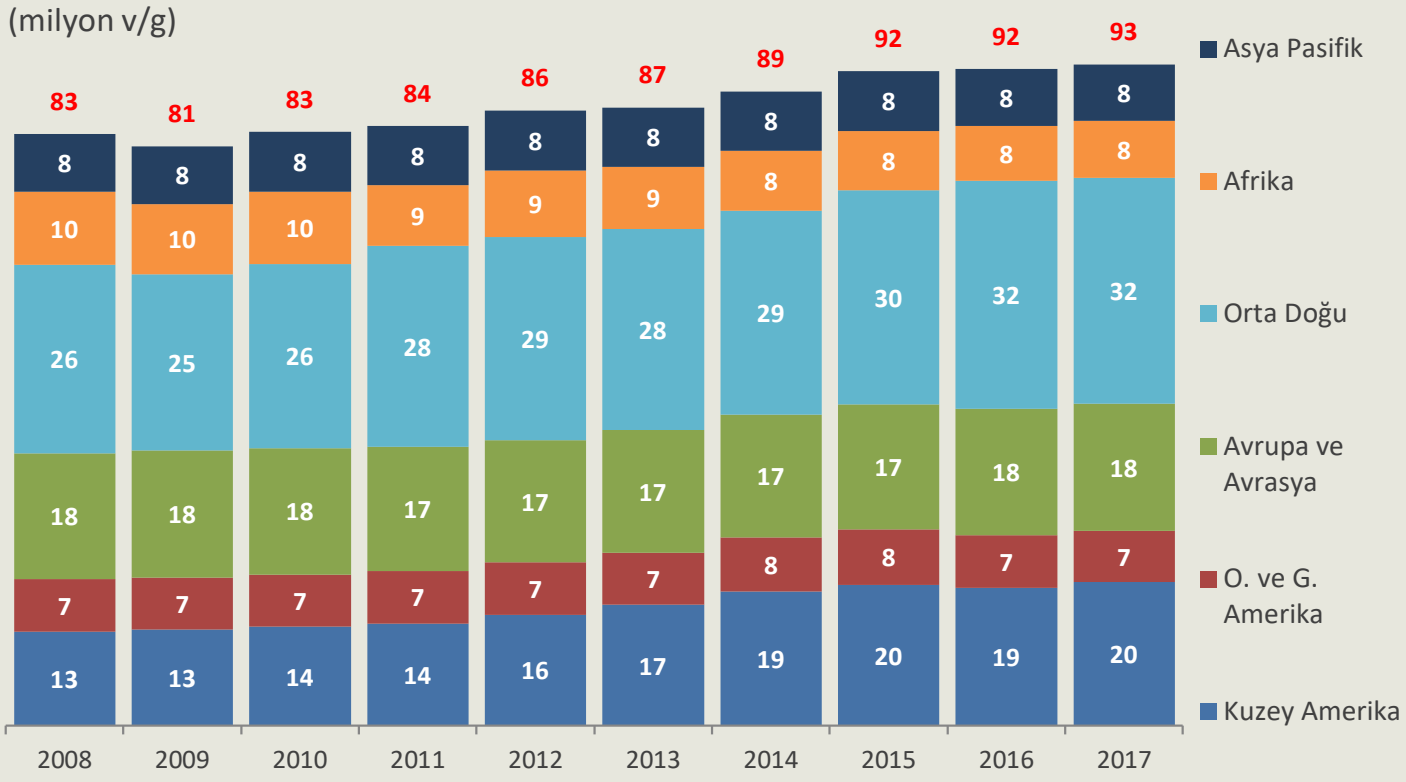
Bölgesel bazda bakıldığında, Orta Doğu Bölgesi, dünya petrol rezervlerinin %47,6'lık bölümüne sahiptir. Orta Doğu'yu, %19,5'lik rezerv miktarı ile Orta ve Güney Amerika, %13,3'lük rezerv miktarı ile de Kuzey Amerika takip etmektedir. Daha sonra sırası ile Avrasya %8,5, Afrika %7,5, Asya Pasifik %2,8 ve Avrupa %0,8'lik paya sahiptir (Şekil 4).



Şekil 4. 2017 Yılı Bölgelere Göre Dünya İspatlanmış Petrol Rezervi (Kaynak: BP)

Küresel Petrol Üretimi

2016 yılında, 92 milyon v/g olarak kaydedilen petrol üretimi, 2017 yılında, %0,68 artarak 92,6 milyon v/g'e yükselmiştir. Bu üretimin %34,5'lik bölümü, Orta Doğu'da gerçekleşmiştir (Şekil 5). Üretim artışı 2017 yılında, Kanada (%8,1), Brezilya (%4,8), Kazakistan (%10,8), İran (%8,2) üretim artışının yaşandığı bazı ülkelerdir. Üretim artışı oran olarak en fazla iç karışıklıkların söz konusu olduğu Libya'da (%102,9) ile söz konusu olurken, miktar olarak en fazla ABD'de söz konusu olmuştur. ABD üretimi 12,3 milyon v/g'den %5,6 artarak 13 milyon v/g'e çıkmıştır. Dünyanın en büyük üreticilerinden Suudi Arabistan ve Rusya'da ise OPEC anlaşması sonrasında üretim artışı gözlenmemiştir.

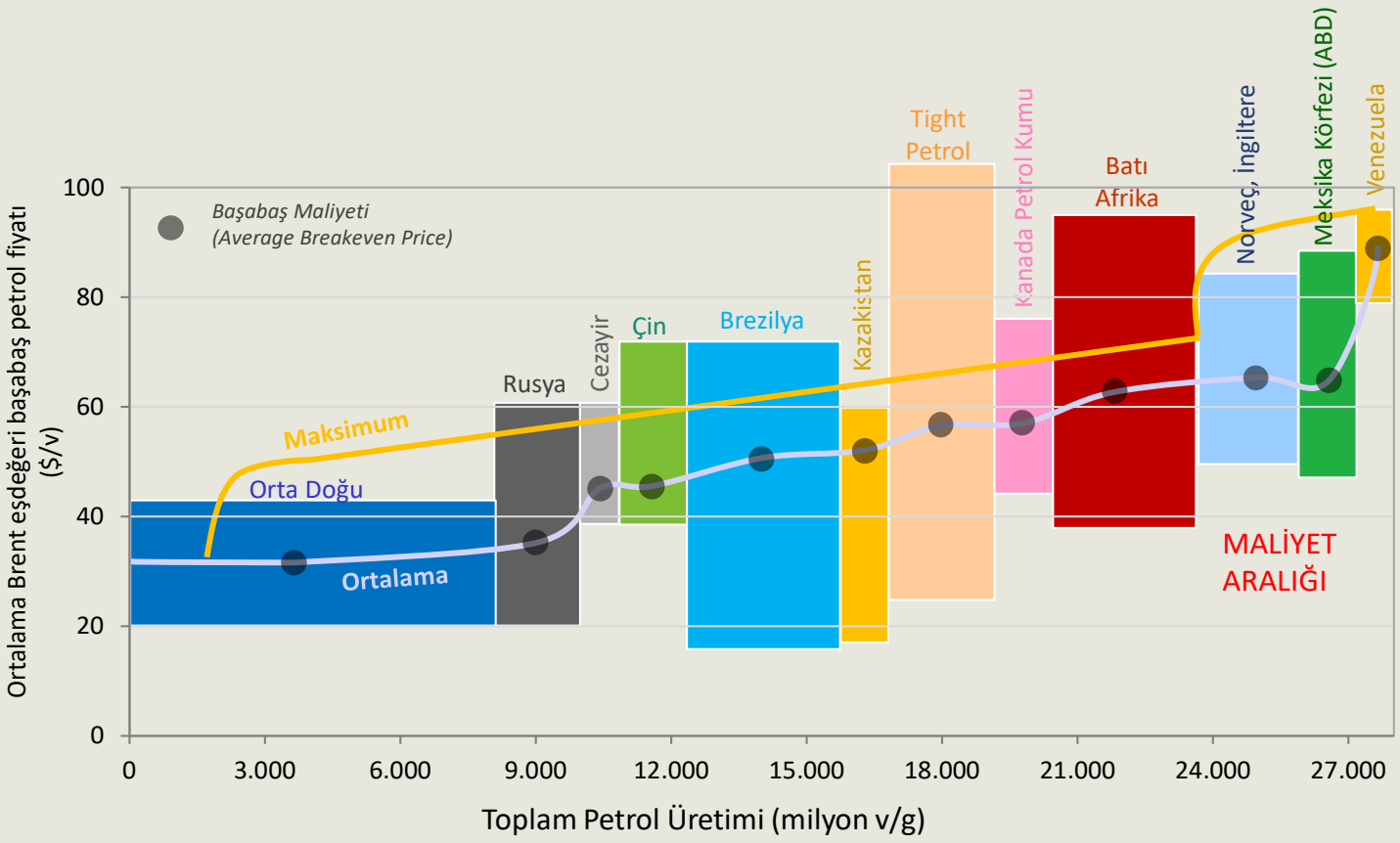


Şekil 5. 2008-2017 Dönemi Bölgelere Göre Dünya Petrol Üretimi (Kaynak: BP)

Uluslararası Enerji Ajansı'nın, "Petrol 2018" raporuna göre, üretim kapasitesinin 2017-2023 döneminde 6,4 milyon artması, ilk etapta artışın ABD'den kaynaklanması beklenmektedir. Raporda, ABD ile birlikte artışın yaşanacağı diğer ülkelerin Brezilya ve Kanada olacağı, bu dönemde OPEC dışı üretim artışının 5,2 milyon v/g'e ve toplam üretimin 63,3 milyon v/g'e ulaşacağı öngörülmektedir.

OPEC ülkelerinin üretim kapasitesinin 750 bin v/g artarak 36,3 milyon v/g'e ulaşması beklenmektedir. Venezüella'da üretimin düşmesi, Irak'ta üretimin artması, OPEC üretiminin ise 2017 yılındaki 32,8 milyon v/g'den 34,1'e çıkması öngörülmektedir.

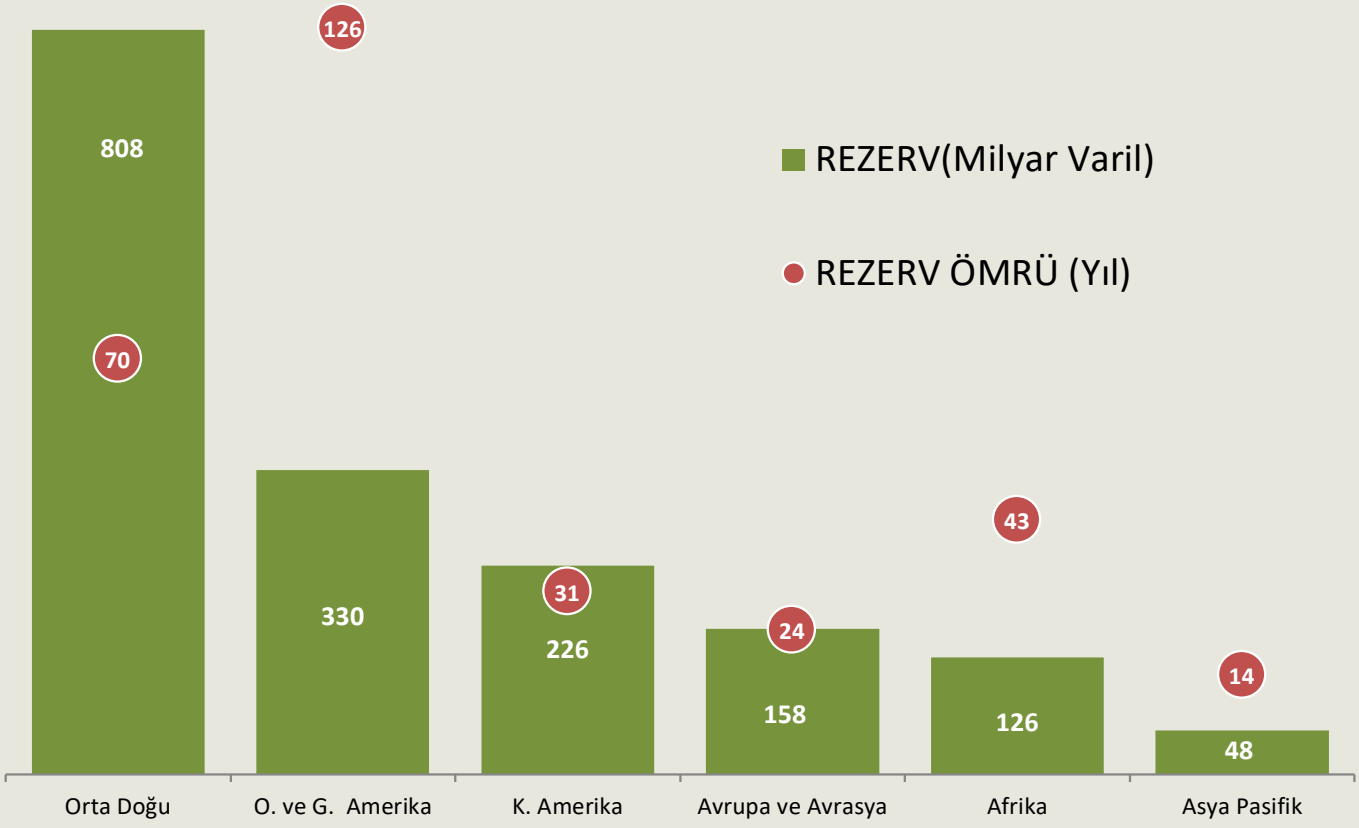
Küresel petrol üretim maliyetleri incelendiğinde, 2030 yılına kadar yeni yatırım sonucu üretime alınan bir varil petrolün maliyetinin genel olarak 20 – 60 $/v arasında seyreden bir bantta gerçekleşeceği görülmektedir. Orta Doğu'da yeni üretime alınacak kaynaklar, diğerleri arasında görece düşük üretim maliyetine sahiptir. Venezüella ağır petrolünün ise 80 $/vpe'nin üzerinde bir maliyete sahip olduğu görülmektedir (Şekil 6).



Şekil 6. 2016 yılı bölgelerine ve türlerine göre başa baş petrol üretim maliyetleri (Kaynak: IHS)

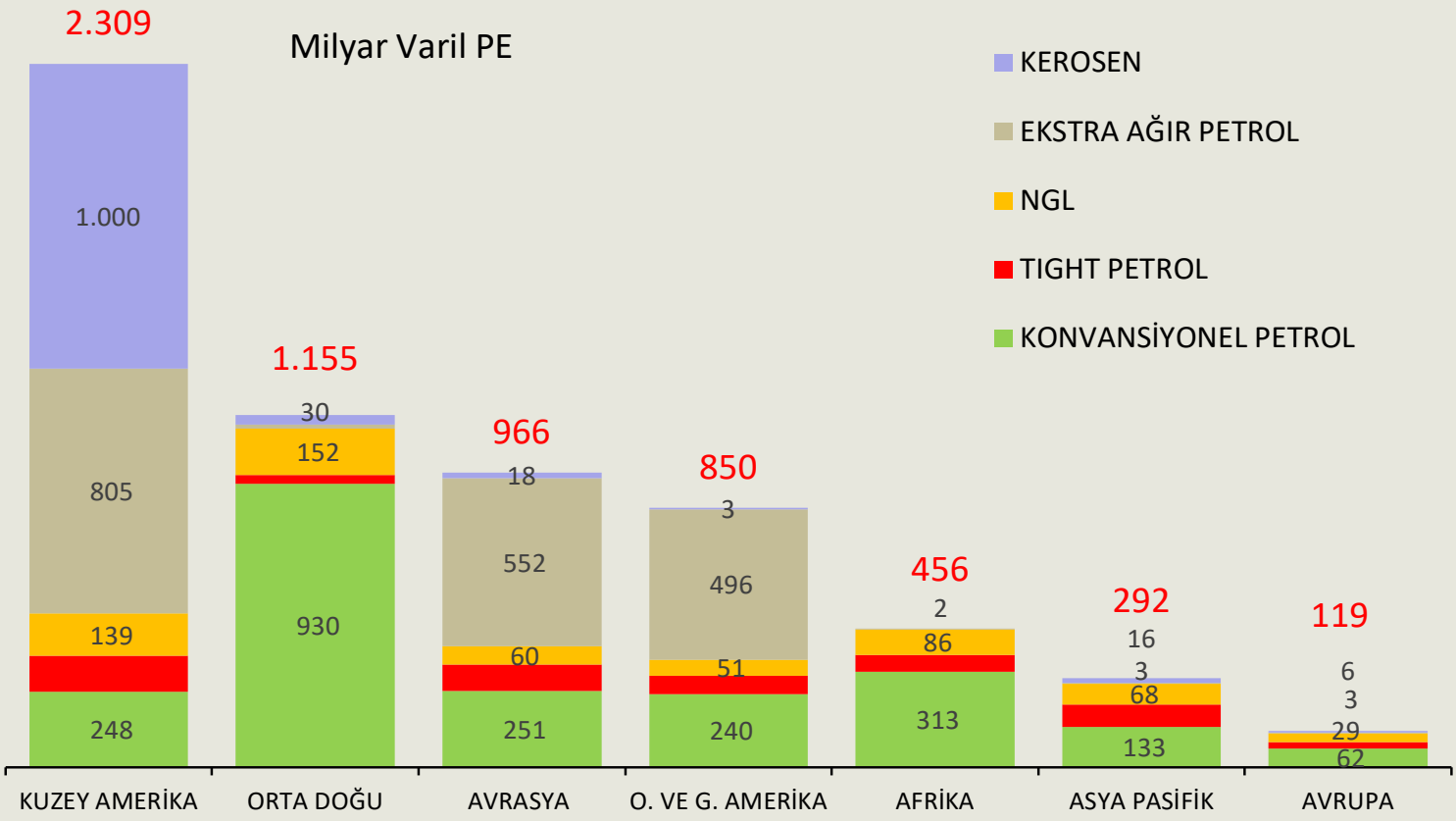
Küresel Petrol Rezervlerinin Ömrü

"Petrol Rezerv Ömrü" mevcut teknolojilerle ekonomik olarak üretilebilen ispatlanmış rezervlerin, mevcut üretime bölünmesiyle (R/Ü) elde edilen değerdir. Dünya petrol rezerv miktarı, teknolojik gelişmeler ile birlikte sürekli yükselmektedir. 2016 yılında, Dünya ham petrol rezerv miktarı 1,7 trilyon varil olarak kaydedilirken, 2016 yılında, 50,6 yıl olan rezerv ömrü, 2017 yılında, 50,2 yıl olarak hesaplanmıştır. Rezerv miktarları incelendiğinde Orta Doğu birinci, Orta ve Güney Amerika ikinci, Kuzey Amerika ise üçüncü sırada yer almaktadır (Şekil 7).



Şekil 7. 2017 İtibariyle Bölge Bazında Rezerv Miktarları (Kaynak: BP)

Yukarıdaki genel tanım doğrultusunda ortaya konulan 50,6 yıllık "petrol rezerv ömrü" ifadesinde, söz konusu "ömür" bugün için ispatlanmış olan rezervlerin, mevcut konvansiyonel teknolojilerle ekonomik olarak üretimi esas alınarak hesaplanmıştır. Oysa yeni keşiflerle yeni rezervlerin devreye girmesi, gelişen teknolojiler sayesinde daha ekonomik olarak üretilebilecek mevcut rezervler (örneğin; ikincil ve üçüncül üretim yöntemleri, vb.), kömürden ve gazdan sıvı yakıt elde edilmesi gibi yöntemlerle bu ömrün talebe de bağlı olarak değişebileceği dikkate alınmalıdır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın verilerine göre, küresel üretilebilir petrol kaynaklarının dağılımı, bölgelere ve teknolojik gelişmelere göre değişkenlik göstermektedir (Şekil 8).

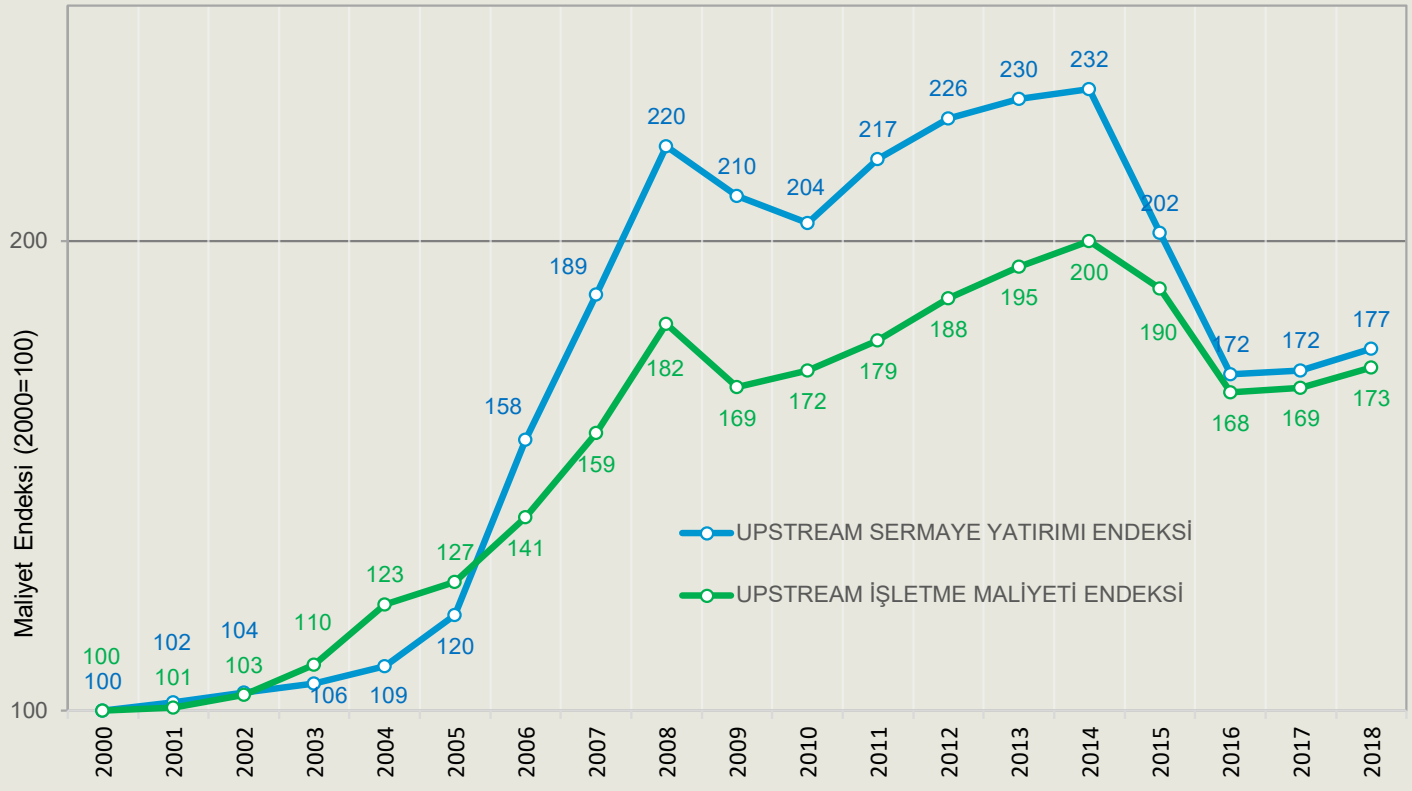


Şekil 8. Dünya Konvansiyonel/Ankonvansiyonel petrol kaynakları (Kaynak: IEA, WEO, 2017)

Önümüzdeki dönemde üretime alınabilecek kaynaklar değerlendirildiğinde, konvansiyonel olmayan kaynakların Orta Doğu ve Afrika dışında daha fazla olduğu değerlendirilmektedir. Bu kapsamda önümüzdeki dönemde gerçekleşecek teknolojik değişimin üretilen petrol türü ve piyasadaki arz üzerinde önemli bir etkisinin olacağı değerlendirilmektedir.

2017 sonu itibariyle, petrol fiyatlarındaki düşüş eğiliminin durması ile, önümüzdeki dönemde, pek çok projenin 60-80 $/v başabaş maliyeti ile üretime alınması beklenmektedir. UEA verilerine göre 2017 yılında petrol ve doğal gaz alanındaki yatırımlar 2016 yılına göre %6 artmış ve 460 milyar $ düzeyine ulaşmıştır. Son dönemde petrol fiyatlarının düşük seyretmesi ile birlikte, özellikle derin denizlerdeki yeni kaynakların üretime alınması yavaşlamıştır. UEA'ya göre, 2014-2016 yılları arasında arama-üretim sektöründe maliyetler %30 oranında düşmüş verimlilik artmıştır. Bu düşüşün, derin deniz üretimlerini de etkileyeceği öngörülmektedir.

