

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜPRAŞ'TA OTOMATİK BENZİN PAÇALI SİSTEMİ
MODELLEMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. Özgürcañ KARADAĞ**

Anabilim Dalı : ENDÜSTRİ MÜHENDİSLİĞİ

Programı : MÜHENDİSLİK YÖNETİMİ

HAZİRAN 2008

**TÜPRAŞ'TA OTOMATİK BENZİN PAÇALI SİSTEMİ
MODELLEMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. Özgürcañ KARADAĞ
507031222**

**Tezin Enstitüye Verildiğı Tarih : 5 Mayıs 2008
Tezin Savunulduğı Tarih : 10 Haziran 2008**

**Tez Danışmanı : Prof.Dr. Füsun ÜLENGİN
Diğer Jüri Üyeleri Doç.Dr. Ferhan ÇEBİ
Doç.Dr. Y. İlker TOPÇU**

HAZİRAN 2008

ÖNSÖZ

Bu çalışmada TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi için benzin paçalı hazırlama modeli hazırlanmış ve model sonuçları ile mevcut durum karşılaştırılmıştır.

Bu çalışmayı yaptığım esnada benden yardımlarını ve desteğini esirgemeyen çok kıymetli hocam Prof. Dr. Füsun ÜLENGİN'e, çalışma esnasında benden yardımlarını esirgemeyen TÜPRAŞ çalışanlarına teşekkürü bir borç bilirim.

Son olarak çalışmanın her aşamasında benden maddi ve manevi destekleri esirgemeyen aileme ve arkadaşlarıma teşekkür ederim.

Haziran 2008

Özgürcañ KARADAĞ

İÇİNDEKİLER

TABLO LİSTESİ	V
ŞEKİL LİSTESİ	Vi
ÖZET	Vii
SUMMARY	Viii
1. GİRİŞ	1
2. HAM PETROL	2
2.1 Ham Petrolün Özellikleri ve Bileşimi	2
2.2 Ham Petrolün Sınıflandırılması	4
2.3 Dünyada Ham Petrol	6
2.3.1 Dünyada Petrol Rezervi	9
2.3.2 Dünyada Petrol Üretimi	12
2.3.3 Dünyada Petrol Tüketimi	14
2.4 Türkiye’de Ham Petrol	16
2.4.1 Türkiye’nin Petrol Rezervi	18
2.4.2 Türkiye’nin Petrol Üretimi	19
2.4.3 Türkiye’nin Petrol Tüketimi	21
2.5 Rafineri Teknolojisi	23
2.5.1 Distilasyon Prosesleri	24
2.5.2 Termal Kıraking Prosesleri	24
2.5.3 Katalitik Prosesler	25
2.5.4 İşleme (Treatment) Prosesleri	26
2.5.5 Basit Rafineriler	26
2.5.6 Hydroskimming Rafineriler	26
2.5.7 Yarı Kompleks Rafineriler	28
2.5.8 Kompleks Rafineriler	28
2.5.9 Tam Kompleks Rafineriler	29
2.6 Türkiye’de Rafinasyonun Tarihçesi TÜPRAŞ	30
2.7 TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi	33
2.7.1 Atmosferik ve Vakum Distilasyon Üniteleri	35
2.7.2 FCC Ünitesi	35
2.7.3 Reformer Üniteleri	35
2.7.4 İzomerizasyon Ünitesi	36
2.7.5 Kükürt Giderim Üniteleri	36
2.7.6 Hydrocracker Ünitesi	37
2.7.7 Hidrojen Ünitesi	37
2.7.8 Kükürt Üniteleri	37
3. BENZİN ÜRETİMİ	38
3.1 Reformer Üniteleri	38
3.2 FCC Ünitesi	39
3.3 İzomerizasyon Ünitesi	41