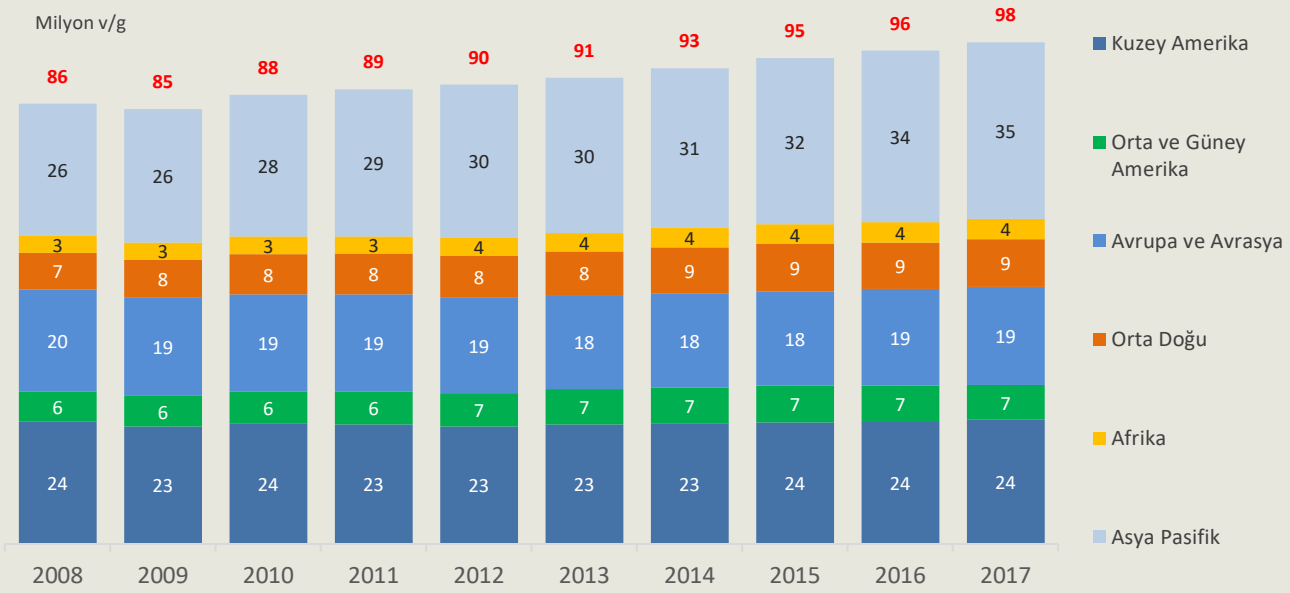
IHS verilerine göre ise küresel düzeyde sermaye ve işletme maliyetleri değerlendirildiğinde, UEA ile paralellik görülmektedir (Şekil 9). Buna karşın, 2017 yılı itibariyle, maliyetlerde bir önceki yıla göre %4'e yakın bir artış görülmektedir.



Şekil 9. Yatırım Maliyeti Artış Oranları (Kaynak: IHS)

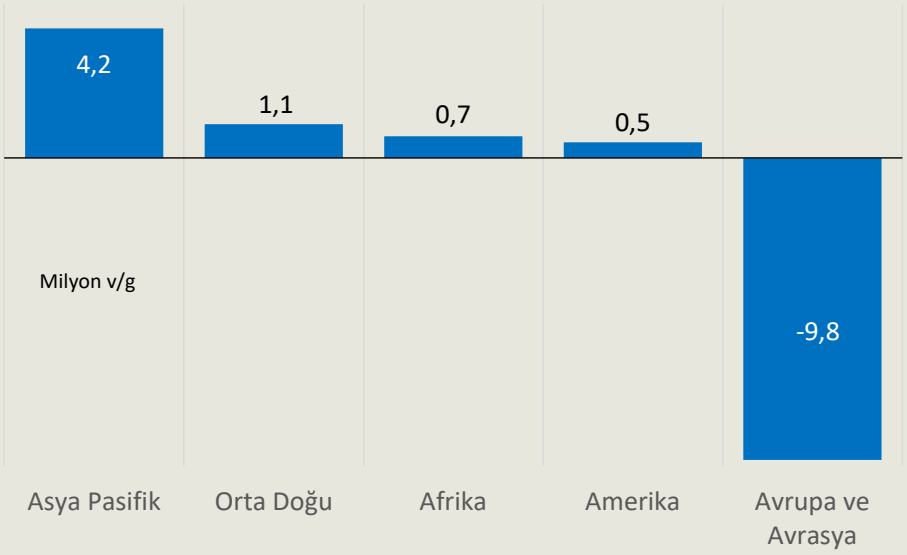
Küresel Petrol Tüketimi

2016 yılında, 96,5 milyon v/g olan dünya petrol tüketimi, 2017 yılında, %1,8'lik artış ile yaklaşık 98 milyon v/g olarak gerçekleşmiştir (Şekil 10). Bölgeler bazında en önemli artışlar, Asya Pasifik (%3,3) ile Avrupa ve Avrasya'da (%1,9) gerçekleşmiştir.



Şekil 10. 2008-2017 Bölgelere Göre Dünya Petrol Tüketimi (Kaynak: BP)

UEA, 2017-2023 döneminde, petrol tüketiminin 6,9 milyon v/g artacağını öngörmektedir. 2019 yılında petrol talebinin 100 milyon v/g'ün üzerine çıkması beklenirken, 2017-2023 döneminde ise petrol talebinin küresel düzeyde %1,1 artması beklenmektedir. 2017-2023 döneminde 4,2 milyon v/g talep artışı ile Asya Pasifik bölgesinin petrol talebinin en fazla artacağı bölge olması, Orta Doğu'nun 1,1 milyon v/g'lük talep artışı ile Asya Pasifik bölgesini takip etmesi beklenmektedir (Şekil 11).



Şekil 11. 2017-2023 Ham Petrol Tüketim Artışı (Kaynak: IEA Oil 2018)

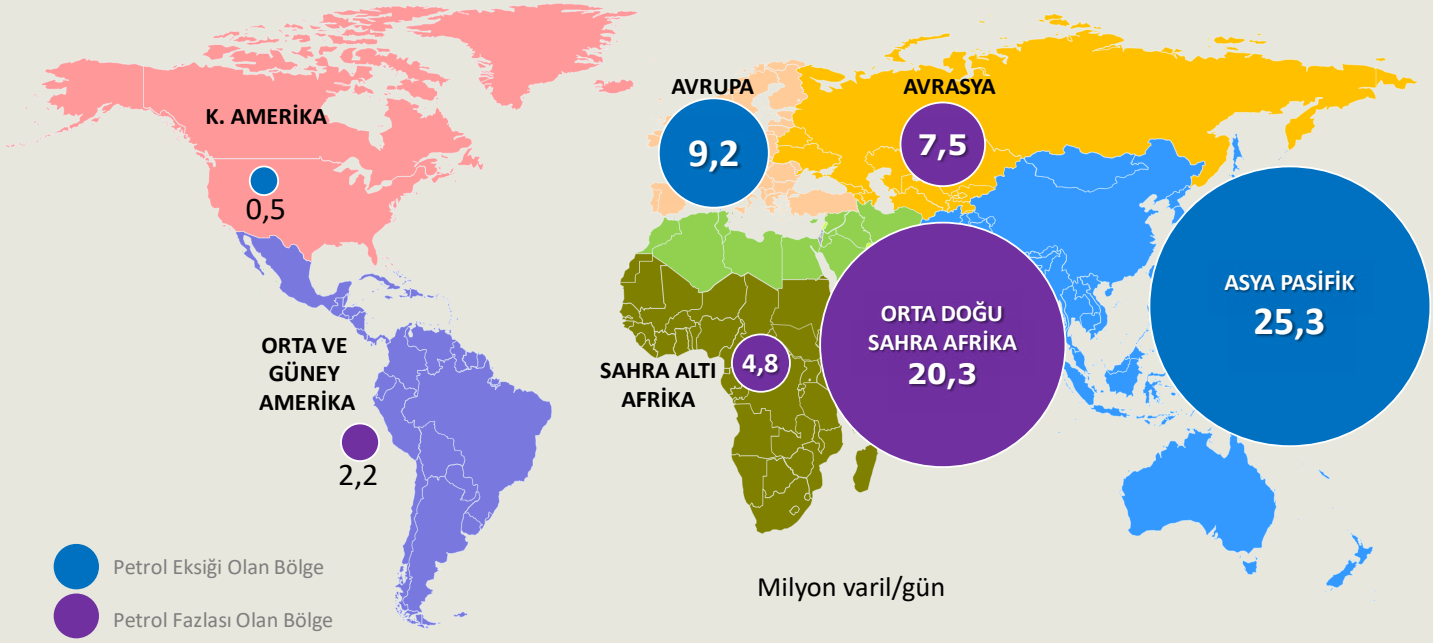
Küresel Petrol Ticareti

2016 yılında, 64,8 milyon v/g olarak gerçekleşen dünya ham petrol ticareti, 2017 yılında, %4,3 artarak 67,6 milyon v/g olmuştur. 2016 yılında 42,5 milyon v/g olarak gerçekleşen bölgeler arası ham petrol ticareti ise, %2,2'lik düşüş ile 2017 yılında 41,6 milyon v/g olarak gerçekleşmiştir (Tablo 1).

Tablo 1. 2017 Dünya Petrol Ticareti (Kaynak: BP)

(BİN V/G) İTHALATÇI / İHRACATÇI	ABD	KANADA	MEKSİKA	G. VE O. AMERİKA	AVRUPA	RUSYA	ESKİ SOVYETLER BİRLİĞİ	ORTA DOĞU	AFRİKA	AVUSTRALYA	ÇİN	HİNDİSTAN	JAPONYA	SİNGAPUR	DİĞER ASYA PASİFİK	TOPLAM İHRACAT
ABD	0,0	323,3	0,0	78,3	216,9	0,0	1,0	2,0	6,0	4,0	154,6	24,1	28,1	2,0	84,3	925
KANADA	3420,0	0,0	1,0	2,0	44,2	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	12,0	2,0	0,0	0,0	0,0	3.484
MEKSİKA	608,5	0,0	0,0	20,1	218,9	0,0	0,0	2,0	0,0	1,0	26,1	144,6	44,2	1,0	84,3	1.151
G. VE O. AMERİKA	1373,6	10,0	1,0	0,0	220,9	1,0	0,0	0,0	2,0	0,0	1148,7	492,0	46,2	8,0	86,4	3.390
AVRUPA	64,3	44,2	0,0	10,0	0,0	1,0	1,0	8,0	6,0	1,0	198,8	10,0	2,0	6,0	124,5	477
RUSYA	48,2	6,0	0,0	60,2	3418,0	0,0	363,5	56,2	1,0	14,1	76,3	64,3	26,1	4,0	134,6	4.272
ESKİ SOVYETLER BİRLİĞİ	6,0	34,1	0,0	0,0	1333,5	12,0	0,0	106,4	8,0	0,0	76,3	64,3	26,1	4,0	134,6	1.805
IRAK	602,5	2,0	0,0	8,0	1016,2	1,0	0,0	90,4	34,1	0,0	741,0	823,4	54,2	20,1	403,7	3.797
KUVEYT	144,6	0,0	0,0	0,0	198,8	0,0	0,0	1,0	56,2	2,0	365,5	224,9	230,9	130,5	686,8	2.041
SUUDİ ARABİSTAN	943,9	100,4	0,0	78,3	743,0	0,0	0,0	275,1	166,7	6,0	1048,3	684,8	1273,2	202,8	1654,8	7.177
BAE	20,1	0,0	0,0	1,0	8,0	1,0	0,0	1,0	2,0	100,4	204,8	329,3	757,1	289,2	815,3	2.529
ORTA DOĞU	16,1	0,0	0,0	1,0	795,3	0,0	2,0	2,0	2,0	100,4	204,8	329,3	757,1	289,2	815,3	3.315
KUZEY AFRİKA	130,5	28,1	0,0	42,2	1060,3	0,0	2,0	32,1	1,0	24,1	112,5	82,3	1,0	16,1	98,4	1.631
BATI AFRİKA	508,1	46,2	0,0	164,7	1064,4	1,0	1,0	1,0	166,7	38,2	1451,9	530,2	16,1	10,0	303,2	4.303
D. VE G. AFRİKA	1,0	0,0	0,0	0,0	24,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	94,4	24,1	1,0	1,0	4,0	154
AVUSTRALYASYA	2,0	1,0	0,0	2,0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,0	42,2	0,0	8,0	16,1	130,5	206
ÇİN	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	38,2	4,0	52,2	98
HİNDİSTAN	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0	7
JAPONYA	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	4
SİNGAPUR	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	30,1	0,0	1,0	0,0	0,0	2,0	35
DİĞER ASYA PASİFİK	24,1	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	2,0	1,0	208,9	267,1	110,5	70,3	118,5	0,0	804
TOPLAM	7.913	595	2	472	10.366	18	373	583	459	534	6.226	3.941	3.380	1.124	5.618	41.605

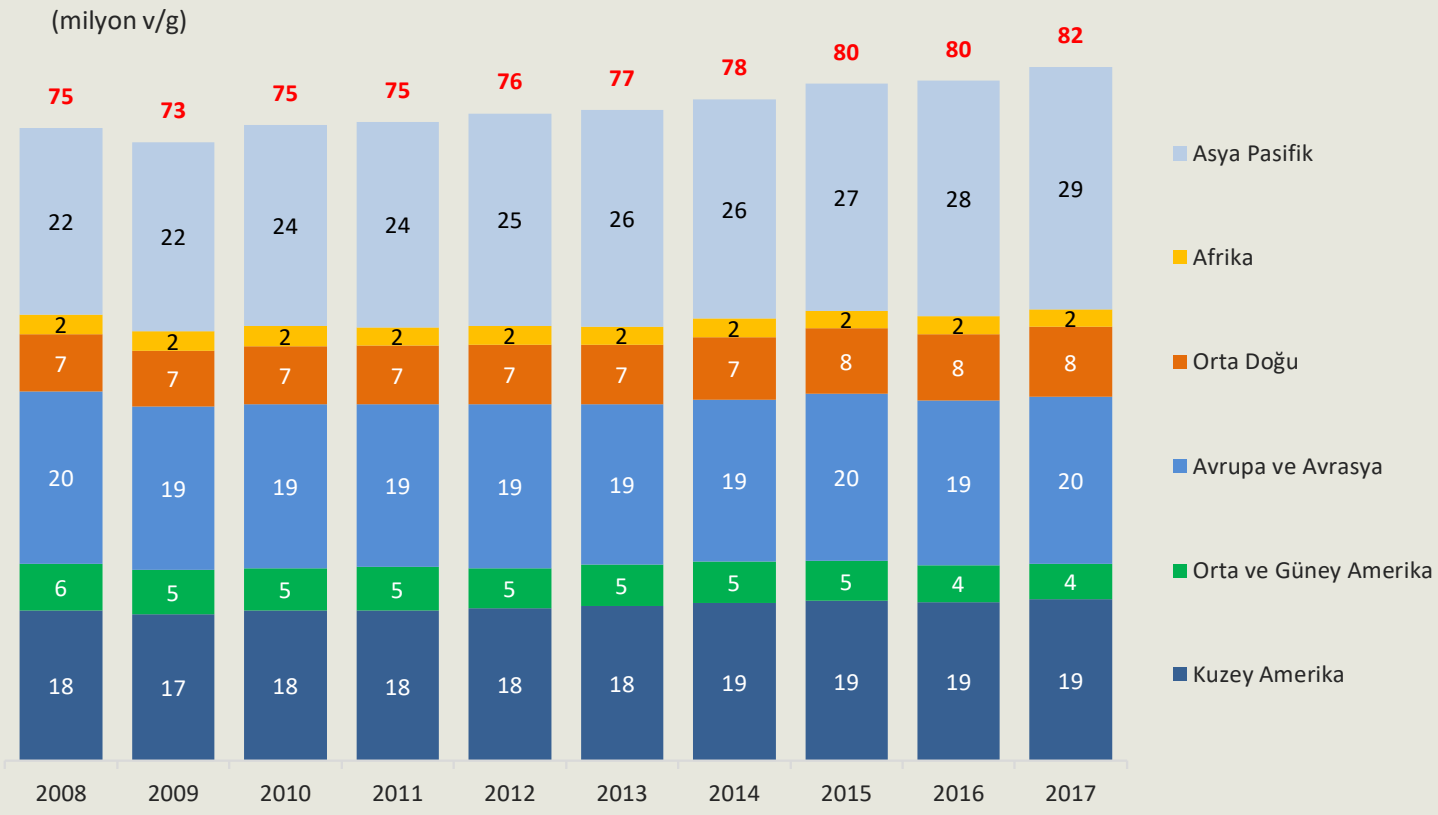
UEA'ya göre, Kuzey Amerika'da artan üretim nedeniyle, diğer bölgelerden petrol ithalatının azalması, Avrupa'nın rafinaj sektöründe daralma yaşanması, Asya'da ise gerek rafinaj sektörünün genişlemesi, gerekse talebin artması nedeniyle ayrıca 25,3 milyon varillik bir petrol açığının oluşması öngörülmektedir (Şekil 12).



Şekil 12. 2023 Yılı Petrol Açık ve Fazlası Olacak Bölgeler (Kaynak: IEA Oil 2018)

Küresel Rafinaj Faaliyetleri

2016 yılında, 80,3 milyon v/g olarak kaydedilen rafineri petrol ürünleri üretimi, 2017 yılında %2'lik artış ile 81,9 milyon v/g olmuştur. 2017 yılında, rafine petrol ürünleri üretimi artışı Orta Doğu (%4,3), Avrupa (%2,9) ve Asya'da (%2,9) gerçekleşmiştir. Dünyanın diğer bölgelerinde ise rafine ürün miktarında düşüşler dikkati çekmiştir(Şekil 13).

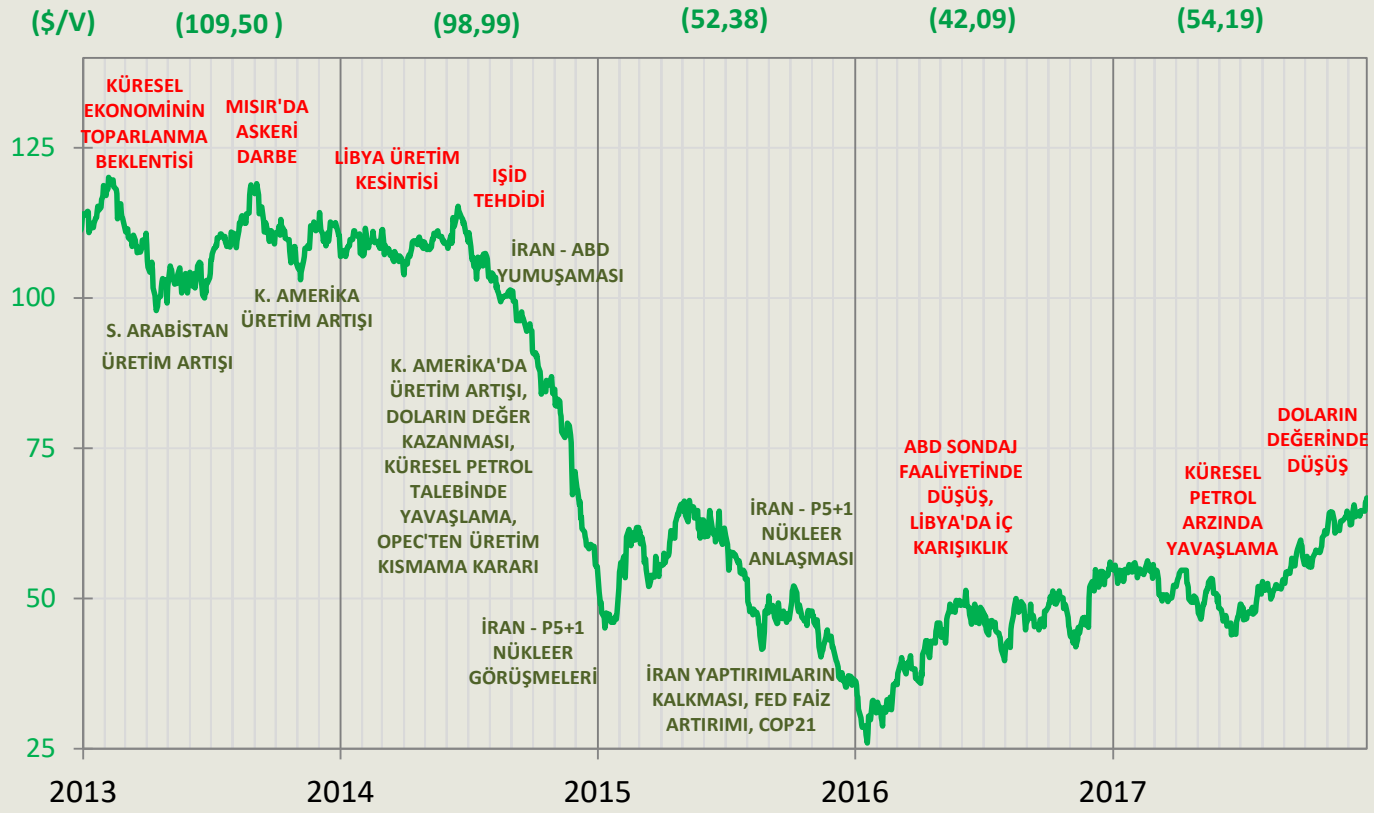


Şekil 13. 2008 -2017 Bölge Bazında Dünya Rafine Ürün Miktarı (Kaynak: BP)

2014 - 2015 yıllarında oluşan fazla arz miktarının 2017 yılında piyasa tarafından çekildiği görülmektedir. Bu kapsamda, 2023 yılına kadar 7,7 milyon v/g'lük kapasite artışı beklenirken, piyasadaki ürün miktarının 5,4 milyon v/g yükselmesi beklenmektedir. Rafineri kapasite artışlarının ve ürün arzının aynı ülkelerde artması beklenmektedir. Bu çerçevede, Orta Doğu Bölgesi 2 milyon v/g, Çin ise 1,7 milyon v/g'lük kapasite artışları ile dikkati çekmektedir. Bu durumun nedeni, işlenmiş petrol ürünleri talebinin yükseldiği ülkelerin petrol ürünleri konusunda dışa bağımlılıklarını azaltmak için rafineri yatırımlarına yönelmeleridir.

Petrol Fiyatları

Petrol fiyatları 2016 yılının başında son 20 yılın en düşük seviyesi olan 27 $/v seviyesini gördükten sonra kademeli bir toparlanma sürecine girmiş ve 2017 yılına 40-50 $/v seviyelerinden başlamıştır. Piyasalar 2017 yılında önce 55 $/v seviyelerini test etmiş, ardından 40 $/v'in altını görmüş, yılsonuna doğru ise 70 $/v seviyelerine yükselmiştir (Şekil 14).



Şekil 14. 2013-2017 Arasında Petrol Fiyatlarının Seyri (Kaynak: Energy Intelligence, 2018)

Petrol fiyatlarının beklentilerin dışında bir seyir izlemesinde birden fazla faktörün etkisi olmuştur. 2016 yılının Kasım ayında üretim kesintisi anlaşmasına varan OPEC üyeleri ve Rusya liderliğindeki petrol ihracatçısı ülkeler, piyasadan 1,5 milyon v/g çekilerek arz fazlasının azalmasını ve fiyatların yukarı yönlü hareket etmesini sağlamıştır. Halen piyasanın takip ettiği en önemli gösterge olan üretim kesintisi anlaşması, tarafların anlaşmaya sadık kalmaya devam edeceklerine yönelik açıklamalar ve bu yönde atılan resmi adımların etkisiyle fiyatları desteklemeye devam etmektedir.

En kritik iki taraf olan Rusya ve Suudi Arabistan, kendi iç politik ve ekonomik dinamikleri çerçevesinde arz kesintisini sağlamaya kararlı olduklarını açıklamıştır. Resmi bir açıklama gelmemekle birlikte, Rusya'nın petrol fiyatlarının yükselişinden yalnızca petrol ihracat geliri değil, doğal gaz ihracat geliri açısından da kazanç sağladığı değerlendirilmektedir. Öyle ki, doğal gaz ihracatının tamamına yakınını Avrupa'ya gerçekleştiren Rus milli petrol şirketi Gazprom, doğal gaz fiyatında uzun vadeli kontrata dayalı ve petrol fiyatına endeksli bir mekanizma uygulamaktadır. Mevcut dinamikler içinde Rusya'nın üretim kesintisi anlaşmasına destek vermeye devam edeceği beklentisi devam etmektedir.

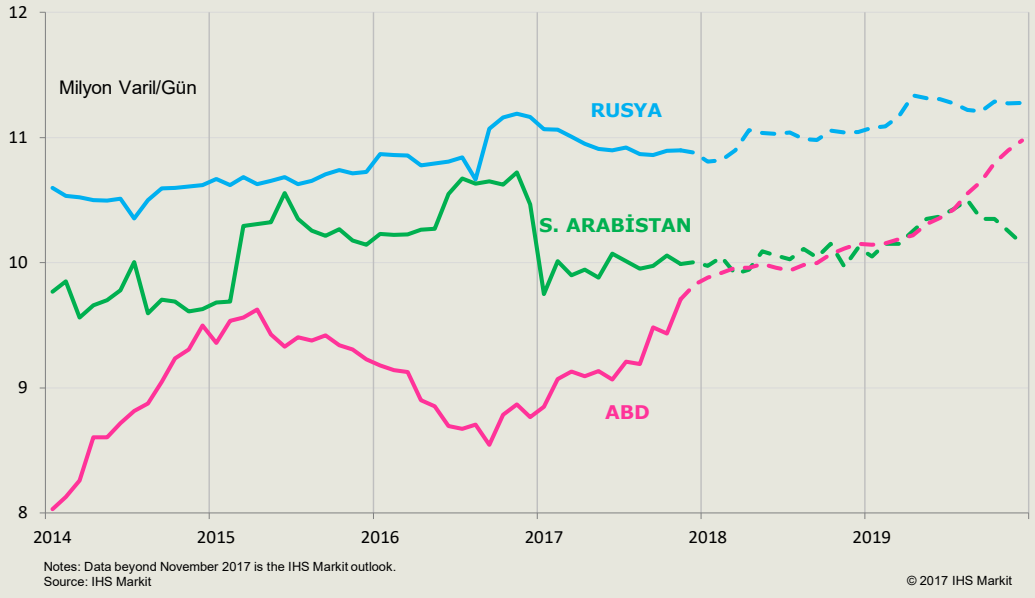
Bir diğer kritik taraf olan Suudi Arabistan'da ise, yaklaşık %4,6'lık arz kesintisinden kaynaklı gelir kaybının, fiyatlardaki %40'a yaklaşan 15-20 $/v'lik artış ile çok rahat karşılandığı belirtilmektedir. Ancak Suudi Arabistan nezdinde petrol fiyatlarındaki artışındaki en büyük kazancı, kısa vadede ihraç gelir artışından ziyade, milli petrol şirketi Saudi Aramco'nun, planlanan halka arz sürecinden mümkün olan en yüksek hisse fiyatını elde ederek sağlayacağı değerlendirilmektedir. Arama-Üretim şirketlerinin piyasa değerleri, petrol fiyatları ile yüksek korelasyona sahiptir. Rezerv açısından dünyanın en büyük arama-üretim şirketi olan Saudi Aramco'nun birincil halka arzında (initial public offering), hisse fiyatının Suudi yönetimini tatmin edebilmesi, petrol fiyatlarının da görece yüksek seyretmesi gerekmektedir. Petrol fiyatlarını, en azından kısa vadede etkileme gücüne sahip olan Suudi yönetiminin, bu gücünü Saudi Aramco'nun halka arzına kadar kullanmaya devam etmesi beklenmektedir. 2019 yılını bulması beklenen halka arza kadar, Suudi yönetiminin üretim kesintisi anlaşmasına sadık kalarak fiyatları yukarı yönlü desteklemesi öngörülmektedir.

Petrol üretiminin azalması, düşük petrol fiyatlarında kayda değer seviyede artan petrol talebinin stoklardan karşılanmasıyla sonuçlanmıştır. Geçmiş yıllarda 800 bin ile 1,2 milyon v/g civarında yıllık artış sergileyen petrol talebi, fiyatların yaklaşık %60 oranında düşmesinin etkisiyle, 2017 yılında 1,8 milyon v/g artış göstermiştir. Talepteki bu artışta, küresel ekonomideki olumlu görünümün etkisi büyük olmuştur. 2009 yılında yaşanan finansal krizle birlikte yavaşlama evresine giren gelişmiş ülke ekonomileri, krizden sonra ilk kez 2017 yılında güçlü bir büyüme göstermiştir. Gelişmekte olan ülkelerin de bu eğilimden pozitif etkilenmesiyle, küresel ekonomik büyüme, uzun yıllardan sonra ilk kez %3 seviyesinin üstüne çıkarak %3,2'lik bir seviyeye gelmiştir. Ekonominin büyümesi, en önemli emtia olan ham petrole olan talebi de güçlendirerek fiyatları yukarı yönlü desteklemiştir (Tablo 2).

Tablo 2. 2015-2019 Arasında Petrol Fiyatlarını Etkileyebilecek Temel Göstergeler (Kaynak: EIA, Worldbank, 2018)

TEMEL GÖSTERGELER	2015	2016	2017	2018	2019		Birim
KÜRESEL EKONOMİK BÜYÜME	2,90%	2,50%	3,20%	3,20%	3,10%		%
PETROL TALEP ARTIŞI	1,8	1,3	1,8	1,9	1,6		milyon v/g
PETROL ÜRETİM ARTIŞI	2,9	0,3	0,8	2,3	1,8		milyon v/g
OPEC HAM PETROL ÜRETIM ARTIŞI	1,1	0,8	-0,1	0,3	0,4		milyon v/g
NON-OPEC HAM PETROL ÜRETIM ARTIŞI	1,2	-1	0,5	1,1	0,8		milyon v/g
KÜRESEL PETROL STOKLARINDAKİ DEĞİŞİM	1,6	0,6	-0,3	0,4	0,2		milyon v/g

Petrol fiyatlarının 2014 yılındaki düşüşünde en temel faktör olan ABD kaynaklı petrol üretim artışı, 2014 - 2017 yılları arasında yaklaşık %12 oranında düştükten sonra, 2017 yılının ortalarında yeniden yükselişe geçmiştir (Şekil 15).



Şekil 15. Rusya, Suudi Arabistan ve ABD Petrol Üretimi (Kaynak: IHS Markit)

ABD petrol üretiminde 2014 yılına kadar görülen hızlı yükseliş, petrol fiyatlarının 30 $/v seviyelerine kadar inmesiyle yerini düşüşe bırakmıştı. Öyle ki; yapılan birçok analize göre, ABD şeyl petrol üretimi 60-70 $/v seviyesinin altında karlılığını kaybetmekteydi. Ancak bu düşük petrol fiyatları ortamında, ABD'li petrol üreticileri, verimlilik artışı ve girdi maliyeti düşüşü sayesinde, 40-50 $/v seviyesinde karlılık elde etmeyi başardı. Projelerin kârlılık sunduğu ortamda petrol üretimi artışa geçti ve 2017 yıl sonunda 10 milyon v/g seviyesine yaklaştı. ABD petrol üretim artışının devam etmesi, büyük ölçüde şeyl formasyonlarının jeolojik yapılarının yeni üretim tekniklerine uygun olmasına bağlı. Örnek vermek gerekirse, 2017 yılında görülen ve 2018'de de devam etmesi beklenen ABD üretim artışının tamamına yakını, çok sayıda şeyl formasyonu arasından sıyrılan Permian baseninden gelmiştir. Geçmiş yıllarda, ABD petrol üretiminin artışında büyük rol oynayan Eagle Ford ve Bakken gibi basenler, mevcut fiyat ortamında üretim artışını cazip kılacak karlılığı henüz sunmamaktadır. Bunda söz konusu formasyonların verimlilik artıracak yeni tekniklere uygun jeolojik yapıya sahip olmaması rol oynamaktadır.

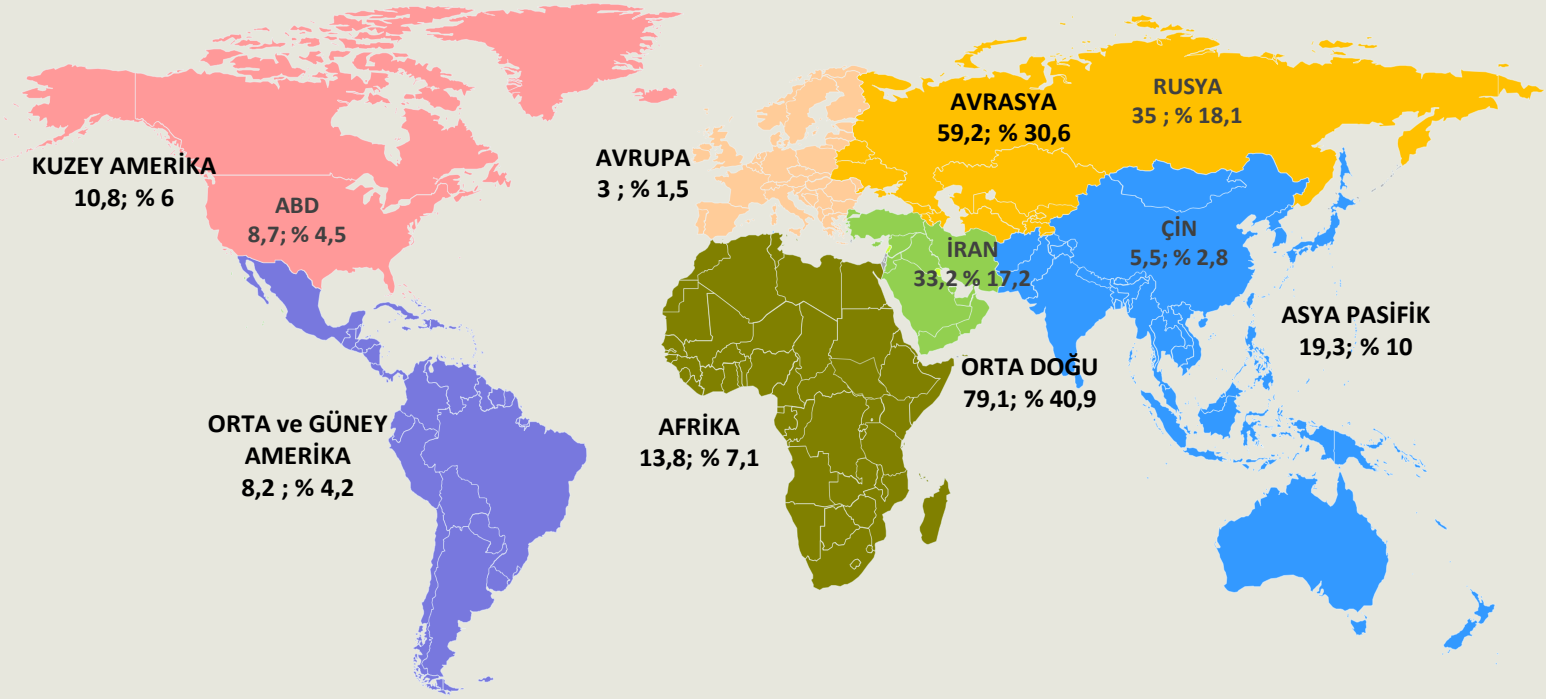
Petrol fiyatlarının 2017 yılında izlediği seyirde, yukarıda bahsi geçen üç ana faktör rol oynamıştır. Bu faktörler arasında, OPEC ve OPEC dışı petrol üreticilerinin arz kesintisi anlaşması ile talep artış hızı, fiyatları yukarı yönlü desteklemiştir. Ancak mevcut piyasa koşullarında en önemli faktör olan ABD üretim artışı, fiyatları aşağı yönlü baskılamaktadır. Piyasada geleceğe dönük beklentiler, ABD üretim artış hızının 2018 yılında ivme kazanarak petrol fiyatlarını mevcut seviyelerin altına iteceği yönünde şekillenmektedir. Ancak dünyanın işlem hacmi yönünden en büyük emtiası olan ve çok sayıda ülkenin en önemli ihracat kalemi olan petrolün fiyatı, yukarıda sözü edilen üç faktörün yanısıra birçok farklı veriye de bağlı hareket etmektedir. Jeopolitik gelişmeler, doların değeri, çevresel düzenlemeler gibi faktörler, petrol fiyatlarının önümüzdeki dönemde izleyeceği seyri güçlü bir şekilde etkileyebilecektir. Bu bilgiler ışığında, çok sayıda bağımsız değişkenden etkilenen petrol fiyatlarının gelecekteki seyri, küresel petrol piyasalarını çok daha geniş bir açıdan incelemeyi gerektirmektedir.

1.2 KÜRESEL DOĞAL GAZ SEKTÖRÜ

Küresel Doğal Gaz Rezervleri

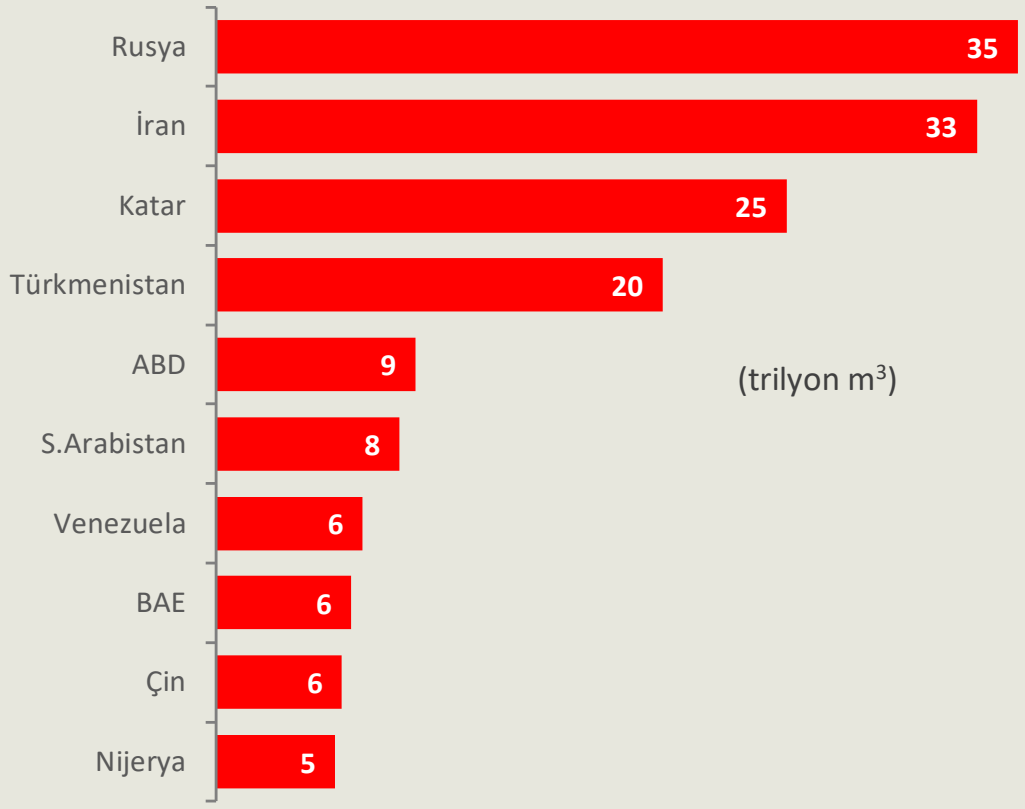
2016 yılında, 193,1 trilyon m3 olan dünya doğal gaz rezervleri, 2017 yılında %0,2 artarak 193,5 trilyon m3 olarak kaydedilmiştir.

Dünya doğal gaz rezervlerinin %40,9'u Orta Doğu'da, %30,6'sı Avrasya'da, %10'u Asya Pasifik'te, %7,1'i Afrika'da, %5,6'sı Kuzey Amerika'da, %4,2'si Orta ve Güney Amerika'da ve %1,5'i ise Avrupa'da bulunmaktadır (Şekil 16). OECD ülkelerinin doğal gaz rezervi ise 17,8 trilyon m3 olup, toplam rezervin %9,2'si olmuştur.



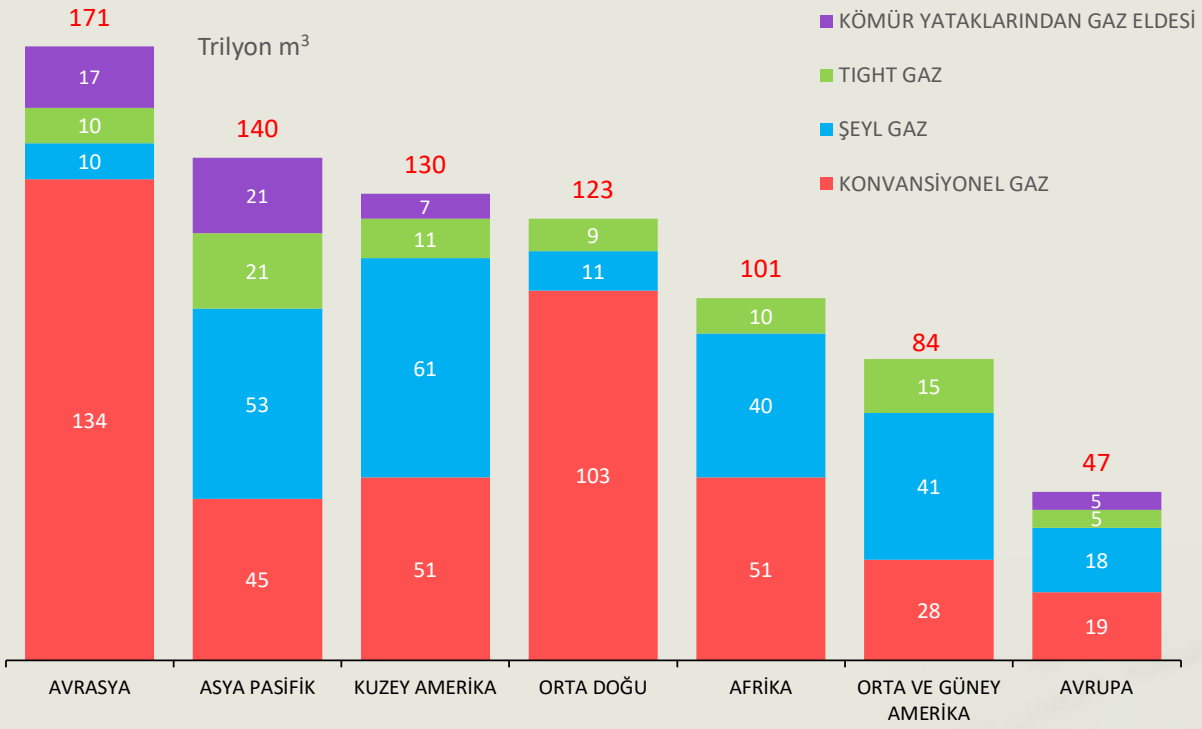
Şekil 16. 2017 Yılı Dünya İspatlanmış Doğal Gaz Rezervleri Dağılımı (Kaynak: BP)

Genel olarak, doğal gaz keşif büyüklüklerinde bir azalma dikkat çekmektedir. PWC verilerine göre 1950'den itibaren gerçekleşen en düşük keşif rakamı 2017'de söz konusu olmuştur. 2016 yılında olduğu gibi yine 2017 yılında da keşfedilen doğal gaz miktarının petrole oranla daha yüksek olduğu gözlenmektedir. 2017 yılı itibariyle, en fazla rezerve sahip on ülke arasındaki sıralama, gerçekleşen keşifler sonrasında değişmemiştir (Şekil 17).



Şekil 17. 2017 Yılı En Fazla Doğal Gaz Rezervine Sahip İlk 10 Ülke (Kaynak: BP)

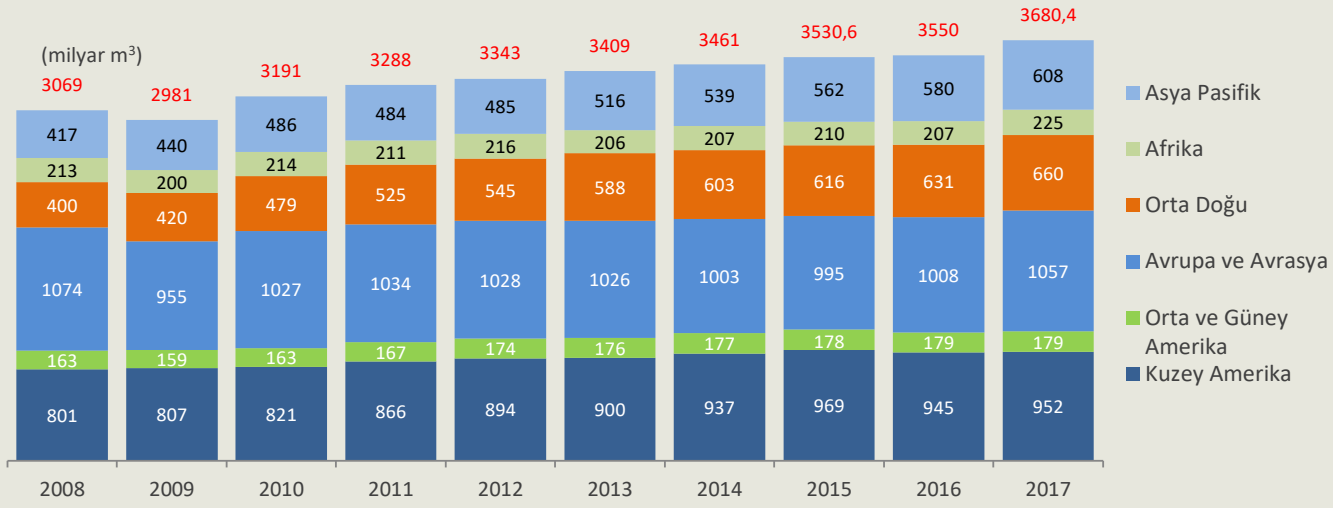
Uzun vadede ise üreticilerin konvansiyonel kaynaklara ek olarak ankonvansiyonel kaynaklara yönelmesi beklenmektedir (Şekil 18). Bu kapsamda teknolojinin gelişimi hem kurtarım faktörünün arttırılması hususunda hem de ankonvansiyonel kaynakların geliştirilmesi açısından büyük bir öneme haiz olacaktır.



Şekil 18. Dünya Konvansiyonel / Ankonvansiyonel Gaz Rezervleri (Kaynak: IEA, WEO 2016)

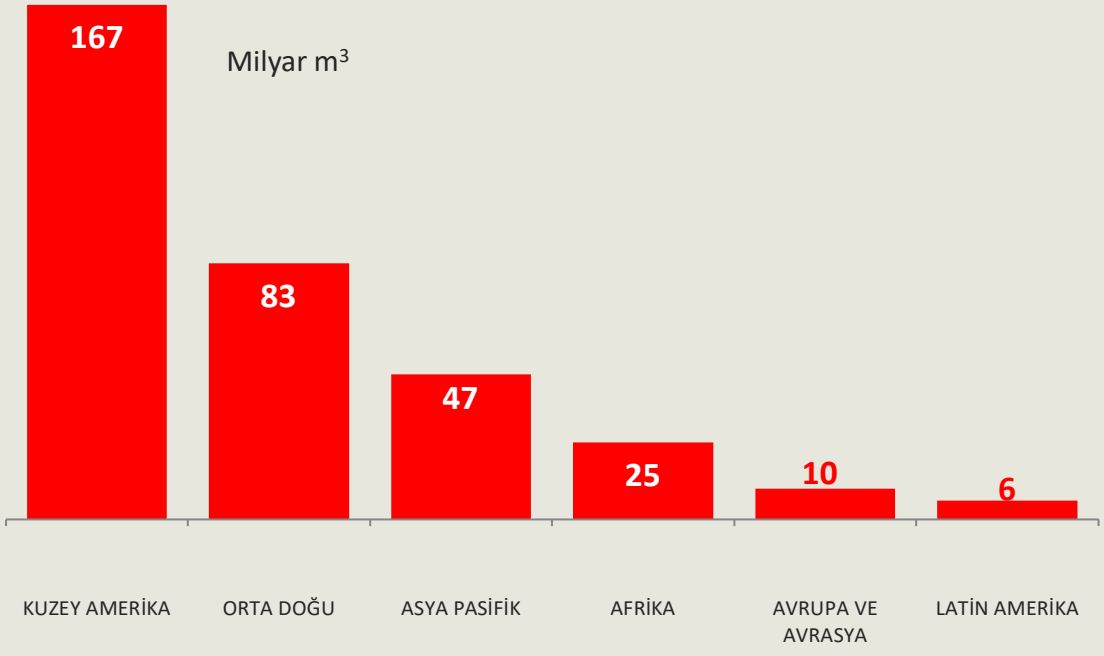
Küresel Doğal Gaz Üretimi

2016 yılında, 3,55 trilyon m^3 olarak gerçekleşen küresel doğal gaz üretimi, 2017 yılında, %0,3 artışla 3,68 trilyon m^3 olmuştur. Özellikle Avrasya (%6,2) ve Orta Doğu (%4,9) yaşanan oransal üretim artışları, 2017 yılında dikkat çekicidir (Şekil 19).



Şekil 19. 2008-2017 Bölgelere Göre Dünya Doğal Gaz Üretimi (Kaynak: BP)

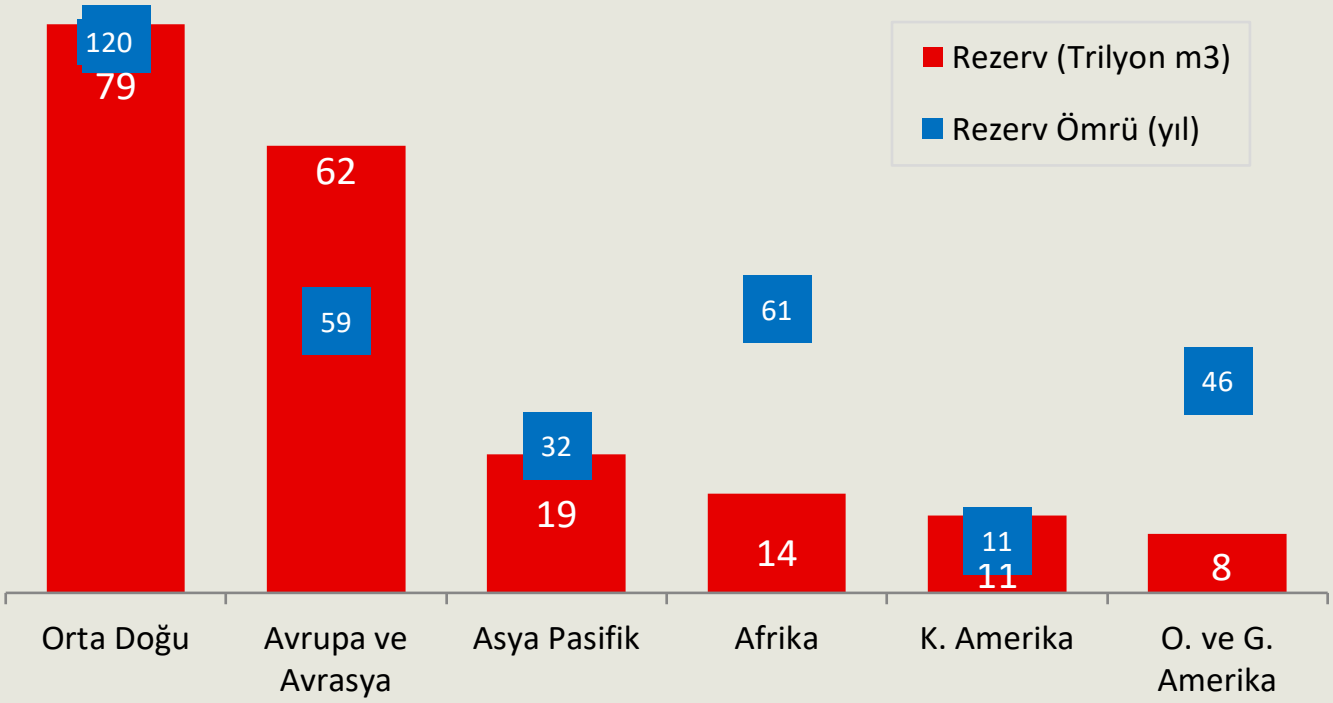
2017 yılında, küresel doğal gaz üretim artışı büyük ölçüde Avrasya kaynaklı olmuştur. UEA, 2023 yılına kadar olan dönemde, dünya gaz talebinin %1,6 artmasını beklemektedir. Projeksiyon döneminde özellikle Kuzey Amerika'da 167 milyar m^3'lük bir üretim artışı öngörülmektedir (Şekil. 20).