3.4 Ara Ürün ve Özellikleri	42
3.5 Kurşunsuz Benzin Spektleri	43
3.6 Benzinin Kritik Özellikleri	43
3.6.1 Buhar Basıncı	44
3.6.2 Oktan Sayısı	45
3.7 Mevcut Durumda Uygulanan Benzin Üretim Modeli	46
4. PAÇALLAMA	48
5. UYGULAMALAR	50
5.1 Lindsey Oil Rafinerisi	50
5.2 Polonya Rafinerisi	51
5.3 Saudi Aramco Benzin Paçalı Projesi	51
6. ARA ÜRÜN TANK MODELİ	52
7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	55
KAYNAKLAR	58
EKLER	60
ÖZGEÇMİŞ	72

TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 2.1 : Ham Petrolün Kimyasal İçeriği	4
Tablo 2.2 : Ham Petrolün Sınıflandırılması	5
Tablo 2.3 : 2006 Yılı Enerji Tüketimindeki İlk 20 Ülke	10
Tablo 2.4 : 1980 ve 2006 Yıllarında En Çok Rezerve Sahip İlk 20 Ülke	11
Tablo 2.5 : 1965 ve 2006 Yıllarında En Çok Petrol Üreten İlk 20 Ülke	13
Tablo 2.6 : 1965 ve 2006 Yıllarında En Çok Petrol Tüketen İlk 20 Ülke	15
Tablo 2.7 : 2006 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Ham Petrol Rezervleri	20
Tablo 2.8 : 1965–2006 Yılları Arasındaki Türkiye'deki Petrol Üretimi	22
Tablo 2.9 : 1970–2006 Yılları Arasındaki Türkiye'deki Petrol Tüketimi	23
Tablo 2.10 : Rafinasyonun Tarihçesi	25
Tablo 2.11 : Rafineri Tiplerine Göre Ürün Dağılımları	30
Tablo 2.12 : TUPRAŞ 2005-2007 Yılları Arasındaki Ürün Satışları	34
Tablo 2.13 : TUPRAŞ İzmit Rafinerisi Ünite Sayıları ve Kapasiteleri	35
Tablo 3.1 : Ara Ürün Özellikleri	43
Tablo 3.2 : Kurşunsuz Benzin 95 Oktan Ürün Bilgileri	44
Tablo 5.1 : Lindsey Rafinerisi Optimizasyon Sonrası Bileşenlerin Kütlece Değişimleri	51
Tablo 6.1 : Modelde Kullanılan Kısaltmalar	52

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1 : Dünya'nın 1965–2006 Yılları Arasındaki Bölgesel Bazda Enerji Tüketimi	7
Şekil 2.2 : Dünya'nın 1965–2006 Yılları Arasındaki Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı	8
Şekil 2.3 : Dünya Kanıtlanmış Petrol Rezervinin Bölgelere Dağılımı	11
Şekil 2.4 : Dünya Petrol Üretiminin 1965–2006 Yılları Arasında Bölgesel Bazda İncelenmesi	12
Şekil 2.5 : Dünya Petrol Tüketiminin 1965-2006 Yılları Arasında Bölgesel Bazda İncelenmesi	14
Şekil 2.6 : Türkiye'nin Birincil Enerji Kaynakları Tüketiminde Petrol'ün Oranının 1970–2006 Yılları Arasındaki Değişimi	17
Şekil 2.7 : Türkiye'nin Birincil Enerji Kaynakları Üretiminde Petrol'ün Oranının 1970–2006 Yılları Arasındaki Değişimi	18
Şekil 2.8 : Hydroskimming Rafineri Akış Şeması	27
Şekil 2.9 : Yarı Kompleks Rafineri Akış Şeması	28
Şekil 2.10 : Kompleks Rafineri Akış Şeması	29
Şekil 2.11 : Tam Kompleks Rafineri Akış Şeması	30
Şekil 3.1 : CCR Reformer Prosesi Akım Şeması	39
Şekil 3.2 : FCC Prosesi Akım Şeması	40
Şekil 3.3 : İzomerizasyon Prosesi Akım Şeması	42
Şekil 6.1 : Ara Ürün Tank Modeli Akış Şeması	53

TÜPRAŞ'TA OTOMATİK BENZİN PAÇALI SİSTEMİ MODELLEMESİ

ÖZET

Rafineriler açısından benzin üretiminin giderek karmaşık bir hal alması sonucunda, benzin üretimi için farklı modeller ve yöntemler geliştirilmiştir. Benzin üretiminde kurşun üretiminin yasaklanması ve Avrupa Birliği'nin yakıtlarla ilgili EURO IV spektlerine geçmesiyle, benzin paçallamasının önemi daha da artmıştır.