Şekil 20. 2017-2023 Dünya Doğal Gaz Üretim Artış Projeksiyonu (Kaynak: IEA GAS 201

Küresel Doğal Gaz Rezervlerinin Ömrü

2017 yılı için, mevcut rezerv miktarı (193,5 trilyon m^3) mevcut üretime (3,68 trilyon m^3) bölündüğünde, küresel rezerv ömrünün 52,6 yıl olduğu hesaplanmaktadır. Söz konusu rezervlerin bölgelere göre dağılımı incelendiğinde, Orta Doğu birinci, Avrupa ve Avrasya ikinci, diğer Asya Pasifik ülkeleri ise üçüncü sırada yer almaktadır (Şekil 21).

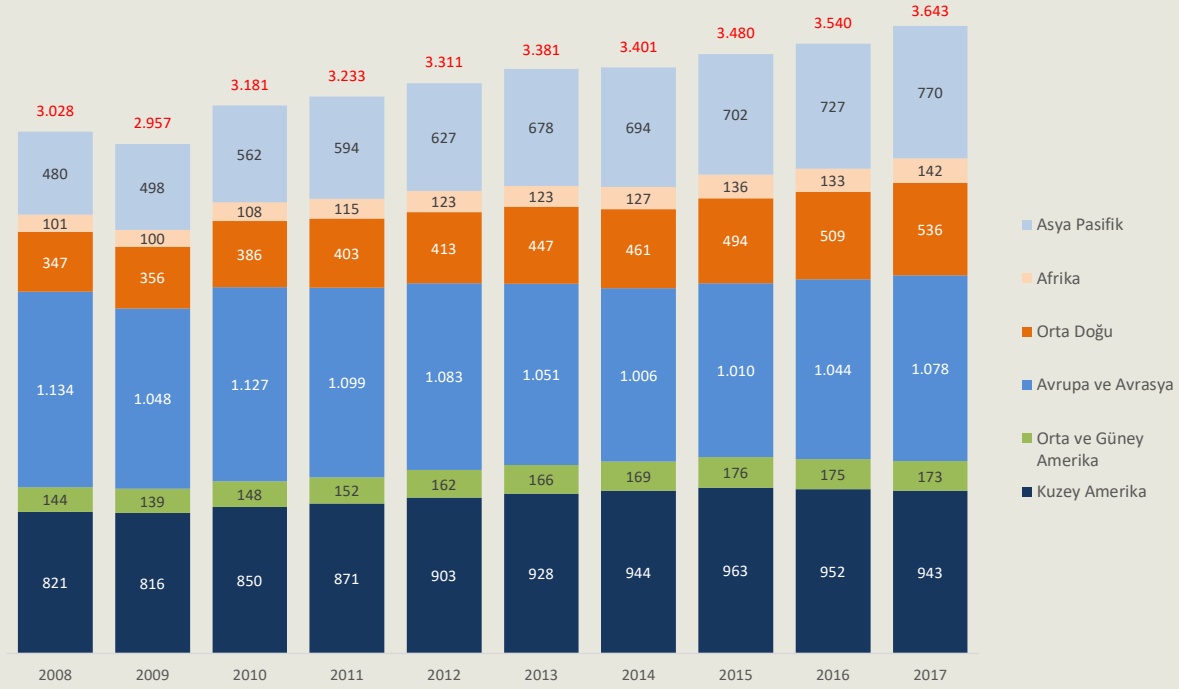


Şekil 21. 2017 Yılı Bölgelere Göre Doğal Gaz Rezervi ve Rezerv Ömrü (Kaynak: BP)

Genel tanım itibariyle ortaya konulan 52,6 yıllık "doğal gaz rezerv ömrü" ifadesinde, söz konusu "ömür" bugün için ispatlanmış olan rezervlerin, mevcut konvansiyonel teknolojilerle ekonomik olarak üretimi çerçevesindeki bir ömürdür. Oysa yeni keşiflerle yeni rezervlerin devreye girmesi, gelişen teknolojiler sayesinde daha ekonomik olarak üretilebilecek mevcut rezervlerin devreye alınması ile bu ömrün talebe de bağlı olarak değişebileceği dikkate alınmalıdır.

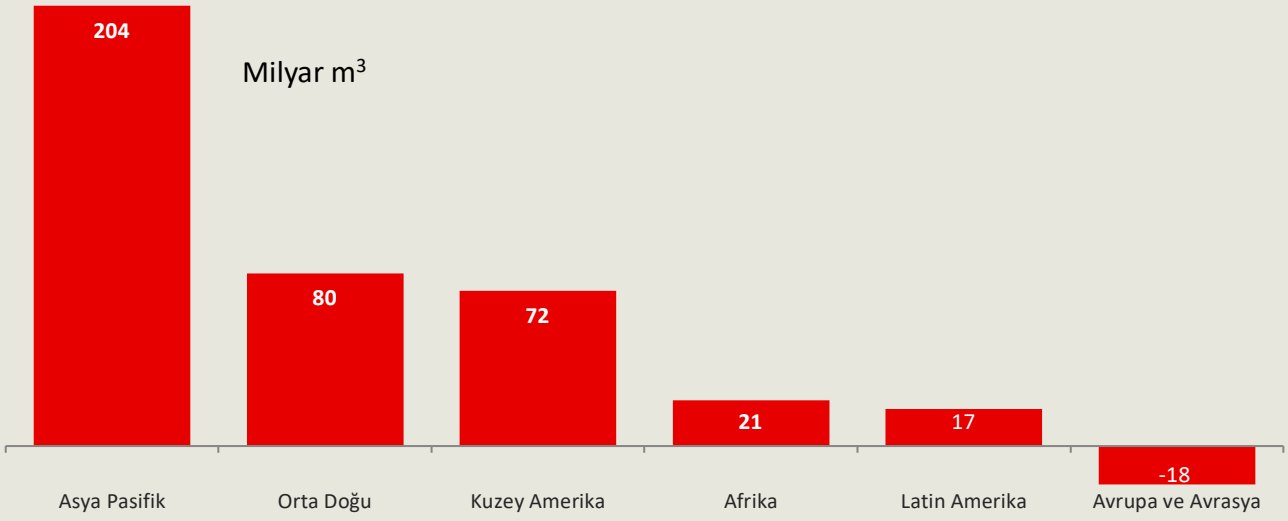
Küresel Doğal Gaz Tüketimi

2017 yılında küresel doğal gaz talebi, bir önceki yıla göre %3 artarak, 3,6 trilyon m^3 olarak gerçekleşmiştir. Talep artışı, son dönemde Afrika (% 6,8), Asya Pasifik (%6,2), Orta Doğu (%5,7), Avrupa (%5,5) ve Avrasya'dan (%0,6) kaynaklanmıştır. Buna ek olarak, Kuzey Amerika (%0,7) ve Orta ve Güney Amerika'da daralma (%0,7) gözlenmiştir (Şekil 22).



Şekil 22. 2008-2017 Dünya Doğal Gaz Tüketimi (Kaynak: BP)

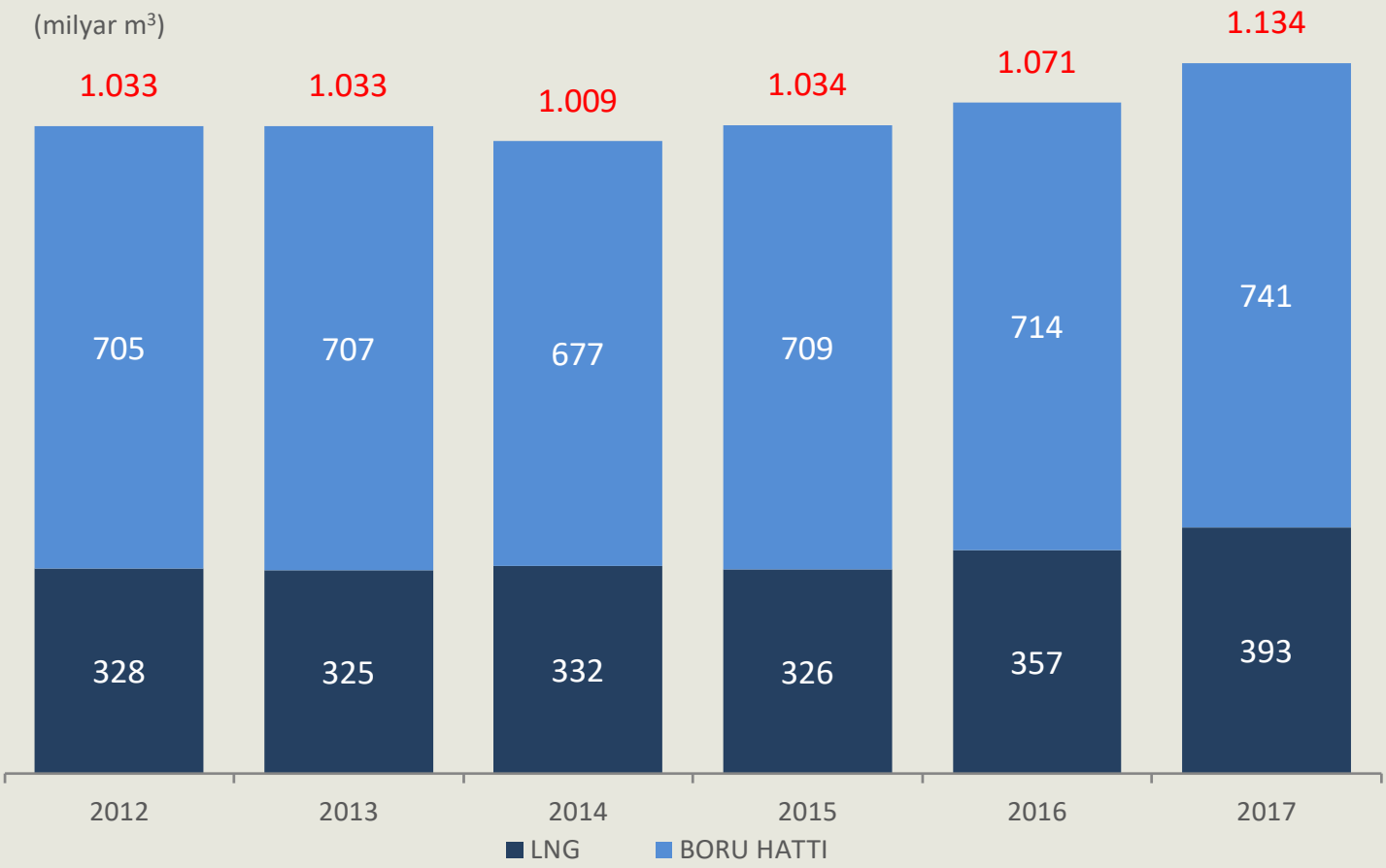
UEA'ya göre Dünya gaz talebinin 2023 yılına kadar her yıl %1,6 oranında artacağı öngörülmektedir. Bu kapsamda en yüksek talep artışının Asya Pasifik ve Orta Doğu'da yaşanması beklenmektedir (Şekil 23).



Şekil 23. 2017-2023 Dönemi Bölgelere Göre Doğal Gaz Talep Artışı (Kaynak: IEA GAS 2018)

Küresel Doğal Gaz Ticareti

2017 yılında, doğal gaz ticareti, bir önceki yıla göre % 5,8 artarak 1.134,1 milyar m^3 olarak gerçekleşmiştir. Boru hatları ile gerçekleşen ticaret % 3,6 artarak, toplamda 740,7 milyar m^3'e, LNG ticareti ise %10,3 artarak, 393,4 milyar m^3'e ulaşmıştır (Şekil 24).

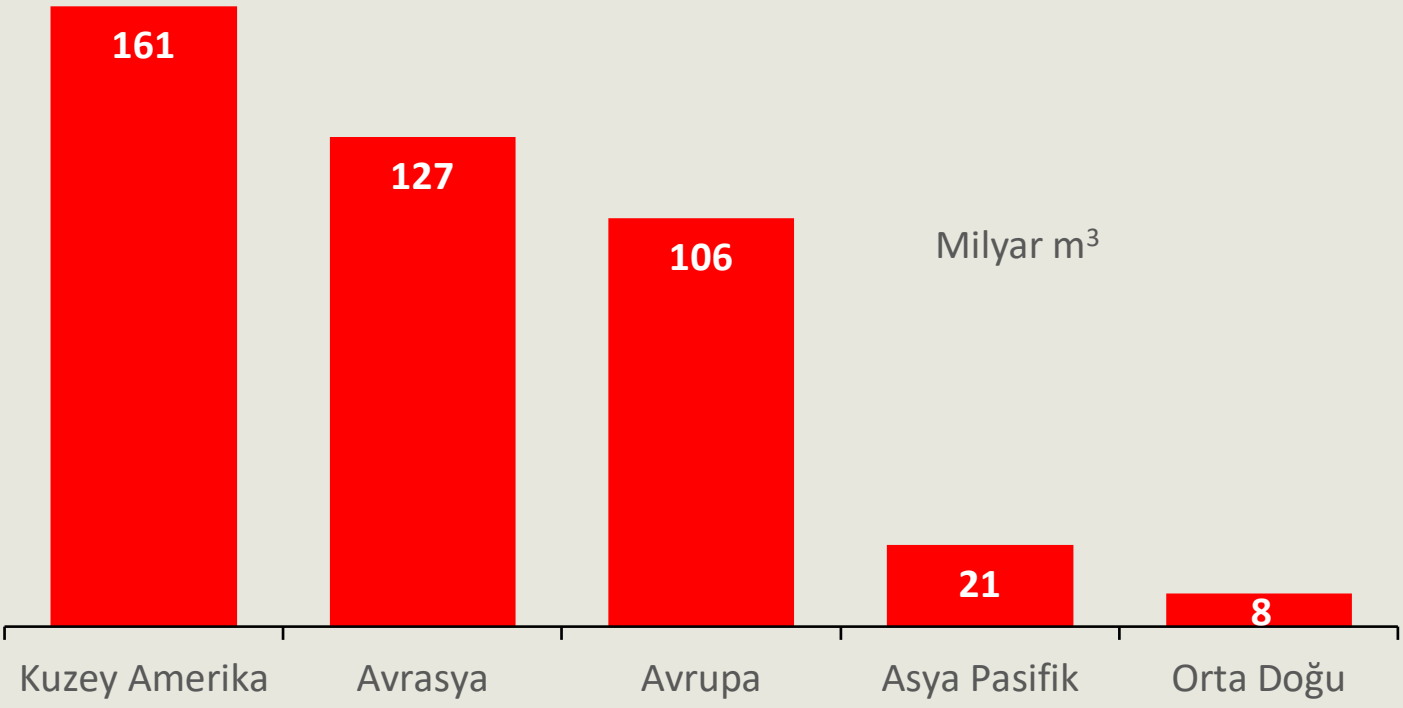


Şekil 24. 2012–2017 Küresel Doğal Gaz Ticareti (Kaynak: BP)

UEA, doğal gaz ticaretinin 2017 yılından itibaren artmaya devam etmesi beklenmektedir. Bölgeler arası doğal gaz ticaretinin toplam doğal gaz ticaretinin %31'ine gelmesi beklenirken, özellikle LNG'nin payının %40'a hacim olarak ise 505 milyar m3'e ulaşması beklenmektedir. Bu durum üzerinde etkili olan husus büyük ölçüde LNG'nin enerji portföyü konusunda esneklik ve enerji arz güvenliği boyutunda farklı ülkelerin tedarik sağlaması hususunda avantajlar getirmesi beklenmektedir. Yine doğal gaz fiyatlaması konusunda petrole endeksli sözleşmelerin ağırlığının giderek azalması ve spot fiyatlamanın artması beklenmektedir.

Küresel Doğal Gaz Depolama Faaliyetleri

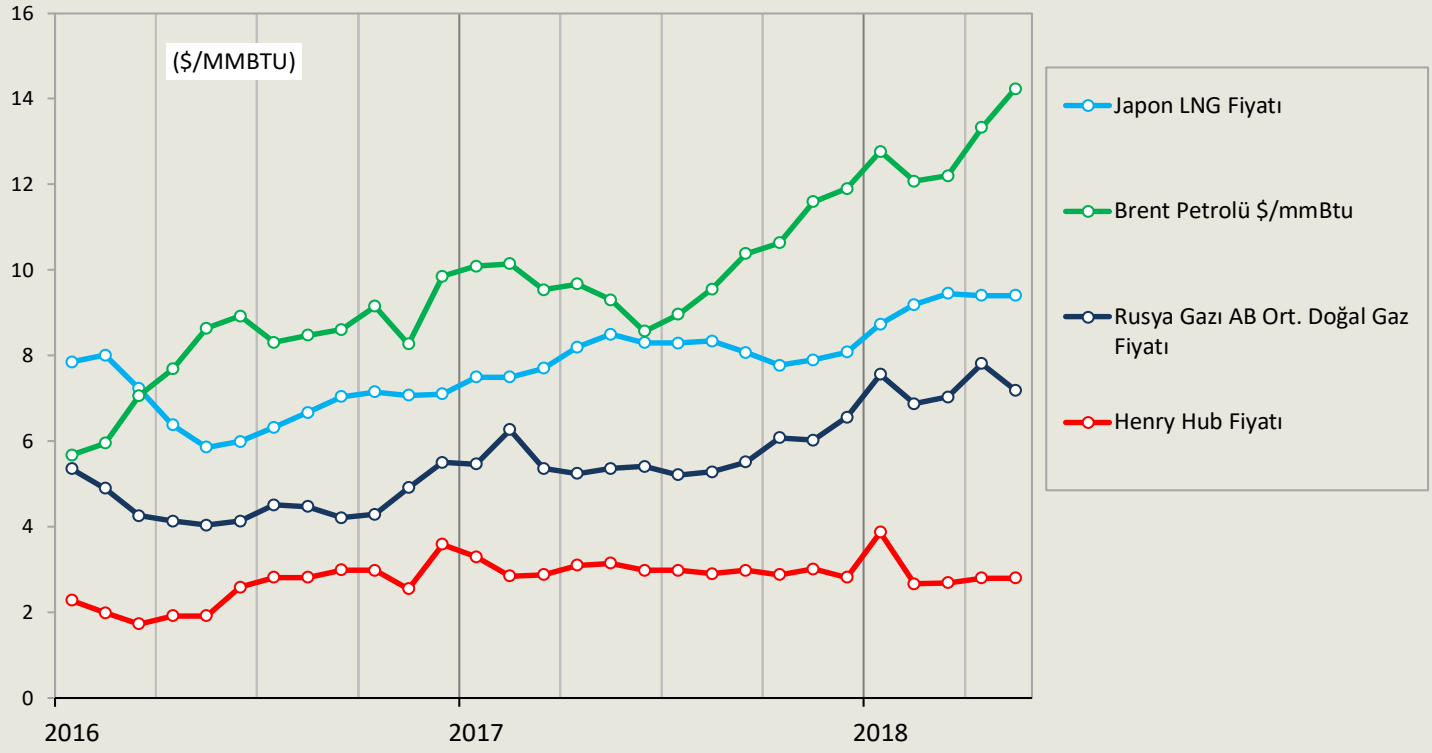
Cedigaz istatistiklerine göre 2016 yılının sonunda, dünya doğal gaz depolama kapasitesi 424 milyar m^3 olarak kaydedilmiştir. İlgili kapasitenin %38'i (161,1 milyar m^3) Kuzey Amerika'da, %25'i (106 milyar m^3) Avrupa'da, %30'u (127,2 milyar m^3) Avrasya'da %5'i (21,2 milyar m^3) Asya Pasifik'te, %2'si (8,5 milyar m^3) Orta Doğu'da bulunmaktadır (Şekil 26). İlgili depolama kapasitesinin %80'ini boşalmış rezervuarlar (depleted reservoirs), %12'sini akiferler, %8'ini ise tuz mağaraları oluşturmaktadır (Şekil 25).



Şekil 25. 2016 Bölgesel Doğal Gaz Depolama Kapasiteleri

Doğal Gaz Fiyatları

2016 - 2017 yılları arasında petrol fiyatları 6 ile 12 $/mmBTU aralığında seyretmiştir. Petrol fiyatının seyri özellikle petrol ürünleri ve petrole endeksli doğal gaz ticareti açısından önemlidir. 2016 yılsonunda, petrole endeksli olan Japonya LNG fiyatı 7,10 $/mmBtu, büyük ölçüde uzun vadeli kontratlara ve petrole endeksli Rusya'nın AB'ye doğal gaz ihraç fiyatı 5,50 $/mmBtu, spot piyasada alınıp satılan Henry Hub doğal gaz fiyatı ise 3,59 $/mmBtu olarak yılı noktalamıştır. 2017 yılsonunda ise, Japonya LNG fiyatı 8,10 $/mmBtu; Rusya AB'ye doğal gaz ithalat fiyatı 6,56 $/mmBtu; Henry Hub doğal gaz fiyatı ise 2,82 $/mmBtu olarak gerçekleşmiştir. 2018 yılında doğal gaz talebinin yüksek seyretmesi ve petrol fiyatlarının da yükselmesi ile birlikte doğal gaz fiyatlarının yükselmesi beklenmektedir. (Şekil 26).



Şekil 26. 2016-2018 Dönemi Brent Petrol Fiyatı ve Doğal Gaz Fiyatları (Kaynak: Ychart)

Doğalgaz fiyat hareketleri değerlendirildiğinde, kış aylarında doğal gaz fiyatlarının bütün coğrafyalarda yükselişe geçtiği görülmektedir. Önümüzdeki dönemde, Japonya LNG fiyatlarında giderek petrol fiyatlarının etkisinin azalması, fiyat formülasyonunda petrolün daha az tercih edilmesi beklenmektedir. UEA, 2040 yılına kadar olan projeksiyonunda, Asya piyasalarında doğal gaz fiyatlarının diğer piyasaların üzerinde seyretmesini beklemektedir. Ayrıca, ABD'nin Henry Hub fiyatlarına bağlı LNG ihraç fiyat formülasyonu kullanması nedeniyle, dünyanın diğer bölgelerinde de Henry Hub doğal gaz fiyatı ile ilişkili fiyat hareketlerinin oluşması beklenmektedir.

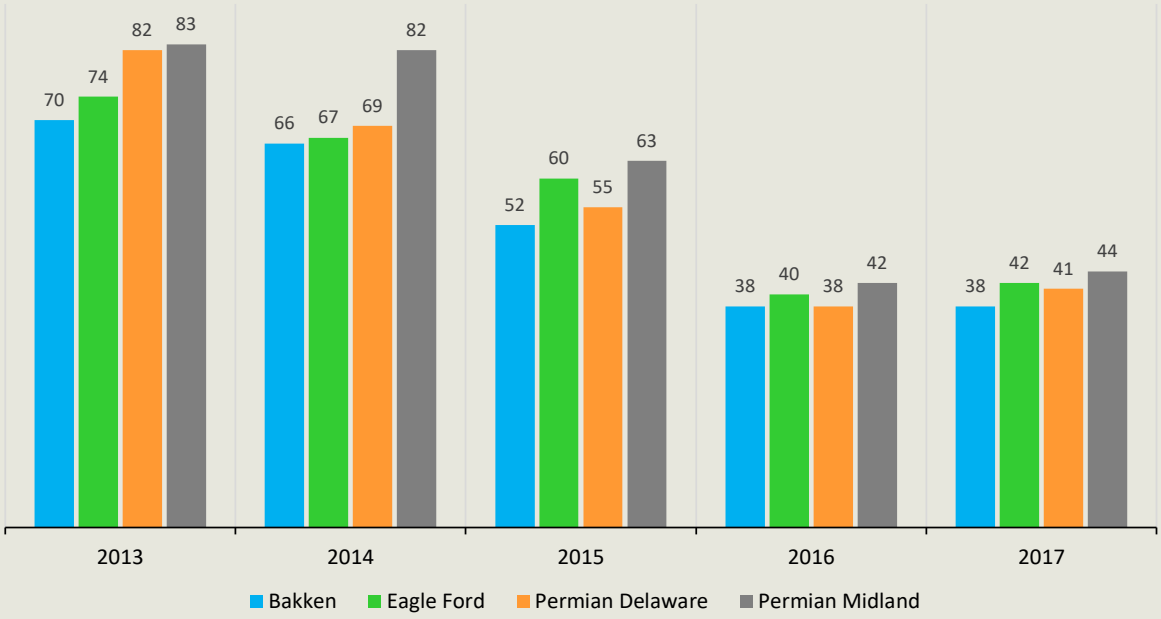
Ankonvansiyonel Gaz Üretimi ve Enerji Sektörüne Etkileri

Dünyada teknik olarak üretilebilir ankonvansiyonel kaynakların 340 milyar varil petrol ve 212 trilyon m3 gaz olduğu tahmin edilmektedir. Bu kaynaklar, küresel olarak yaygınlık gösterseler de; gerek üretim, gerekse kaynak açısından en zengin bölge Kuzey Amerika'dır ikinci sırada Asya yer almaktadır.

İleri teknoloji ve geçtiğimiz dönemlerde yüksek seyreden petrol fiyatları ortamı, özellikle Kuzey Amerika'daki büyük ankonvansiyonel kaynakların ticari hale gelmesine sebep olmuştur. ABD petrol endüstrisi, hidrolik çatlatma ve yönlü sondaj gibi teknikler ile üretim faaliyetlerini hızlandırmıştır. Bu gelişmeler, küresel enerji dengelerini de değiştirmiştir. Dünyanın en büyük gaz üretici ülkesi olarak ABD, Suudi Arabistan ve Rusya gibi büyük üreticilerle aynı tarafta yer almaya başlamış ve bu durum ABD'nin enerji politikalarına da yansımıştır. Bunun sonucunda, ABD kaynak kıtlığı politikaları döneminden kaynak bolluğu politikaları dönemine geçiş yapmıştır. 2008'de 5 milyon v/g olan ABD petrol üretimi, güçlü ve durağan petrol fiyatları ortamında yaşanan teknolojik gelişmeler ve risk alma iştahının etkisinde artmaya devam etmiştir.

Ankonvansiyonel üretim, petrol fiyatlarının 2014 yılı ortalarında düşmeye başlamasıyla yavaşlamış, ABD'de ankonvansiyonel üretim yapan bazı şirketler finansal olarak sıkıntılar yaşanmıştır. 2014 yılı ortalarında 9 milyon varile yaklaşan günlük üretim, fiyatlardaki düşüşe rağmen 2015 yılı ortalarına kadar artmaya devam ederek 9,5 milyon varile ulaşmıştır. Petrol fiyatlarının 30 $/v civarına kadar düştüğü 2016 yılında ise tekrar 2014 yılı seviyelerine dönerek 8,8 milyon v/g'de sabit bir seyir izlemiştir. Petrol fiyatlarının tekrar yükselmeye başlaması ve sektörel verimliliğin artışı ile üretim seviyeleri 2018 itibariyle üretim günlük 10 milyon varili aşmıştır.

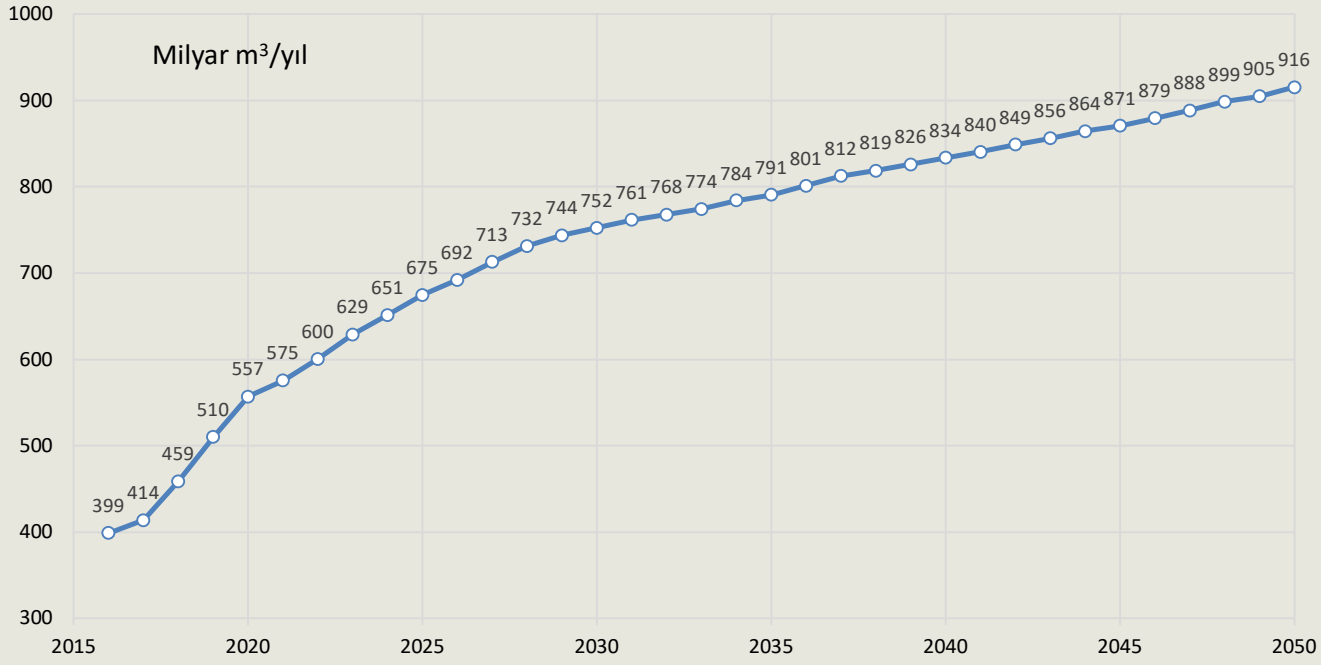
ABD ankonvansiyonel üretiminin beklenildiği kadar düşmemesi sahalarda yaşanan maliyet düşüşü ile açıklanmaktadır. Şekil 27'de görüldüğü gibi ABD'deki başlıca ankonvansiyonel sahalarda başabaş maliyetler 70 - 80 $/v bandından 40 $/v civarına düşmüştür.



Şekil 27. 2013-2017 Kuyubaşı Şeyl Üretim (Başa Baş) Maliyetleri (Kaynak: Rystad Energy)

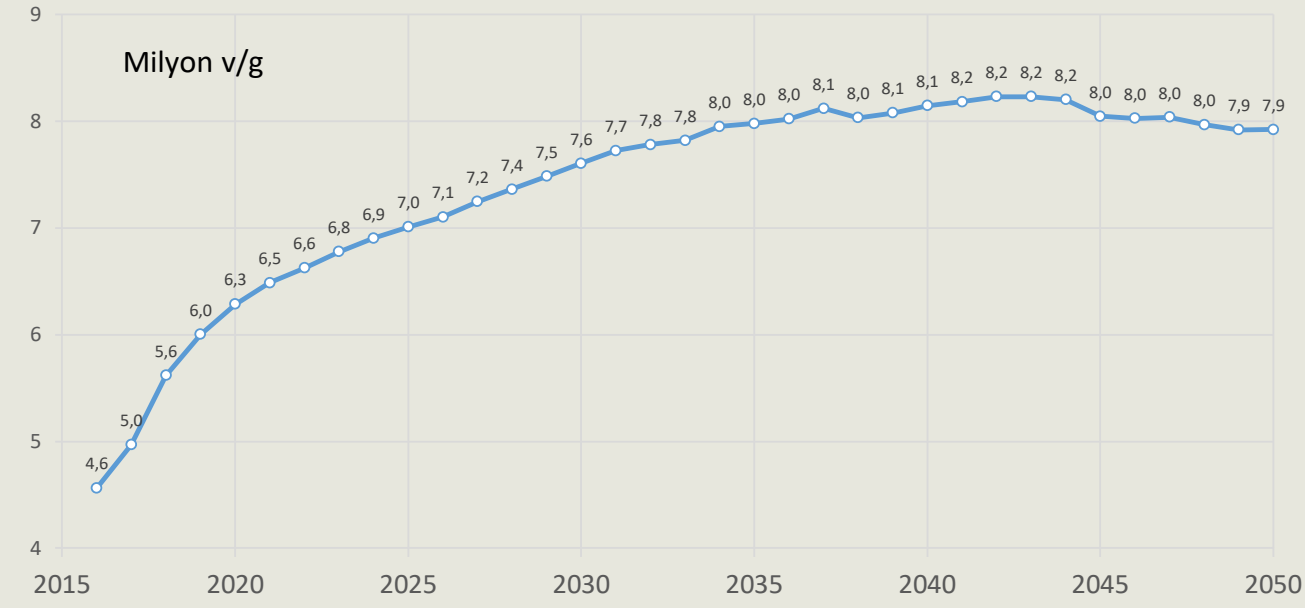
Kuyu başı başabaş maliyetlerinin düşüşü, şeyl alanlarında kuyu performansının artışı ile açıklanmaktadır. İlk 30 gün üretim performansı bakımından incelendiğinde, Permian sahası kuyularının üretimi 2014'e göre %60 artarak 2017 itibariyle günlük 1220 varile yükselmiştir. Permian'deki performans artışının sebeplerinden birisi de sondaj faaliyetlerinin en verimli alanlara odaklanılması olarak gösterilmektedir. Bu bölgelerdeki kuyular diğer alanlara göre daha düşük başabaş maliyete sahip olmaları sebebiyle öne çıkmaktadır. 2013'te kuyuların %46'sı en verimli alanlarda gerçekleşirken, 2016'da bu oranın %80'e ulaştığı belirtilmektedir. Kuyu tamamlama faaliyetlerindeki optimizasyon işlemlerinin de performansı arttıran diğer etkenlerden olduğu değerlendirilmektedir.

Ankonvansiyonel üretimin küresel enerji piyasasında önemini uzun vadede de sürdürmesi beklenmektedir. ABD Enerji Bilgi İdaresi referans senaryosuna göre, ABD şeyl gaz üretiminin de 2016'daki yıllık 400 milyar m3'ten 2050'de 916 milyar m3 civarına çıkacağı tahmin edilmektedir (Şekil 28).



Şekil 28. ABD Şeyl Gaz Üretim Projeksiyonu (Kaynak: EIA)

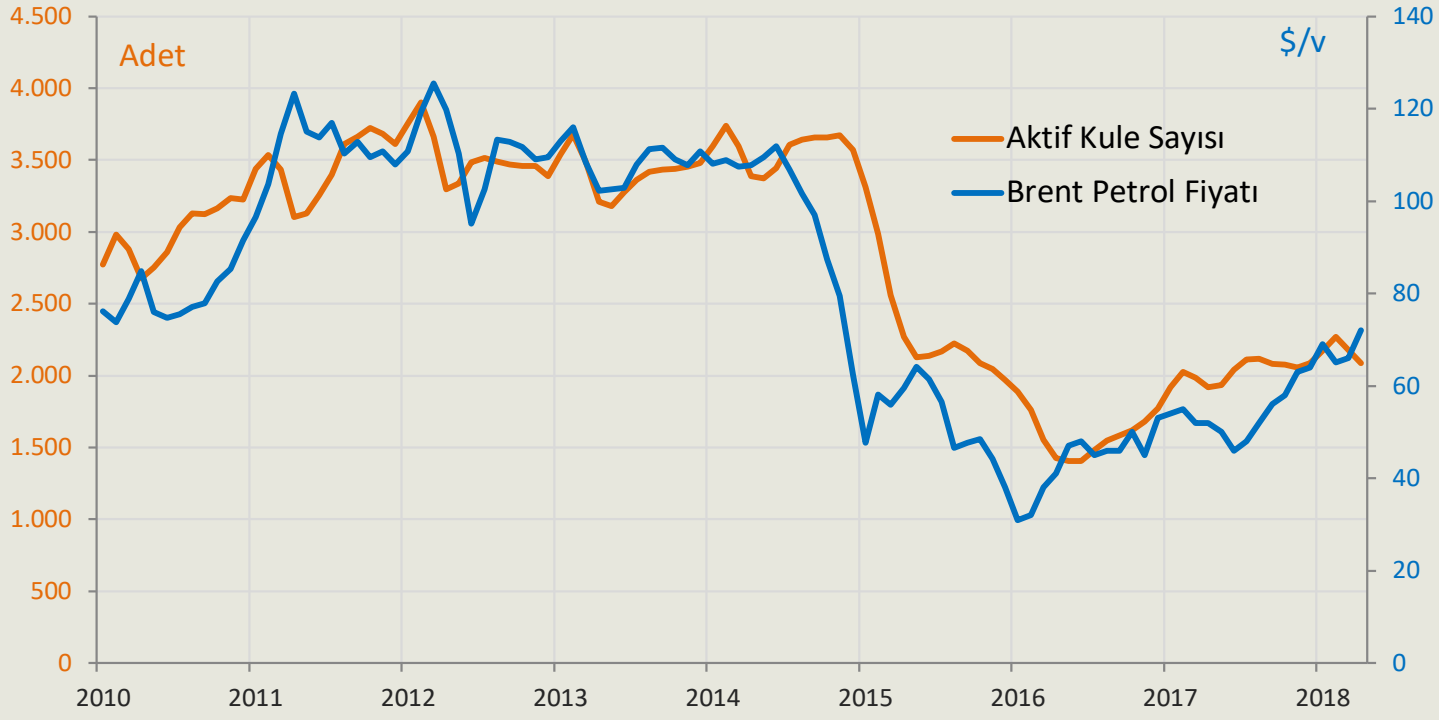
ABD Enerji Bilgi İdaresi'ne göre 2016 itibariyle 4,6 milyon varil olan günlük ABD tight petrol üretiminin 2025 sonrası durağan bir seyir izleyip 2050 yılında günlük 7,9 milyon varil olacağı tahmin edilmektedir (Şekil 29).



Şekil 28. ABD Şeyl Gaz Üretim Projeksiyonu (Kaynak: EIA)

Aktif Kule Sayısı ve Arama - Üretim Faaliyetleri

Küresel arama-üretim sektörü, sondaj kule sayıları ve Brent petrol fiyatı incelendiğinde, petrol fiyatındaki değişimlerin kule sayısına yaklaşık üç ay gecikmeyle yansıdığı görülmektedir. Petrol fiyatlarının 2010 yılı Ocak ayından beri yükseliş eğilimini sürdürmesi, Mart 2012'de 125 $/v'i görmesiyle kule sayıları da aynı dönemde 3.900 civarına yükselmiştir. 2014 yılı sonuna kadar 3.500 civarında seyreden kule sayıları, petrol fiyatlarının 52 $/v düzeyinde seyrettiği 2015'te 2.000'lere, ortalama petrol fiyatının 43 $/v olduğu 2016'da ise 1.400 civarına kadar düşmüştür. 2017'de petrol fiyatlarının tekrar 55 $/v civarına çıkmasıyla, kule sayıları da 15 ay sonra 2.100'leri aşmıştır. Şubat 2018'de ise 2271'e yükselerek, son 3 yılın en yüksek seviyesine ulaşmıştır (Şekil 30).



Şekil 30. Dünyada Aktif Sondaj Kule Sayısı ve Petrol Fiyatları (Kaynak: Baker Hughes ve Energy Intelligence)

Dönemsel olarak farklılıklar göstermekle birlikte, ABD'deki aktif kule sayısı, dünya ortalamasının %36'sı ile %60'ı arasında değişmektedir. Öyle ki, ABD'nin kule sayısındaki artış ve azalış, küresel kule sayılarını da etkilemektedir. Örneğin küresel kule sayısının son yıllarda zirveye çıktığı Şubat 2014'te küresel aktif kule sayısı 3.736 olarak gerçekleşirken, ABD kule sayısı 1.729 olarak gerçekleşmiştir. Aynı şekilde Nisan 2018'de küresel kule sayısı 2.087 olarak gerçekleşirken, ABD kule sayısı da son dönemdeki en yüksek seviyeye yükselerek 1.011 olarak gerçekleşmiştir.

Bölgesel güvenlik riskleri arttığında, kule sayılarında azalma olmakla birlikte, petrol fiyatları ile ilişkilendirildiğinde, kule sayısının düşmesinin sebebi, sektörde faaliyet gösteren şirketlerin gelirlerinde meydana gelen düşüşle, yatırımlarını azaltmalarıdır. Yatırımlar çerçevesinde, şirketler yeni arama kuyusu açmak yerine açacakları kuyuları azaltmayı tercih etmektedirler. Kule sayısındaki düşüş, orta vadede daha az rezerv ekleme ve üretimde azalma beklentisi yaratıp, petrol fiyatlarının daha da düşmemesine veya kısmi yükselmesine neden olabilmektedir.

1.5 PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE DİJİTALLEŞME VE MALİYET DÜŞÜRME

Son yıllarda, petrol sektöründe teknoloji, sektörün işleyişi üzerinde büyük etki sahibi olmuştur. Daha önce gidilemeyen coğrafyalarda üretim imkanı doğmuş, teknolojik olarak zorlu bölgelerde üretim imkanı doğmuş, mevcut rezervuarlarda ise kurtarım faktörünün arttırılmasında teknoloji büyük rol oynamıştır.

Uluslararası Enerji Ajansının verilerine göre, petrol sektöründe yeni dijital teknolojiler ile, %10 ile %20 arası üretim maliyetlerinin düşme imkanı bulunmaktadır. Buna ek olarak, mevcut rezervuarlarda %5'lik bir kurtarım faktörü artışı da söz konusu olabilmektedir.

Halihazırda, sektörde dijital teknolojiler özellikle sismik veri işleme ve rezervuar modellemeleri alanında başarı ile kullanılmaktadır. Ancak gelişen teknoloji ve dijitalleşme petrol sektörünün farklı alanlarına da hızla yayılmaktadır. Bu kapsamda uzak bölgelerdeki boru hattı ve üretim tesislerini denetleme için insansız hava araçlarının kullanımı da yaygınlık kazanmaktadır. Ancak ilgili teknolojilere ek olarak, mevcut veriler üzerinden de büyük veri (big data) işleme ve değerlendirme ile teknolojiden faydalanma imkanı söz konusu olmuştur.

Yeni teknolojilerin destek süreçlerinde kullanılması ile kararların optimize edilmesi mümkün olmaktadır. Bu kapsamda önleyici bakım süreçlerinin, insansız hava araçları ve sensörler ile yürütülmesinin bakım onarım süreçlerinde %13 ile %25 arasında işletme maliyetlerinde düşüş sağlaması beklenmektedir. Buna ek olarak, rezervuara ilişkin modellemenin daha iyi yapılabilmesini sağlayan teknolojiler ile (4D seismic imaging gibi), rezervuarların sınırlarının daha iyi anlaşılması ve %20'ye kadar sermaye maliyetlerinde tasarruf sağlamasının mümkün olduğu değerlendirilmektedir (Tablo 3).

Tablo 3. Dijital Teknolojilerin Petrol Sektöründe Kullanımı

	İYİLEŞTİRME ORANI	İYİLEŞTİRME TÜRÜ
4B SİSMİK GÖRÜNTÜLEME	%0 - %20	KURTARIM FAKTÖRÜNÜN/ REZERVUAR ÖZELLİKLERİNİN TANINMASI
İNSANSIZ HAVA ARAÇLARI SENSÖRLER	%13 - %25	BAKIM ONARIM SÜREÇLERİNDE İYİLEŞTİRME
YENİ DİJİTAL TEKNOLOJİLER	%10 - %20	MALİYET DÜŞÜŞÜ
YENİ DİJİTAL TEKNOLOJİLER	%0 - %5	KURTARIM FAKTÖRÜNÜN ARTMASI
BÜYÜK VERİ	%5 <	GENEL MALİYET DÜŞÜŞÜ HER ALANDA KULLANILABİLİR

2. TÜRKİYE'DE PETROL VE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN GÖRÜNÜMÜ

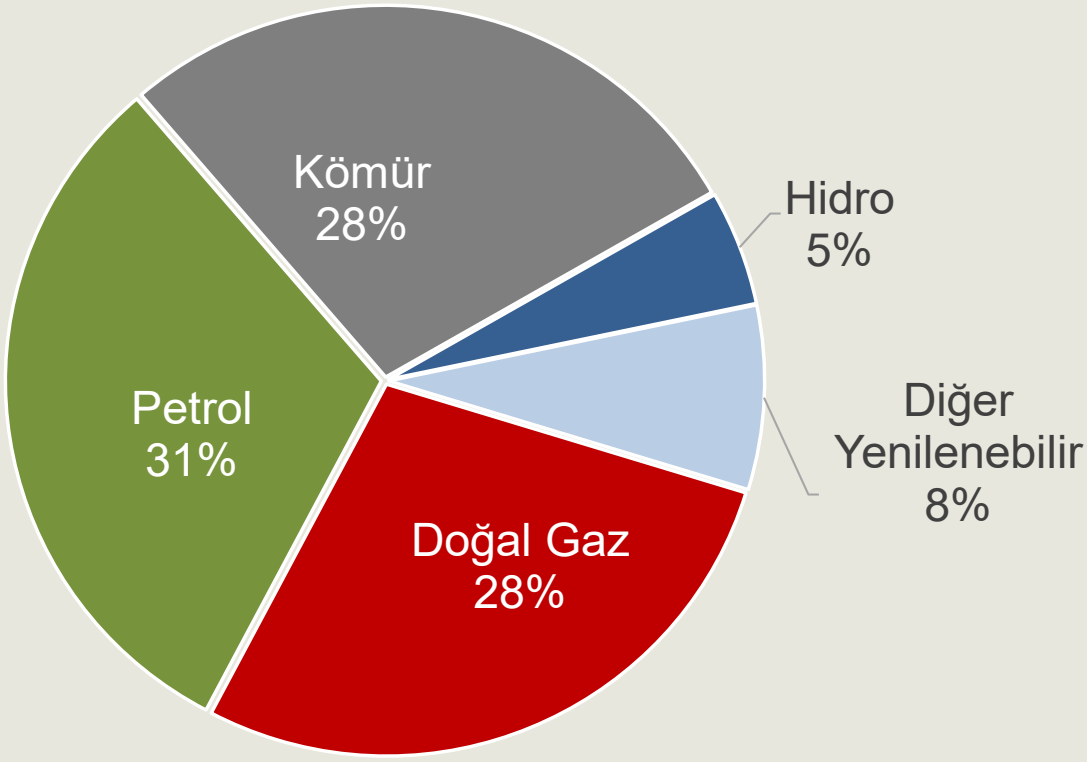
Ortadoğu, Hazar Bölgesi, Rusya ve Orta Asya gibi ispatlanmış petrol ve doğal gaz rezervleri bakımından zengin bölgeler ile, başta AB ülkeleri olmak üzere, petrol ve doğal gaz ithalat bağımlılığı yüksek olan ülkeler arasındaki coğrafi konumuyla Türkiye, enerji kaynaklarının arz ve talep edilen bölgeler arasında taşınmasında stratejik öneme sahiptir. Özellikle Azerbaycan gazını Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşıyacak TANAP Projesi, Türkiye'nin stratejik öneminin daha da ön plana çıkmasını sağlamıştır.

OECD ülkeleri arasında, 2010 yılından bu yana en yüksek enerji talep artış oranına sahip olan Türkiye'nin büyük ölçüde enerji ithalatına bağımlı olması, enerji güvenliği açısından dikkati çeken bir husustur. Bu kapsamda gerek TPAO, gerekse diğer enerji şirketleri farklı projelere ile, enerji arzının sürmesi ve yerli kaynakların değerlendirilmesi için çalışmaktadır.

Petrol fiyatlarının düşük seyretmesi, diğer petrol ve doğal gaz ithal eden ülkeler gibi Türkiye'nin de petrol ve doğal gaz ithalat maliyetinin azalmasını sağlamıştır. Petrol fiyatlarının düşmeye başladığı 2014 yılında 43,6 milyar $ olan cari açık, petrol fiyatlarının düşük seyrettiği 2015 ve 2016 yıllarında sırasıyla 32,1 milyar $ ve 32,6 milyar $ olarak açıklanmıştır. 2017 yılında, petrol fiyatlarında geçen iki yıla oranla görece artış kaydedilmiş, bu yıl Türkiye'nin cari açığı 47,1 milyar $ olarak açıklanmıştır.

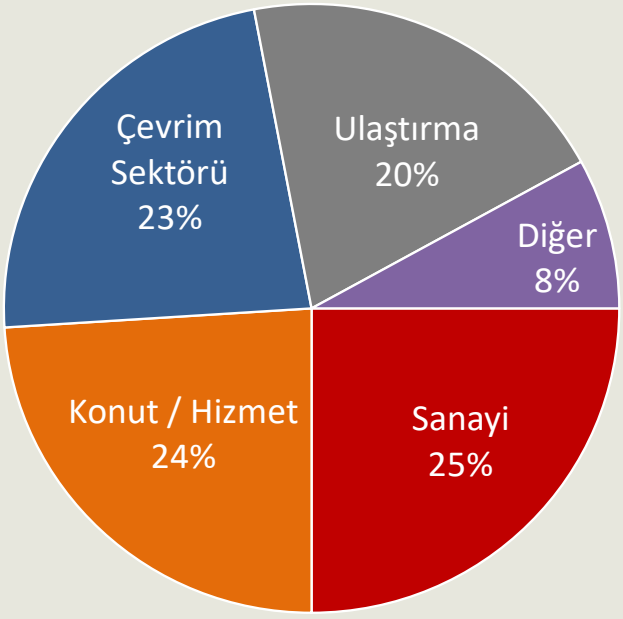
2.1. TÜRKİYE ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

Türkiye gelişen ekonomisi ile dünyanın önemli enerji tüketicileri arasında yer almaktadır. 2016 yılında, Türkiye'nin 136,2 milyon ton petrol eşdeğeri (tpe) olan birincil enerji talebinde petrol %31 ile birinci sırada yer alırken, %28'erlik oranlar ile doğalgaz ve kömür, petrolü takip etmiştir (Şekil 31).