Rafineri gelirleri içerisinde, rafineri tipine göre % 70'lere varan oranıyla Benzin, rafineri ürünleri içinde önemli bir yere sahiptir. Rafineri karlılığına büyük etkisi olan benzin üretiminde oktan ve DVPE son derece kritik iki parametredir. Son ürün satışlarında oktan ve DVPE değerini limit değerlere yaklaştırmak suretiyle, rafineri büyüklüğüne bağlı olarak yıllık 10 milyon \$'lık kazançlar sağlanabilmektedir.

Benzin üretiminde rafineriler sahip oldukları prosesler doğrultusunda yirmiye kadar değişebilen ara ürünlerden, pazarlarında satılan son ürün spesifikasyonlarında ürün elde etmeye çalışmaktadırlar. Benzin üretiminde kullanılan ara ürün sayısı arttıkça üretim sistemi kompleks bir hal almakla beraber, bağıl olarak daha ucuz ara ürünlerin kullanımı ve spesifikasyon değerlerine daha yakın üretim yapma imkanı artmaktadır.

Bu çalışmada TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi benzin üretim sistemi incelenmiştir. Çalışma kapsamında benzin üretime ara ürün sağlayan prosesler, hatta ve tankta paçallama yöntemleri ve literatürde bulunan uygulamalar incelenerek, benzin üretimindeki oktan ve DVPE parametrelerindeki iyileştirmeye yönelik Ara Ürün Tank Modeli hazırlanmıştır. Ara ürün tank modeli sonuçları ile TÜPRAŞ'ın 2007 yılı benzin satışı karşılaştırılarak, modelin ekonomik sonuçları verilerek benzin üretiminin iyileştirilmesine yönelik önerilerde bulunulmuştur.

AUTOMATIC GASOLINE BLENDING SYSTEM MODELLING AT TUPRAS

SUMMARY

There are several methods and models that had been executed for gasoline production in spite of the complexity of gasoline production at refineries. Because of the prohibition of lead production and the EURO IV application of EU in the use of fuels, the importance of the gasoline's blending increases.

Gasoline is one of the most important refinery products that can yield 70 % of total revenue which depends on refinery types. Octane and DVPE are extremely critical parameters in gasoline production which has major impact in refinery profits. By the approximation of octane and DVPE numbers to the limit, 10 million dollars profit can be achieved which is determined by capacity of refinery.

Refineries aim to obtain ultimate product quality through different processes. Production system is becomes more complex with increasing the number of semi-products. However , this increase is makes possible to use cheaper semi-products and produce products that much more approximate the specification quality.

The processes of TÜPRAŞ İzmit refinery is investigated for improving of octane and DVPE parameters in producing gasoline. In the light of our study results, we propose Semi Product Tank Model. Following the comparison of semi product tank model and gasoline sale of TÜPRAŞ in 2007, economical results of model are given and advises are offered for improvement of gasoline production.

1 GİRİŞ

Teknolojik gelişmelerle enerji, yaşantımızın önemli bir parçası haline gelmiştir. Enerji kaynakları içerisinde petrol, son yüz yıla damgasını vurmuştur. Önümüzdeki yıllarda da enerji kaynakları arasındaki liderlik pozisyonunu koruyacağı düşünülmektedir.

Petrolde enerji elde edebilmek için rafinerilere ihtiyaç duyulmaktadır. Rafinerasyon teknolojisi de pazar taleplerini karşılayacak şekilde kendini geliştirmiştir. Çalışmanın ikinci bölümünde dünyadaki ve Türkiye'deki enerji kaynakları içinde petrolün durumu incelenmiş ve rafinerasyon teknolojisi hakkında bilgiler verilmiştir.