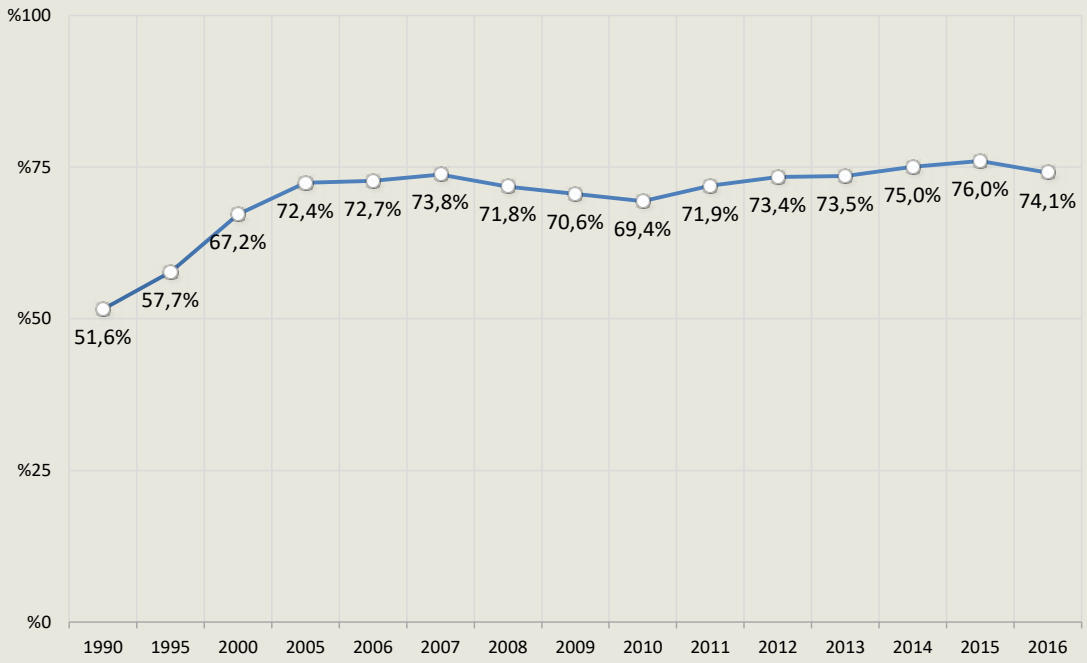
Şekil 31. 2016 yılı Türkiye birincil enerji talebi (Kaynak: ETKB)

Türkiye birincil enerji talebinin sektörlere göre dağılımı incelendiğinde; tüketimin %25'inin sanayide, %24'ünün konutlarda ve hizmet sektöründe, %23'ünün çevrim sektöründe (elektrik üretiminde) ve %20'sinin ise ulaştırma sektöründe kullanıldığı görülmektedir (Şekil 32).



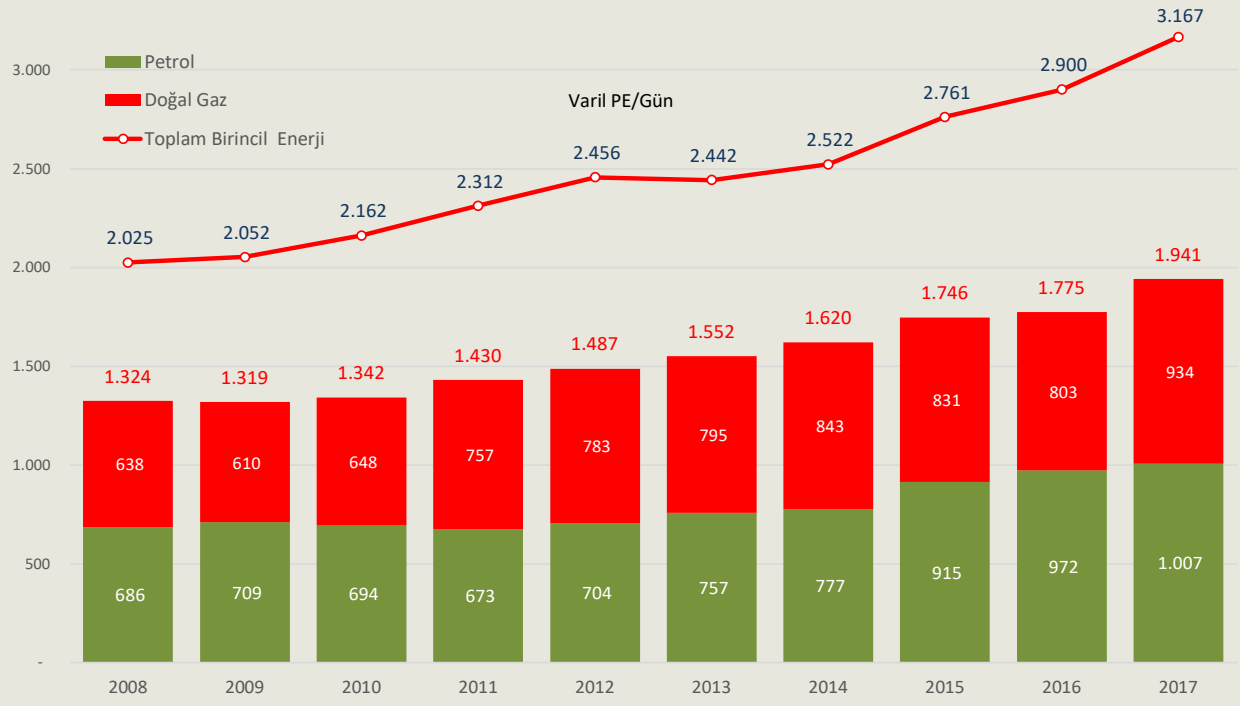
Şekil 32. 2016 Yılı Türkiye Enerji Tüketiminin Sektörel Dağılımı (Kaynak: ETKB)

Birincil enerji talebinin yerli üretim ile karşılanma oranı (TYÜKO), 2016 yılında %25,9 olarak gerçekleşmiştir. Diğer bir ifadeyle, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı bir önceki yıla göre yaklaşık %1,9 azalarak %74,1 seviyesinde gerçekleşmiştir (Şekil 33). Dışa bağımlılık oranı, özellikle 1990'ların başından itibaren doğal gaz tüketimindeki büyük yükselişe bağlı olarak önemli bir artış göstermiş ve 2000'li yılların başından itibaren %70-76 arasında bir seyir izlemiştir.



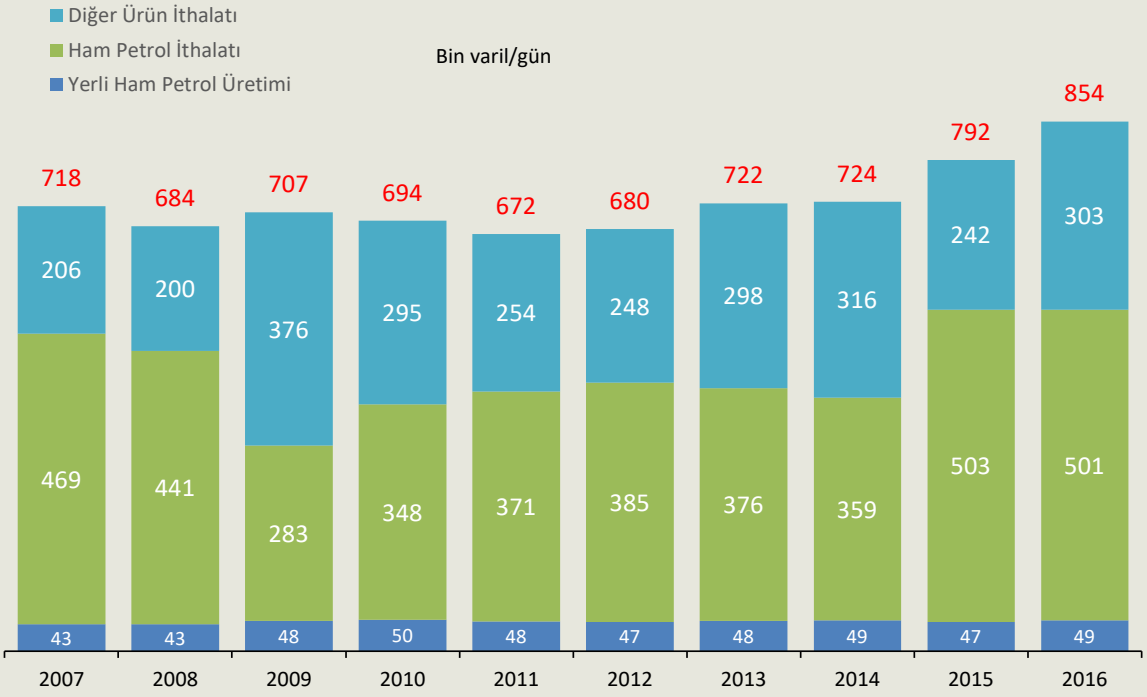
Şekil 33. 1990-2016 Yılları Türkiye Enerji Talebinin Dışa Bağımlılık Oranı (Kaynak: ETKB, EİGM)

2007-2016 yılları arasında Türkiye'nin birincil enerji tüketimi (2008 yılı hariç) sürekli yükselirken, petrol ve doğal gazın birincil enerji tüketimi içindeki payı %60'lar civarında seyretmiştir. 2016 yılında ise petrol ve doğal gaz tüketiminin birincil enerji içindeki payı %59 olarak kaydedilmiştir (Şekil 34). Bu durum büyük ölçüde doğal gaz tüketiminin düşmesi ile ilişkilidir.



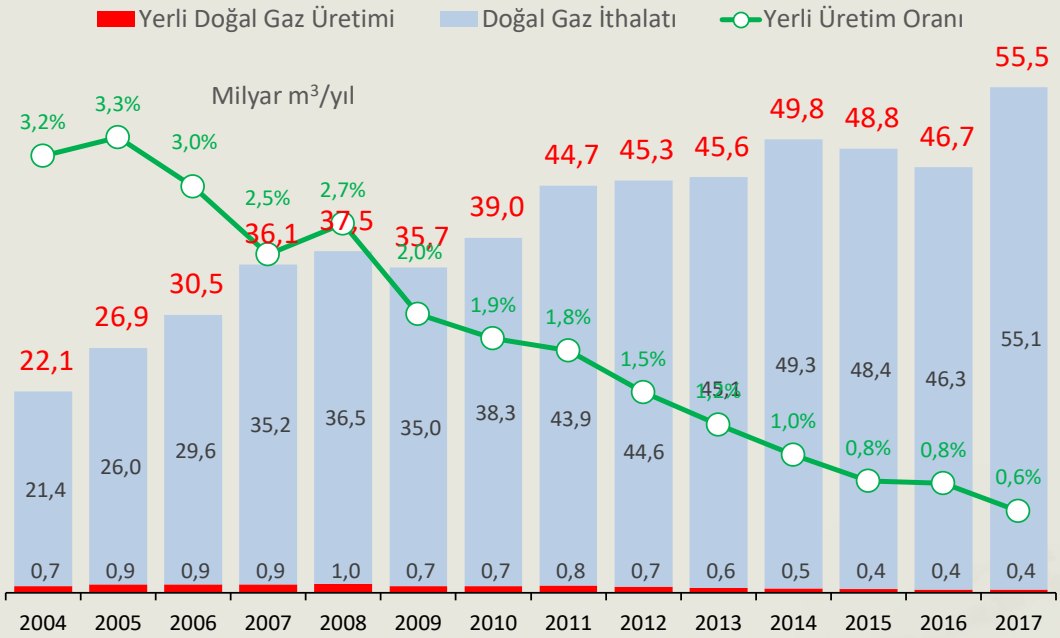
Şekil 34. 2008-2017 Yılları Türkiye'nin Birincil Enerji, Petrol Ve Doğal Gaz Tüketimi (Kaynak: BP)

2017 yılında, Türkiye'de günlük ortalama 49 bin v/g ham petrol üretimi yapılmış; buna karşılık yaklaşık 550 bin v/g ham petrol tüketilmiş; 517 bin v/g ham petrol ithalatı, 339 bin v/g ise işlenmiş ürün ithalatı gerçekleştirilmiştir. 2017 yılında, yerli ham petrol üretiminin, toplam tüketime oranı %5,4 olmuştur (Şekil 35).



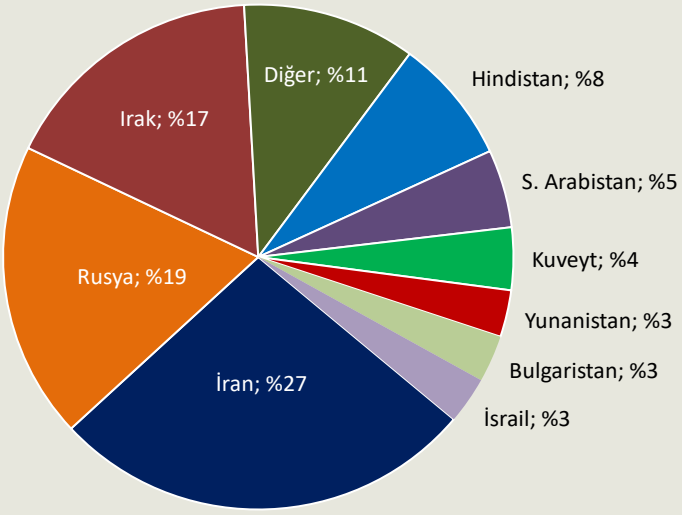
Şekil 35. 2007-2017 Yılları Türkiye'nin Petrol Tüketimi Ve Yerli Üretim (Kaynak: EPDK)

Türkiye'nin 2017 yılında yerli doğal gaz üretiminin tüketime oranı %0,6 olarak geçtiğimiz yıl ile aynı seviyede gerçekleşmiştir. 2008 yılında 1 milyar m3'e kadar çıkan doğal gaz üretimi, 2017 yılında, 354 milyon m3'e düşmüştür (Şekil 36). Diğer bir ifadeyle, petrolde ithalata bağımlılık oranı %94,6 olan Türkiye'nin, doğal gazda ithalata bağımlılık oranı %99,4'dir.



Şekil 36. 2004-2017 Yılları Türkiye'nin Doğal Gaz Arzı Ve Yerli Üretim Oranları (Kaynak: EPDK)

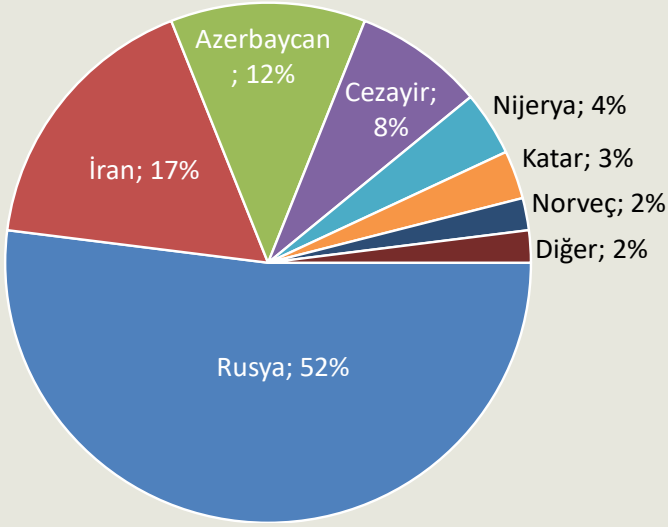
2017 yılında, Türkiye'nin ithal ettiği petrolün %89'u dokuz ülkeden gelmiştir. 2016 yılında ile ülkemizin petrol ithalatında Irak'ın %23 pay ile birinci sırada olduğu, bunu %19 pay ile Rusya'nın ve %17 pay ile İran'ın takip ettiği kaydedilmişti. 2017 yılında ise İran'ın payı önemli miktarda artarak %27 olarak gerçekleşmiş ve petrol ithalatımızda birinci sıraya yerleşmiştir. Rusya'nın payı %19 olarak sabit kalarak ikinci sırayı korumuş, Irak'ın payı ise %17'ye düşerek üçüncü sıraya gerilemiştir. 2017 yılında Irak, Rusya ve İran ile birlikte Hindistan (%8), Suudi Arabistan (%5), Kuveyt (%4) petrol ithalatımızda öne çıkan diğer ülkelerdir. Bu ülkeleri yaklaşık %3'lük payları ile Yunanistan, Bulgaristan ve İsrail takip etmektedir (Şekil 37).



Şekil 37. 2017 Yılı Türkiye'nin İthal Ettiği Petrolün Kaynak Ülkelere Göre Dağılımı (Kaynak: EPDK)

Doğal gaz tüketiminde dışa bağımlılık oranı, petrole göre yüksek olup, Türkiye gaz talebinin %99,3'ü ithalatla karşılanmaktadır. Türkiye'de, 2017 yılında yaklaşık 55 milyar m3 doğal gaz tüketilmiş ve bu rakamın %0,7'si (354 milyon m3) ülke içi üretim ile karşılanmıştır.

2017 yılı Türkiye doğal gaz ithalatının ülkelere göre dağılımında, Rusya %52'lik oran ile birinci sıradadır. Bu ülkeyi, İran (%17), Azerbaycan (%12) ve Cezayir (%8) takip etmektedir (Şekil 38).



Şekil 38. 2017 Yılı Türkiye'nin İthal Ettiği Doğalgazın Kaynak Ülkelere Göre Dağılımı (Kaynak: EPDK)

2.2. TÜRKİYE HİDROKARBON SEKTÖRÜ

Türkiye'deki Hidrokarbon Rezervleri

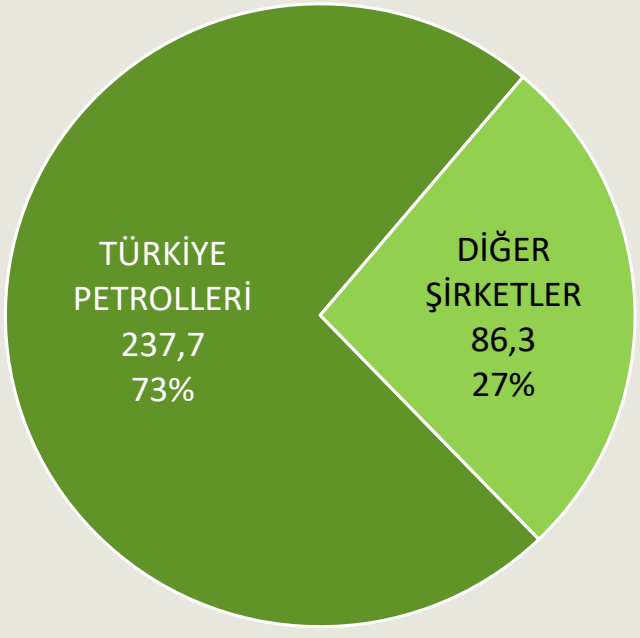
2017 yılı Türkiye üretilebilir petrol rezervi, 324 milyon varil olarak kaydedilmiştir (Şekil 39). Yeni keşifler yapılmadığı takdirde, mevcut üretim miktarı dikkate alındığında, kalan üretilebilir ham petrol rezervinin yaklaşık 18 yıllık ömrü bulunmaktadır.

Türkiye doğal gaz rezervi ise, 2017 yılında 4,8 milyar m3 olarak kaydedilmiştir (Şekil 39). Yeni keşifler yapılmadığı takdirde, mevcut üretim miktarı dikkate alındığında, kalan üretilebilir doğal gaz rezervinin yaklaşık 13,5 yıllık ömrü bulunmaktadır.

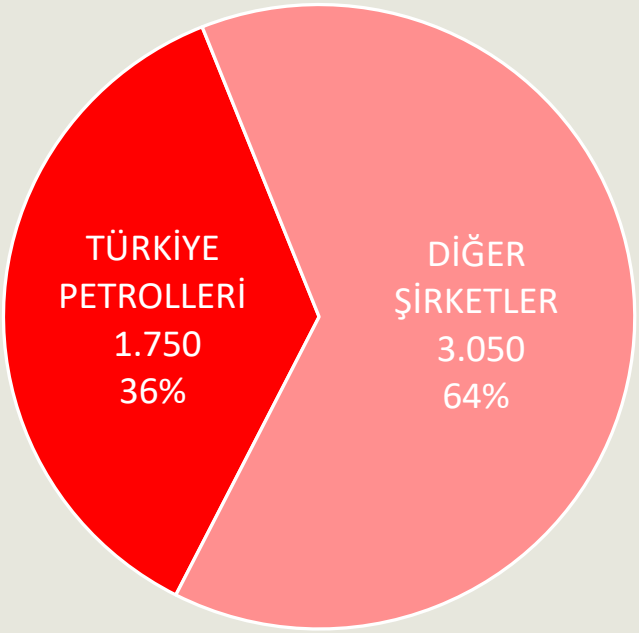
Türkiye'deki petrol sahalarının %7'sinin rezervi 25 milyon varilden büyük olup, kalan %93'ünün rezervi 25 milyon varilden azdır. Diğer bir ifadeyle, Türkiye'de keşfedilmiş petrol sahalarının %93'ü küçük saha, %7'si ise orta büyüklükteki saha sınıfındadır. Büyük saha sınıfına giren 500 milyon varilden büyük rezerv barındıran saha bulunmamaktadır. Sahaların büyük çoğunluğu yaşlı sahalar olup, bu nedenle kuyu verimleri giderek düşmektedir. Bu kapsamda, sahalarda uygulanan üretimi arttırma teknikleri, kuyuların verimi açısından büyük önem taşımaktadır.

Her geçen gün artan petrol ve doğal gaz ihtiyacının yurtiçi kaynaklardan karşılanması yönündeki faaliyetler kapsamında, yeterince aranmamış basenlerde ve özellikle Karadeniz ve Akdeniz'deki deniz alanlarında son yıllarda yapılan çalışmalar büyük bir ivme kazanmıştır.

Diğer taraftan, tüm dünyada doğal gaz piyasası dinamiklerini yeniden şekillendiren ankonvansiyonel petrol ve doğal gazın Türkiye'de aranmasına ve üretimine yönelik çalışmalara Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerinde devam edilmektedir. 2016 yılında petrol fiyatlarının düşük seyretmesi nedeniyle petrol ve doğal gaz arama yatırımlarında kesintiye gidilmiştir.



Şekil 39. 2017 Yılı Türkiye'de Kalan Üretilebilir Ham Petrol Rezervleri (Milyon Varil) (Kaynak: PİGM)

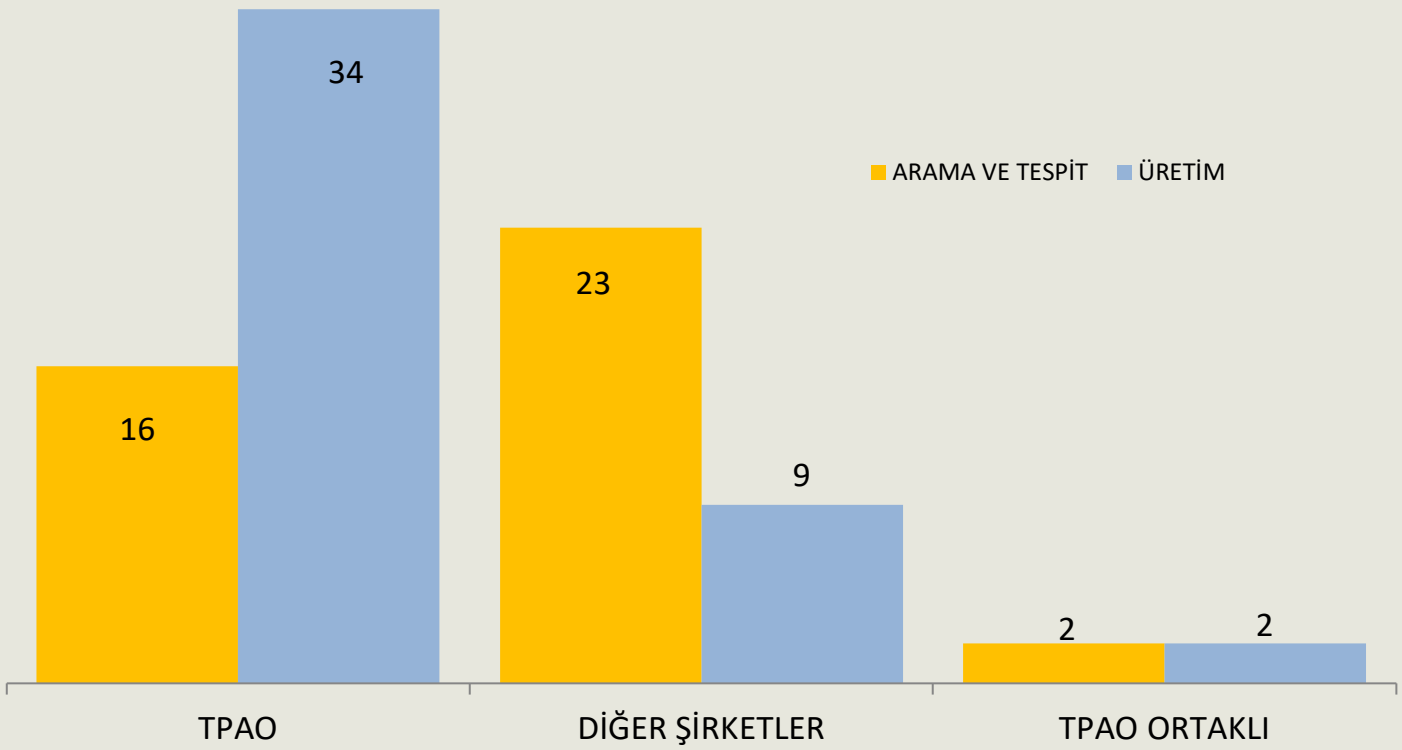


Şekil 40. 2017 Yılı Türkiye'de Kalan Üretilebilir Doğal Gaz Rezervleri (Milyon M3) (Kaynak: PİGM)

Yurt İçi Hidrokarbon Arama ve Üretim Faaliyetlerindeki Gelişmeler

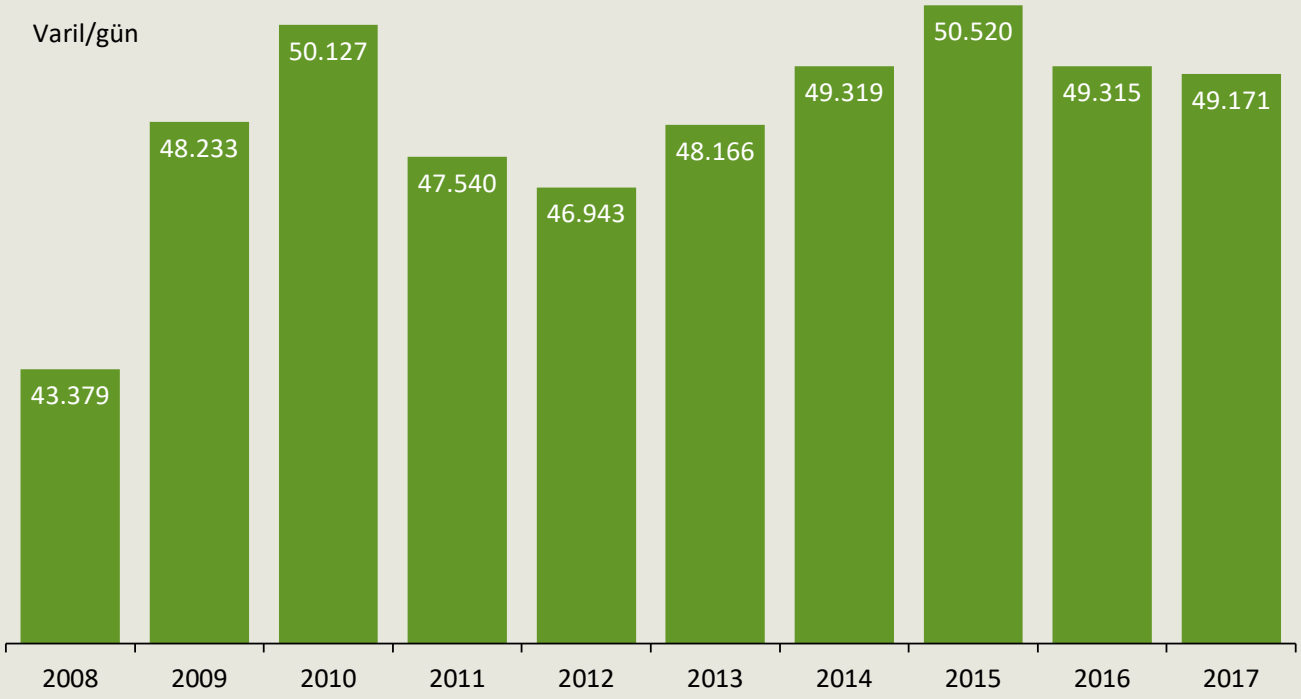
Yerli kaynakların arama ve üretimine ülke olarak önem verilmesi ve petrol fiyatlarının da yüksek seyretmesi sebebiyle 2014 yılına kadar petrol ve doğal gaz arama faaliyetlerinde artış görülmüştür. Ancak 2014 sonrası petrol fiyatlarının düşmesi, tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de petrol ve doğal gaz arama faaliyetlerinde azalmaya sebep olmuştur. Faaliyetlerdeki azalmaya rağmen, 2016 yılında Thrace Basin şirketinin Valeura Energy tarafından satın alınması ve Statoil'in Trakya bölgesinde 3 blokta Valeura Energy ile ortak olması yılın dikkat çeken şirket aktiviteleridir.