Rafineri ürünleri içerisinde benzin önemli bir yere sahiptir. Özellikle taşıtlarda yakıt olarak kullanılan benzin, taşıt sayısındaki dramatik artışla rafinerasyon teknolojisinin gelişimine yön vermiştir. Motor yapısındaki değişiklikler ve yakıtlar konusunda artan çevre bilinci, benzin ürününün taşınması gereken özellikleri zamanla değiştirmiştir. Bu değişimlerle benzin üretimi daha karmaşık bir hal almıştır. Günümüzde benzin üretimi için hazırlanacak paçallarla ilgili hatta ve tankta paçallama yöntemleri mevcuttur. Çalışmanın üçüncü bölümünde benzin üretimi süreci açıklanmıştır.

Dördüncü bölümde ise paçallama yöntemlerinden söz edilmiş, ilerleyen bölümde literatür araştırması sonucu ulaşılan üç adet açıklanmıştır.

Altıncı bölümde TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi için bir ara ürün tank modeli geliştirilmiştir.

Sonuç ve öneriler bölümde ise hazırlanan modelin sonuçları ile ve mevcut üretim sisteminin çıktıları karşılaştırılmıştır. Ara Ürün Tank modeli kullanımının getireceği faydalar vurgulanmış ve benzin üretimi ile ilgili öneriler yapılmıştır.

2 HAM PETROL

Yerküre içerisinde organik materyalin başkalaşımı ile oluşmuş ve gözenekli kayalar içerisinde depolanmış sıvı haldeki hidrokarbonlara ham petrol adı verilir. Petrolün başındaki "**ham**" terimi bir hammadde olduğunu ve henüz işlenmediğini gösterir. Ham petrol, rafinerilerde bileşenlerine ayrıştırılarak günlük yaşamımızda kullandığımız pek çok ara ürün ve akaryakıt ürünleri elde edilir [1].

Petrol sözcüğü, Yunanca-Latince taş anlamına gelen “petra” ile yağ anlamına gelen “oleum” sözcüklerinden oluşmuştur. Petrol; doğal halde bulunan ve yeraltından çıkarılan ham petrolü ifade etmek için kullanılan bir sözcüktür [2].

2.1 Ham Petrolün Özellikleri ve Bileşimi

Bu bölümde ham petrolün fiziksel özellikleri ve kimyasal yapısı incelenmiştir. Petrolün fiziksel özelliklerinden yoğunluk, viskozite, parlama noktası ve akma noktası kavramları açıklanmıştır.

Bir maddenin hacminin kütlesine oranına yoğunluğu denir. Bir sıvının yoğunluğunun suyun yoğunluğuna oranı ise bağıl yoğunluk (spesifik gravite) denir. Bu iki kavram da sıcaklıkla değiştiğinden ölçüm yapılan sıcaklığın da verilmesi gerekmektedir. Bu nedenden ötürü standart sıcaklık değerleri vardır. Petrolün yoğunluğu, ASTM’ye göre 60°F (15,50°C) sıcaklık ve 1 atmosfer basınç altındaki petrolün yoğunluğu ile ifade edilir [3].

Petrol endüstrisinde yaygın kullanım alanına sahip bir diğer yoğunluk hesaplaması da Amerikan Petrol Enstitüsü tarafından tanımlanmıştır.

$$API^{\circ} = \frac{141,5}{Sp} - 131,5 \quad (2.1)$$

Ham petrolün yoğunluğu, aynı zamanda kimyasal yapısını yansıtır. Petrol içerisindeki hidrokarbon yüzdesi, gaz miktarı, resid ve asfalt gibi ağır hidrokarbonların oranı, sülfür oranı, sıcaklık gibi faktörler petrolün yoğunluğunu etkiler. Petrolün fiyatı yoğunluğuna göre değişmektedir, API° yoğunluğu arttıkça petrolün fiyatı da artmaktadır.

Viskozite bir sıvı veya gazın akmaya karşı direncini ifade eder. Petrolün viskozitesi petrolün bileşimine bağlıdır. Yoğunluk ve ağır bileşen miktarı arttıkça viskozite de artar. Sıcaklık ve gaz miktarı arttıkça viskozite düşer. Yüksek viskoziteli petrolün taşınması ve üretilmesinde güçlükler vardır.