Türkiye'de 2017 yılında, TPAO tarafından 37 ekip/ay jeoloji çalışması ve 124,9 ekip/ay jeofizik saha çalışması gerçekleştirilmiştir. 2015 yılında ülke çapında 62 adet kuyuda sondaj gerçekleşirken 2016 yılında 45 sondaj gerçekleştirilmiştir. 2017 yılı içinde ise 41 adet arama ve tespit kuyusu, 45 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 86 adet kuyu açılmıştır. 2015 ve 2016 yıllarında arama ve sondaj faaliyetlerindeki azalmanın başlıca nedeni petrol fiyatlarının düşmesi ve şirketlerin buna bağlı olarak arama faaliyetlerine ayırdıkları kaynakları azaltmalardır. 2017 yılında ise, geçen yıllara oranla petrol fiyatlarında görülen görece artışın etkisiyle arama faaliyetlerinde artış görülmüştür (Şekil 41).

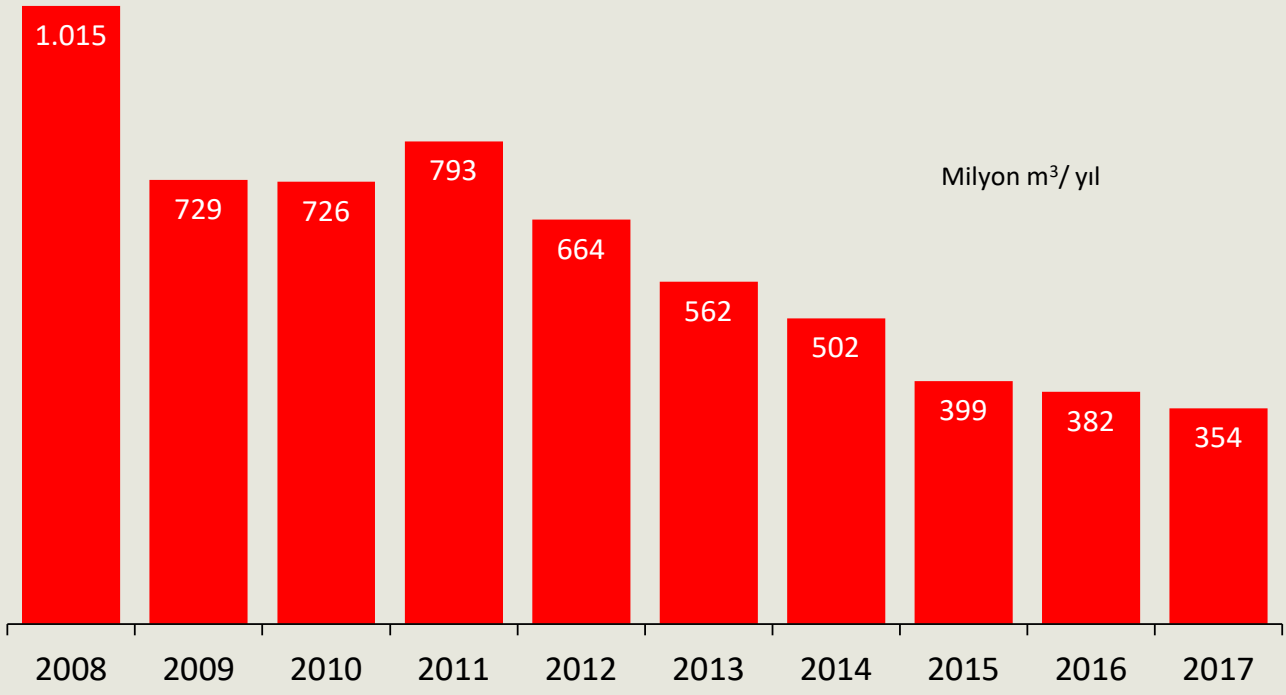


Şekil 41. 2017 Yılı Türkiye'de Yapılan Sondaj Sayıları (Kaynak: ETKB)

2017 yılında, TPAO tarafından açılan 16 arama-tespit ve 2 ortak arama-tespit kuyusundan 3 adedi petrollü, 7 adedi ise gazlı kuyu olarak tespit edilmiştir. Türkiye'de 2017 yılında 17,9 milyon varil petrol (49.171 v/g) ve 354 milyon m^3 doğal gaz üretilmiştir. Türkiye'de petrol ve doğal gaz üretimi-Akçakoca deniz alanlarındaki doğal gaz üretimi hariç-kara alanlarından yapılmaktadır (Şekil 42,43).



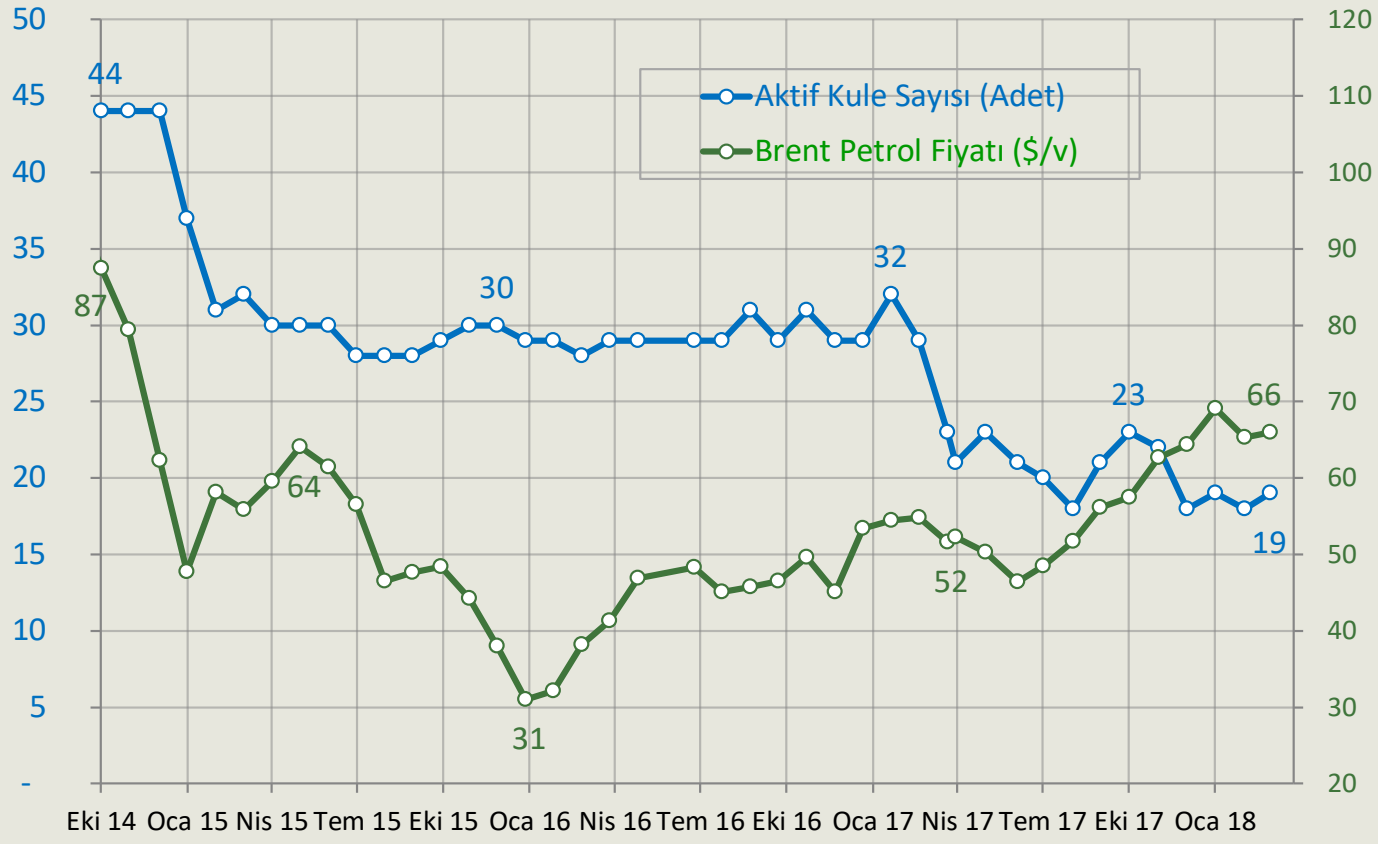
Şekil 42. 2008-2017 yılları Türkiye ham petrol üretimi (Kaynak: PİGM, JODIDATA)



Şekil 43. 2008-2017 Yılları Türkiye Doğal Gaz Üretimi (Kaynak: PİGM, JODIDATA)

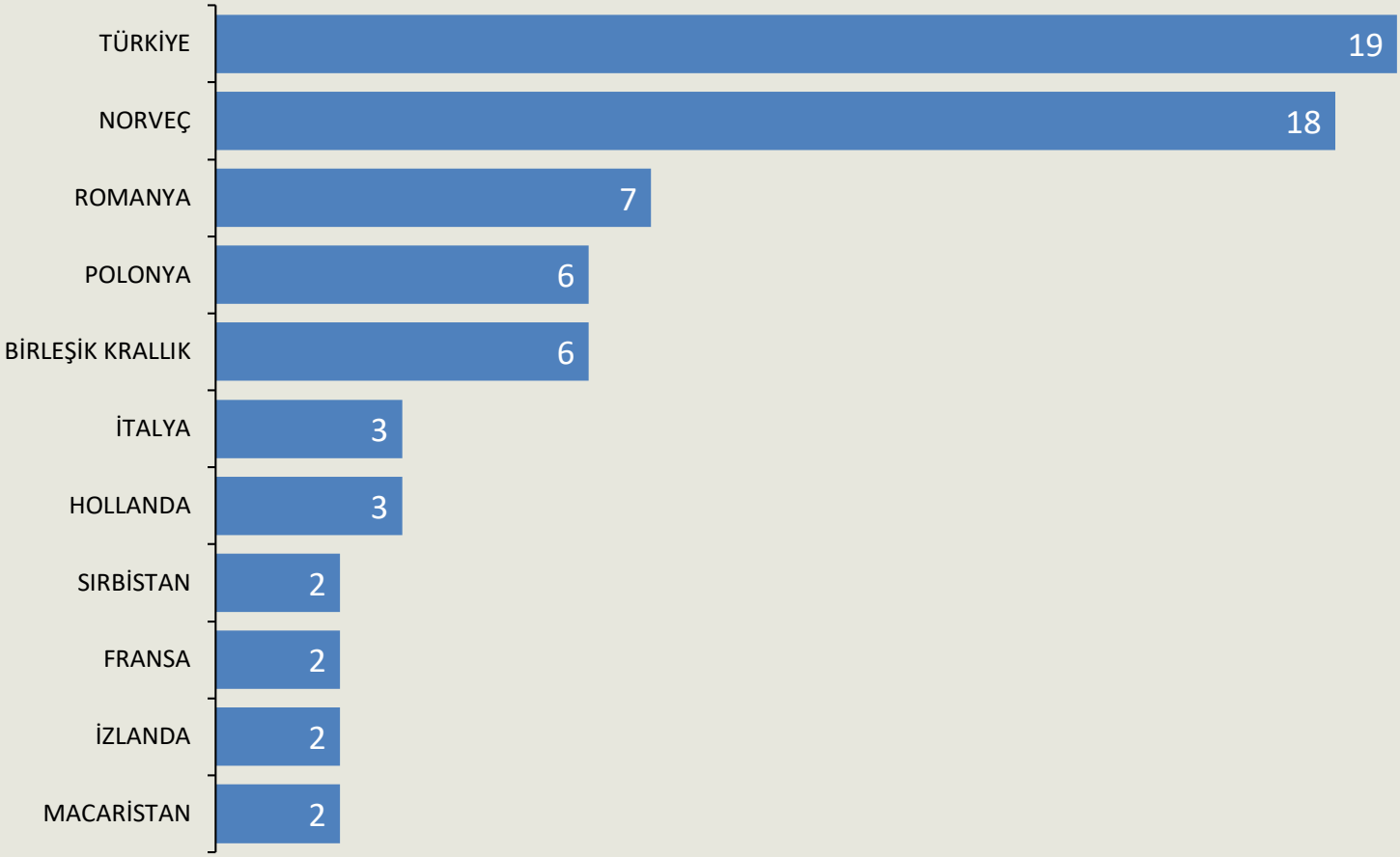
Türkiye Arama Üretim Sektörü ve Aktif Kule Sayısı

Türkiye'de aynı anda sondaj yapan aktif kule sayıları petrol fiyatları ile birlikte incelendiğinde, özellikle 2014 yılının son dönemlerinde başlayan petrol fiyatlarındaki düşüşün, ülkemizdeki aktif kule sayılarını etkilediği görülmektedir. 2014 yılı ortalarında 40'lara çıkan aktif kule sayısı 2014 Kasım ayında 44'e yükselmiştir. 2014 Haziran ayından itibaren düşüş eğiliminde olan petrol fiyatlarının kule sayısına yansıması 2014 Aralık ayından itibaren başlamış, 2015 ve 2016 yılları boyunca 25-35 bandında seyredip Mart 2017 itibariyle 23'e düşmüştür. Kule sayısı petrol fiyatları ile bağlantılı olmakla birlikte fiyatların düşüşünün kule sayısına yansıması gecikmeli olarak gerçekleşmektedir. 2017 yılında petrol fiyatlarının önceki yıllara göre görece artış trendinde olduğu görülmesine rağmen, aktif kule sayısı dünyada olduğu gibi Türkiye'de de azalma eğilimi göstermiştir. Buna neden olarak, önceki yıllarda düşük petrol fiyatları nedeniyle şirketlerin maliyet kısıntıları gösterilmektedir. Mart 2018 itibariyle Türkiye'de aynı anda sondaj yapan aktif kule sayısı 19 olarak kaydedilmiştir. (Şekil 44).



Şekil 44. Türkiye'de aktif kule sayısı ve petrol fiyatları (Kaynak: Baker Hughes ve Energy Intelligence, EIA)

Petrol fiyatlarının faaliyetleri etkilemesine rağmen, Türkiye 2017'de olduğu gibi 2018'de de Avrupa'nın en fazla sondaj yapılan ülkesi konumunda bulunmaktadır. Aktif kule sayısı 19 olan Türkiye'yi, 18 kule sayısı ile Norveç, 7 kule sayısı ile Romanya ve 6 kule sayısı ile Polonya takip etmektedir (Şekil 45).



Şekil 45. Mart 2018 Avrupa'da Arama Faaliyetlerinin Yoğun Olduğu Ülkelerdeki Aktif Kule Sayıları (Kaynak: Baker Hughes)

Rafinaj Sektörü

Türkiye'de artan petrol talebi ile birlikte rafinerilerde gerçekleştirilen petrol ürünleri üretimi bir önceki yıla göre 866 bin ton artarak 2016 yılında 28,7 milyon tona yükselmiştir. Ülkede sadece TÜPRAŞ'a ait rafineriler bulunurken, son dönemde TÜPRAŞ rafinerilerinde gerçekleştirilen verim arttırma çalışmaları ile kapasite kullanım oranları önemli ölçüde artmıştır. (Tablo 4).

Tablo 4. 2016 yılı Türkiye'deki rafineriler ve rafineri projeleri
(Kaynak: TÜPRAŞ, PETKİM, EPDK, IEA MTOMR 2016)

RAFİNERİ	Kapasite Kullanım Oranı	Rafinaj Kapasitesi	Rafineri Satış Miktarı
	%	Milyon ton	Milyon ton
İZMİT	%107,4	11	14,8
İZMİR	%106,3	11	10,4
KIRIKKALE	%101,3	5	4,4
BATMAN	%92,5	1,1	0,8
TOPLAM		28,1	30,4

PROJE	İşletme Tarihi	Rafinaj Kapasitesi	Maliyet
		Milyon ton	Milyar $
STAR	2018	10	4

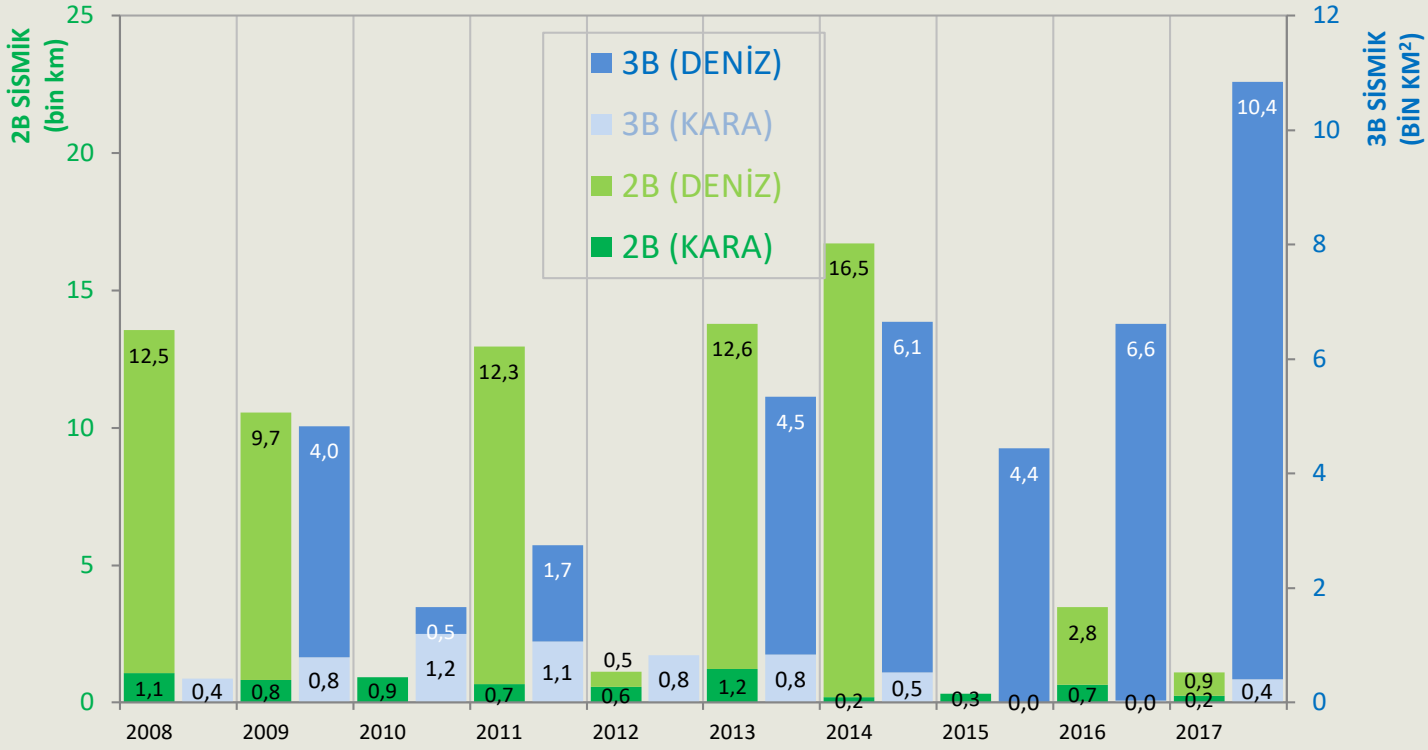
UEA'ya göre, Türkiye'yi diğer OECD Avrupa ülkelerinden ayıran bir husus da artan ham petrol ve işlenmiş ürün talebidir. Türkiye'nin talep artışı ile birlikte, SOCAR'ın Türkiye'deki yatırımı olan PETKİM aracılığıyla gerçekleştirdiği 214.000 v/g kapasiteli Aliağa'daki Star rafinerisinin Avrupa'da önümüzdeki dönemde tamamlanması beklenen tek rafineri projesi olarak öne çıkmasıdır.

2.3. TÜRKİYE PETROLLERİ'NİN SEKTÖRDEKİ YERİ

Türkiye Petrolleri'nin Yürüttüğü Arama - Üretim Faaliyetleri

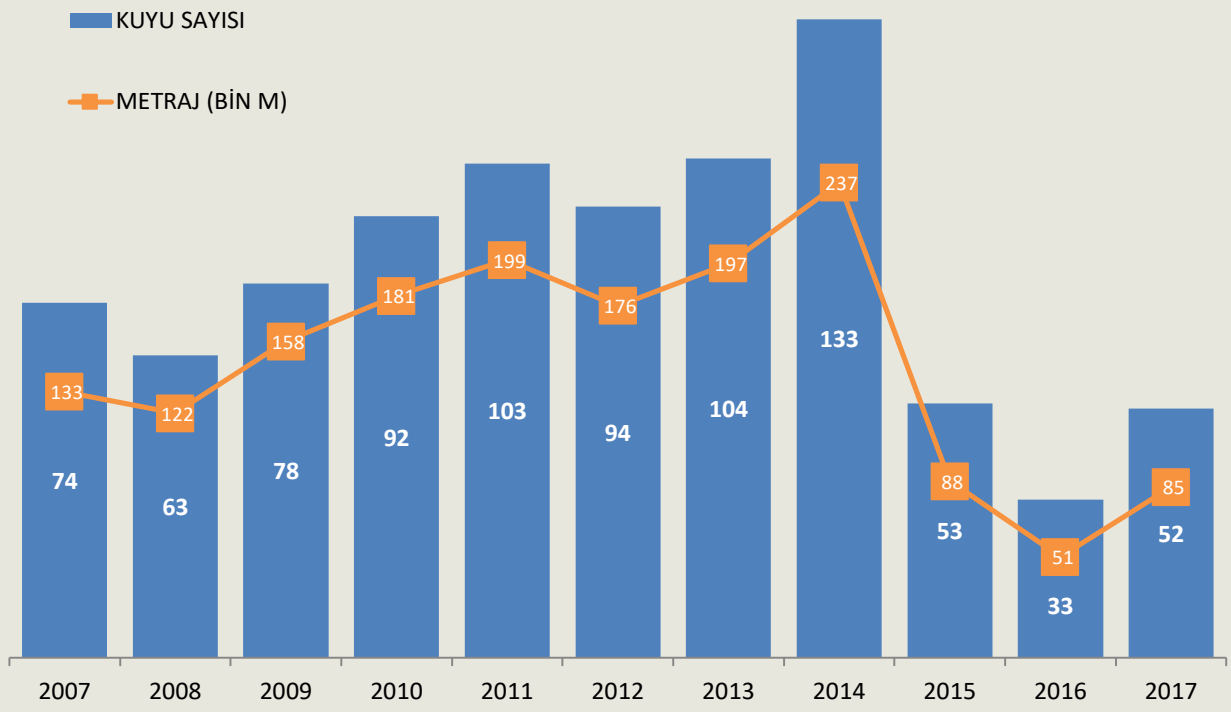
TPAO, 1954 yılından bu yana milli petrol şirketi olarak, Türkiye'nin her geçen gün artan petrol ve doğal gaz ihtiyacını yurtiçi ve yurtdışı kaynaklardan karşılama yönündeki vizyonu ve misyonu doğrultusunda, son yıllarda geliştirdiği yeni arama stratejisi ile faaliyetlerini Türkiye'nin yeterince aranmamış basenlerine, özellikle Karadeniz ve Akdeniz deniz alanlarına yönlendirmiş; 2015 yılına kadar yatırımlarına büyük bir ivme kazandırmıştır. TPAO, 2016 yılında ise petrol fiyatlarında görülen ciddi düşüş nedeniyle planlanan yatırım harcamalarında bir miktar kesintiye gitmekle birlikte, 2017 yılında da Türkiye'nin ham petrol ve doğal gaz arzına katkıda bulunmak amacıyla yurtdışında; Azerbaycan, Irak, Rusya, Afganistan ve Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti'nde çalışmalarını sürdürmüştür.

TPAO, 2017 yılında 36,7 adam/ay jeoloji, karalarda 240 km 2B ve 402 km2 3B sismik çalışma ile denizlerde 860 km 2B, 10.442 km2 3B sismik çalışma gerçekleştirmiştir. Ayrıca, 2.337.231 noktada gravite manyetik jeofizik veri toplama çalışması yapılmıştır (Şekil 46).



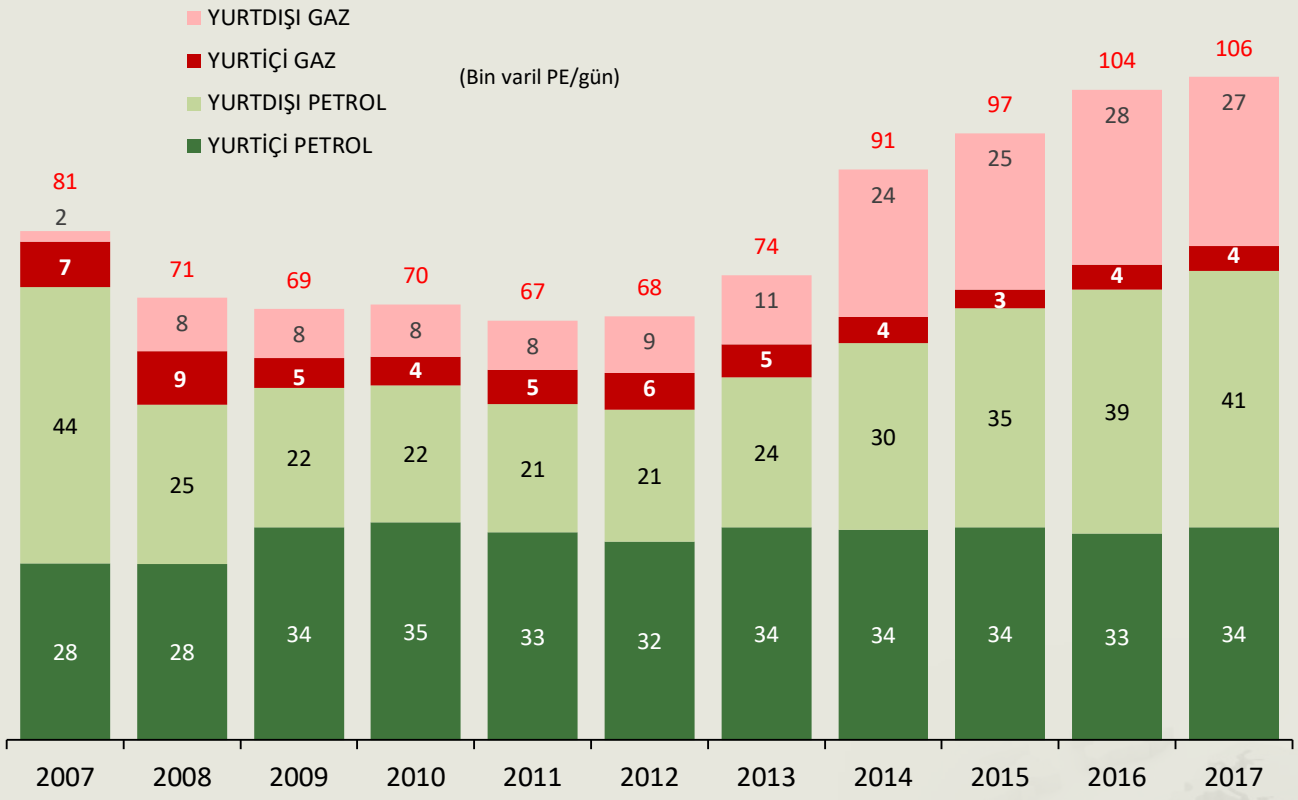
Şekil 46. 2005-2017 Yılları TPAO Tarafından Yapılan 2B ve 3B Sismik Çalışmalar

TPAO'nun yaptığı sondaj faaliyetleri 2005-2014 yılları arasında artış göstermiş; ancak 2015 ve 2016 yıllarında, tüm dünyayı etkileyen petrol fiyatlarında görülen ciddi düşüş, TPAO faaliyetlerine de yansımıştır. Ancak 2017 yılında özellikle 3B sismik çalışmalarda görülen artış ile TPAO bu alanda faaliyetlerini arttırmıştır. 2016 yılında 33 adet kuyuda 50.558 m sondaj gerçekleştirilirken, 2017 yılında ise 52 adet kuyuda, 85.486 m sondaj gerçekleştirilmiştir (Şekil 47).



Şekil 47. 2007-2017 Yılları TPAO Tarafından Gerçekleştirilen Sondaj Faaliyetleri

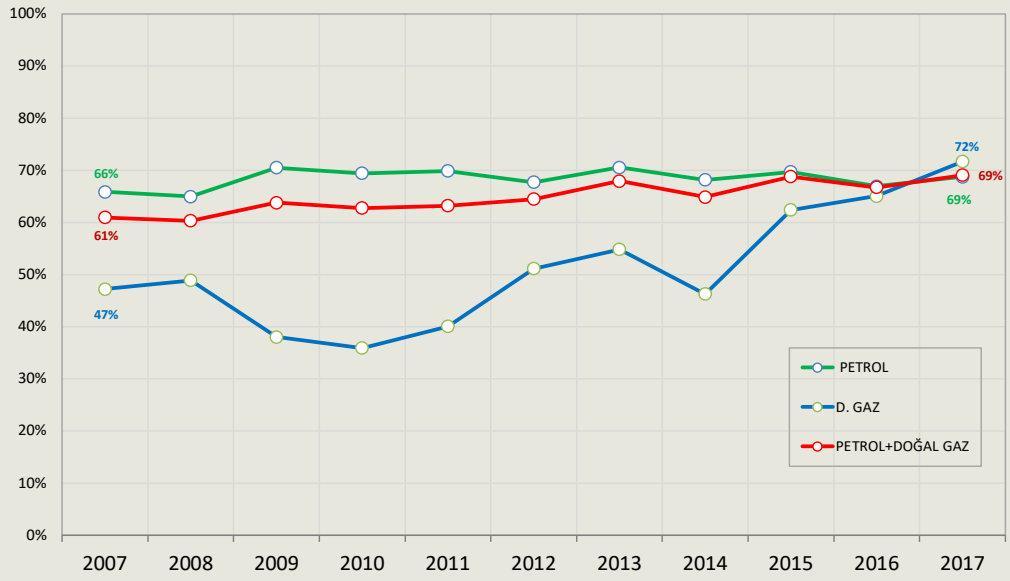
TPAO, 2017 yılında, Türkiye'de üretilen ham petrolün %69'unu, doğal gazın ise %72'sini üretmiştir. TPAO tarafından 2017 yılında, yurt içinde toplam 12,3 milyon varil ham petrol (33.800 varil/gün) ve 267 milyon m3 doğal gaz üretilmiştir. Böylece TPAO'nun 2017 yılı yurt içi petrol eşdeğeri hidrokarbon üretimi yaklaşık 38.400 varil petrol eşdeğeri/gün (vpe/g) olarak gerçekleşmiştir (Şekil 48).



Şekil 48. 2007-2017 Yılları TPAO'nun Hidrokarbon Üretimi

Azerbaycan, Irak ve Rusya'daki projelerle gerçekleşen yaklaşık 68.000 vpe/g'lük üretim de düşünüldüğünde, TPAO'nun 2017 yılı yurt içi ve yurt dışı günlük üretimi ortalama 106 bin vpe/g olarak gerçekleşmiştir. 2016 yılına kıyasla 2017 yılında ham petrol üretiminde artış görülürken, doğal gaz üretiminde azalma yaşanmıştır.

TPAO yurt içinde ve dışında arama üretim faaliyetlerini gerçekleştirirken, son dönemde hidrokarbon kaynaklarının sınırlı olduğu ülkemizde, üretimin %69'luk bölümünü gerçekleştirmektedir. Yıllar itibariyle üretim rakamları değerlendirildiğinde TPAO'nun yurt içi üretimdeki ağırlığı dikkat çekmektedir (Şekil 49).



Şekil 49. 2007-2017 Yılları Arasında TPAO'nun Türkiye Hidrokarbon Üretimindeki Payı (Kaynak: PİGM)

Ülkemizin, her geçen gün daha büyük ölçüde ihtiyaç duyduğu en önemli enerji kaynaklarından olan petrol ve doğal gazın, öncelikle öz kaynaklarımızdan olmak üzere, yurt içi ve yurt dışı kaynaklardan sağlanması, petrol arama stratejimizin ana hedefini oluşturmaktadır. Bu hedefe ulaşmak için TPAO önceki yıllarda olduğu gibi, 2017 yılında da hidrokarbon varlığı ispatlanmış basenlerin yanı sıra, henüz yeterince aranmamış bölgelerde de çalışmalarına devam etmiştir.

2017 yılı içinde 52 adet kuyuda çalışma yapılmış olup, 2016 yılından devrolan 3 adet kuyu dâhil, 42 adet kuyu tamamlanmış, 8 adet kuyu ise 2018 yılına devrolmuştur. 2017 yılında devam eden projeler; Hidrokarbon Arama ve Üretim Yerlileştirme Projesi, Ağır Petrollerin Mikro Dalga Yöntemi Kullanılarak Üretilmesi Projesi, Denizlerde Yüzeyden Jeokimyasal Prospeksiyon Yöntemini Kullanarak Petrol Aramacılığı Projesi, Batı Karadeniz'de Gaz Hidrat Potansiyeli Köken Oluşum Mekanizması ve Üretimin 3D Modellemesi Projesi, Sondaj Gemisi Temini ve Geliştirilmesi Projesi ve Türkiye Yükseklik Sisteminin Modernizasyonu ve Gravite Altyapısının İyileştirilmesi projeleridir.

Öte yandan TPAO, Karadeniz başta olmak üzere kendi , KKTC ve ayrıca yabancı şirketlerle (Tiway Turkey Ltd., Petrol Ofisi A.Ş., Foinavon Energy Inc., NVT Perenco, Amity Oil, Shell Upstream Turkey BV) yürüttüğü ortaklık anlaşmaları çerçevesinde kara ve deniz alanlarında arama ve üretim çalışmalarını sürdürmektedir.

TPAO'nun yurt içi arama stratejisi; başta Güney Doğu Anadolu, Trakya ve petrol potansiyeli bulunan diğer kara alanları ile özellikle son dönemde beklentilerin büyük olduğu denizlerde yoğunlaşmış bulunmaktadır. Bu kapsamda TPAO, ortaklıklar tesis edebildiği bölgelerde ortaklıklar ile ortaklıkların tesis edilemediği yerlerde ise arama çalışmalarını kendisi yürütmektedir. Operasyon kapasitesini arttırabilmek için TPAO, 2012 yılının sonunda Barbaros Hayreddin Paşa sismik gemisini satın almış ve denizlerdeki aktif aramacılık çalışmalarını daha da hızlandırmıştır. Bu kapsamda Barbaros Hayreddin Paşa tarafından sağlanan deniz alanlarına ilişkin veriler TPAO ekiplerince yorumlanmaktadır.

TPAO, 2017 yılının sonunda ise ülkemizin ilk derin deniz sondaj gemisini envanterine katarak, denizlerimizde sismik faaliyetlerden sonra, derin deniz aramacılığı yapacağını ortaya koymuştur. Gemi, 12.120 metre derinliğinde çok yüksek basınç altında deniz sondajı operasyonları yapma kapasitesine sahip olup, aktif konumlama (Dynamic Positioning) teknolojisiyle donatılmış, 6. Jenerasyon, en son teknoloji sondaj gemisi olarak tasarlanmıştır. Başta Doğu Akdeniz olmak üzere, deniz alanlarımızda sondaj faaliyetlerine 2018 yılında başlaması planlanmaktadır.

Karadeniz'de 2015 yılında başlayan Tuna 2B ve Ünye 2B sismik verilerinin re-proses/proses çalışmaları ile Çarşamba 3B sismik veri toplama çalışmaları tamamlanmıştır. Ağustos ayında başlayan Ordu 3B sismik veri toplama çalışması yılsonu itibariyle devam etmektedir. Tuna alanında re-prosesi yeni tamamlanan 2B sismik hatlar üzerinde yorum çalışmalarına başlanmış olup, buna paralel olarak prospekt oluşturma ve sıralama çalışmaları yürütülmektedir. Doğu Karadeniz'de eski ve yeni sismik hatlar kullanılarak jeoloji ve jeofizik değerlendirme çalışmalarına devam edilmiş olup, prospekt belirleme ve sıralama çalışmaları yürütülmüştür. Bu proje kapsamında, Barbaros Hayreddin Paşa Sismik Gemisi ile 4.927 km^2 3B sismik veri toplama çalışması gerçekleştirilmiştir.

TPAO operatörlüğünde proje ortaklarımız Tiway Turkey Ltd, Tiway Petrol Üretim AŞ. ve Foinavon ile yürütülmekte olan Batı Karadeniz Arama ve Geliştirme Projesi kapsamında 2016 yılı içerisinde Akçakoca, Ayazlı ve Akkaya Sahalarından doğal gaz üretimine devam edilmiştir. 2016 yılı içerisinde Akçakoca-3 ve Akçakoca-5 Kuyularına üretimi artırmak amacıyla program dâhilinde perfore operasyonları yapılmıştır. Batı Karadeniz Sahalarından yıl boyunca ortalama 138.000 sm^3/gün debi ile toplam 55.394.538 sm^3 doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir.

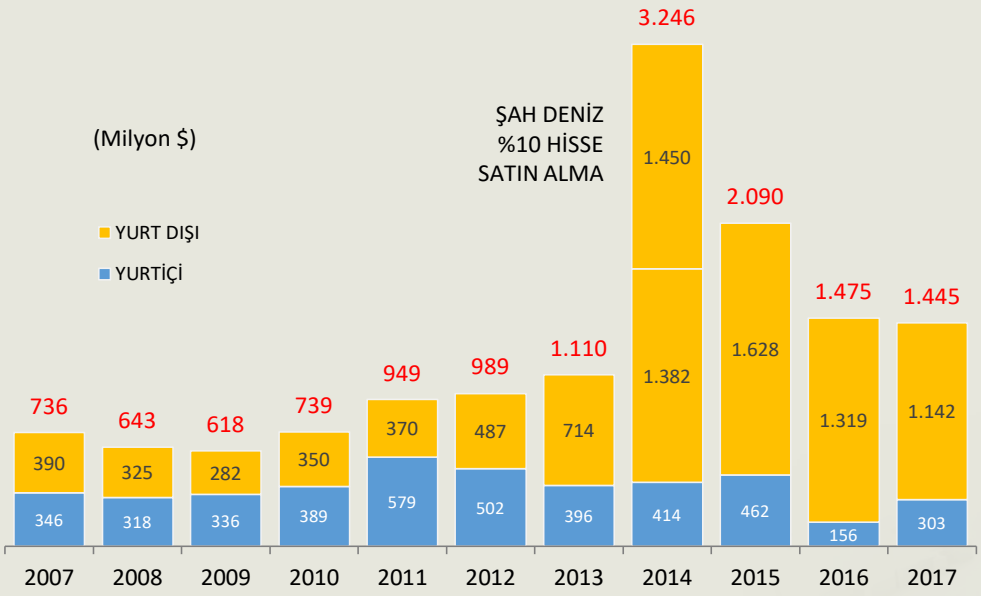
TPAO yurtdışı faaliyetleri kapsamında; Azerbaycan, Irak ve Rusya'da üretimini sürdürmektedir. 2017 yılında, Azerbaycan'da, Azeri Çıralı Güneşli (ACG) Projesinden 15.021 v/g petrol, Şah Deniz Projesinden 1,6 milyar m^3/y doğal gaz ve 8.180 vpe/g kondensat, Irak Missan Projesi'nden 7.535 v/g ve Badra Projesi'nden 4.627 v/g petrol, Rusya'da Baytugan Sahasından ise 6.004 v/g petrol üretilmiştir. Petrol ve doğalgaz birlikte düşünüldüğünde 2017 yılında TPAO'nun toplam yurtdışı üretiminin yaklaşık 24,8 milyon varil petrol eşdeğeri olduğu görülmektedir. Libya'da, 2014 yılında başlayan iç karışıklıklar sebebiyle faaliyetler askıya alınmış ve 2016 Aralık ayı itibariyle projeden çıklılmıştır. Afganistan'da, Afganistan Maden ve Petrol Bakanlığı ile %40 hisse sahibi olduğumuz sahalardaki taahhüt yükümlülüklerinin azaltılması konusunda görüşmeler devam etmektedir.

TPAO'nun Yurt İçi ve Yurt Dışı Yatırımları

TPAO, gerek sektörde uygulanan en son teknolojik bilgi ve donanımları kullanarak, gerekse mali imkânlarını en üst seviyeye zorlayarak, uluslararası bir milli petrol şirketi olmayı amaçlamış ve çalışmalarını bu performansı sürdürmek üzere planlamıştır. Kazandırılan yeni teknolojiler ile faaliyetler etkin, verimli, daha düşük maliyetli ve zamandan tasarruf sağlanarak sürdürülmektedir.

TPAO, yurt içi faaliyetlerinin yanı sıra, ülke ihtiyacının kesintisiz, yeterli ve ekonomik bir biçimde karşılanması amacıyla yurt dışında da petrol ve doğal gaz arama, sondaj ve üretim faaliyetlerini 2017 yılında sürdürmüştür.

Tüm yurt içi ve yurt dışı faaliyetlerini gerçekleştirmek amacıyla, TPAO, 2017 yılında 306 milyon $'ı yurt içi, 1,1 milyar $'ı yurt dışı olmak üzere toplam 1,44 milyar $ yatırım harcaması gerçekleştirmiştir. Özellikle 2014 yılında, Şah Deniz Projesinde hisse satın alınması ile yatırımlar önemli miktarda artış kaydetmiştir. 2015 ve 2016 yılında ise petrol fiyatlarının düşük seyretmesi sebebiyle TPAO'nun yatırımlarında azalma yaşanmıştır. Son on yılda ise TPAO tarafından 13,3 milyar $ yatırım harcaması yapılmıştır (Şekil 50).



Şekil 50. TPAO'nun Son On Yıldaki Yatırımları

2.4 HİDROKARBON KAYNAKLARININ NAKLİNDE TÜRKİYE'NİN KÖPRÜ KONUMU

Türkiye, sahip olduğu jeostratejik konumu itibariyle, bölgesel petrol ve doğal gaz projelerinde öncü rol oynayarak, gerek ulusal arz güvenliğinin sağlanmasında gerekse de Avrupa başta olmak üzere bölgesel arz istikrarına katkıda bulunma konusunda büyük bir potansiyele sahiptir. Bu kapsamda, Ortadoğu, Hazar Bölgesi ve Orta Asya'nın zengin hidrokarbon kaynakları ile Avrupa ve dünyadaki tüketici ülkeler arasında güvenilir, istikrarlı ve ekonomik bir enerji merkezi olma doğrultusunda mevcut ve planlanan olmak üzere;

- Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı (BTC)
- Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı
- Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı (BTE)
- Samsun-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı
- Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP)
- Türkiye-Yunanistan Enterkonnektörü (ITG)
- Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı
- Türk Akımı Doğal Gaz Boru Hattı

projeleri bulunmaktadır (Şekil 51).

Şekil 51. Türkiye'ye Uzanan veya Uzanması Planlanan Uluslararası Petrol ve Doğal Gaz Boru Hattı Projeleri

TPAO'nun da %6,53 hissesinin bulunduğu 1,2 milyon v/g kapasiteli Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC) ham petrol boru hattından 2018 yılında yaklaşık 700-750 bin v/g'lük petrol Ceyhan'a ve buradan da dünya pazarlarına taşınmaktadır. Irak-Türkiye ham petrol boru hattı ise 1,4 milyon v/g'lük kapasitesinin çok altında faaliyet göstermiştir. TPAO'nun %19 hissesine sahip olduğu Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE) doğal gaz boru hattından 2017 yılında 10 milyar m^3'lük Azerbaycan / Şah Deniz doğal gazı taşınmıştır. BTE boru hattının doğal gaz taşıma kapasitesinin yıllık 20 milyar m^3'e çıkarılması için çalışmalar devam etmektedir.

Hazar Bölgesi'nde üretilecek doğal gazın Türkiye'ye ve Türkiye üzerinden bölgesel pazarlara ulaştırılması amacıyla, 26 Haziran 2012 tarihinde Türkiye ile Azerbaycan Hükümetleri arasında Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) Anlaşması imzalanmıştır. TANAP Projesi ile elde edilecek taşıma ve vergi gelirlerine ilave olarak, doğal gaz arz güvenliğine de katkı sağlanması ve hattın genişletilebilir kapasitesi sayesinde orta ve uzun vadede önemli stratejik ve ekonomik avantajların da elde edileceği değerlendirilmektedir. Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP) Projesi ile, TANAP Projesi vasıtasıyla Türkiye'ye gelecek olan Azeri gazının Avrupa'ya sevk edilmesi sağlanacaktır. TANAP üzerinden ilk aşamada, Azerbaycan'daki Şah Deniz gaz sahasının 2. geliştirme fazından üretilecek yıllık 16 milyar m^3'lük gazın 6 milyar m^3'ünün Türkiye'de kullanılması ve kalan 10 milyar m^3'lük gazın da, Şah Deniz konsorsiyumunun Haziran 2013'te seçtiği TAP Projesi ile Avrupa'ya taşınması planlanmaktadır.

İlgili projelere ilişkin, son dönemde taraflarca önemli adımlar atılmaktadır. Bu kapsamda BP, 15 Mart 2015 tarihinde TANAP doğal gaz boru hattına %12 ile ortak olmuş 17 Mart 2015 tarihinde ise boru hattının geçeceği ülkeler arasında temel atma töreni gerçekleştirilmiştir. İmzaların atılması sonrasında Türkiye ve Avrupa Birliği ülkelerinin enerji arz güvenliğinin sağlanması ve arz çeşitliliği yaratılması bakımından büyük önem taşıyan bu projedeki ortaklık payları; Güney Gaz Koridoru Şirketi (SGC) %58, BOTAŞ %30 ve BP %12 olarak şekillenmiştir. 2017 yılı itibariyle inşaatı devam eden projenin 2018 yıl sonunda Türkiye'ye gaz tedarik etmeye başlaması beklenmektedir. Uzun dönemde projenin taşıyacağı gaz miktarının 31 milyar m^3'e çıkarılması planlanmaktadır.

Aralık 2016'da, Türkiye ve Rusya devlet başkanları arasında Türk Akımı olarak bilinen proje için imzalar atılmıştır. Proje kapsamında, kapasitesi 15,75 milyar m^3/yıl olacak toplam 31,5 milyar m^3 kapasiteli iki hattın Türkiye'de Kıyıköy'e kadar inşa edilmesi hususunda anlaşmaya varılmıştır. İlgili proje kapsamında bir hattın Türkiye'de gaz talebini karşılaması, diğer hattın ise Güney Doğu Avrupa ülkelerine yönelmesi beklenmektedir.

2017 yılı Türk enerji diplomasisi açısından aktif bir yıl olmuştur. BOTAŞ Marmara Ereğlisi tesisinin kapasitesinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar gerçekleştirilirken, 2016 yılında faaliyete geçen, Türkiye'nin ilk FSRU terminali Etki Liman İşletmeleri Doğal Gaz İthalat ve Ticaret A.Ş.'ye ait Yüzen LNG Terminali (FSRU) ve 2017 yılında lisans verilen Hatay Dörtyol LNG (FSRU) tesisi işletmeye alınmıştır. Türkiye doğal gaz talebini karşılamak için Azerbaycan, Katar, İsrail nezdinde temaslarda bulunmaktadır. Bu kapsamda gerekli adımlar atılırken Türkiye bölgesinde keşiflerin gerçekleştiği önemli bir enerji merkezi olabilme potansiyelini pekiştirmektedir.

KAYNAKLAR

- Baker Hughes
- BP Statistical Review of World Energy, Haziran 2017
- BP Energy Outlook, Ocak 2018
- Cedigaz News Reports
- EIA, Annual Energy Outlook, 2018
- EIA Sektör Verileri
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
- Enerji Piyasasi Denetleme Kurulu
- IHS Energy
- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), World Energy Outlook, 2017
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), World Energy Investment, 2017
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), Oil 2018
- Uluslararası Enerji Ajansı (IEA),Gas 2017
- Rystad Energy
- Ycharts

TÜRKİYE PETROLLERİ

www.tpao.gov.tr