Petrol ısıtılması ile meydana gelen buharın bir alevin etkisi ile parlamasına alevlenme ve alevlenmenin gerçekleştiği sıcaklığa da parlama noktası denir. Bu nokta petrolün bileşimine göre değişir. Parlama noktası çeşitli ısı derecelerinde ayrıştırılabilen ürün oranlarının belirlenmesinde kullanılır [4].

Akma noktası, akıcılığın ortadan kalktığı sıcaklık ile gösterilir. Özellikle petrol ürünlerinden dizel de CFPP ve Fuel Oil’de de akma noktası spektleri açısından son derece önemlidir.

Bir hidrokarbonlar karışımı olan ve doğal kaynaklardan sıvı türde bulunan ham petrol, karbon ve hidrojen gibi ana elementlerin yanı sıra oksijen, kükürt, azot ve metalik elementler gibi yabancı maddeleri içerir. Değişik türde hidrokarbonları içermeleri nedeniyle birbirinden farklı olan ham petrolerin genel kimyasal içerikleri Tablo 2.1’de verilmiştir [5].

Ham petrolerin kaynama noktaları artan kükürt ve oksijen içeriği ile arttığı bir gerçektir. Genellikle ham petrolün yapısındaki hidrokarbonlar, düz zincirli (parafinler), doymuş halkalı (naftenler), doymamış halkalı (aromatikler) ve çok halkalı ağır aromatikler (asfaltikler) şeklinde bulunurlar [6].

Kükürt, çevreye kötü koku vermesi, asidik karakterinin işlemler sırasında korozyona neden olması, katalitik işlemlerde katalizörün etkinliğini ve oluşan benzinin oktan değerini düşürmesi nedeniyle ham petrolde ve ürünlerinde bulunması arzu edilmez. Rafinericilikte kükürt içeriği % 1’den az olan ham petrole “tatlı”, daha fazla içerikte olanlar ise “acı” olarak nitelendirilirler.

Azot bileşiklerinin bazik karakterde olmaları yine katalitik işlemlerde katalizör zehirleyicisi olmaları nedeniyle, ham petrolde bulunmaları arzu edilmez. Ham petrolde azot içeriği, kükürde oranla düşük olup, genellikle değerinin % 0,25 den az olması tercih edilir.

Tablo 2.1 : Ham Petrolün Kimyasal İçeriği [5,sayfa 8]

Madde	%
Karbon	84–87
Hidrojen	11–14
Kükürt	0–5
Oksijen	0–3
Azot	0–1
Diğer	25–500 ppm ¹

Ham petrolün içinde çözünmüş olan çeşitli tuzların, sonradan işlemler sırasında birikinti, tıkanıklık ve korozyon oluşturmaları nedeniyle bulunmaları arzu edilmez. Bu nedenle giderilmeleri gereklidir.

Aynı şekilde serbest karbonun çok zor işlenip, petrol ürünlerinin kullanıldığı otomobil motorlarında zarar oluşturması nedeniyle, ham petrolün bünyesinde bulunmaması gerekir. Genellikle ham petrolün yapısındaki serbest karbon içeriği % 0,15 civarındadır.

Bunlara ilaveten ham petrolün içeriğinde milyonda kısım olarak demir, nikel, kurşun, vanadyum, arsenik gibi metaller bileşik halinde bulunurlar. Metal-organik bileşikler diye bilinen bu bileşikler, katalitik işlemler sırasında katalizörlerin aktifliklerini azaltmaları, petrol ürünlerinin kullanımında otomobil motorlarında zarar oluşturmaları ve sonradan motordan artık gaz olarak dışarıya verildiklerinde, havadan solunum yolu ile insan sağlığına zarar vermeleri nedeniyle ham petrol içinde bulunmaları istenmez [5].

2.2 Ham Petrolün Sınıflandırılması

Yer kimyacıları ve petrol rafinerileri tarafından birçok sınıflandırma yöntemi kullanılmaktadır. Bu iki grubun farklı yöntemler kullanmalarının nedeni sınıflandırma için kullandıkları fiziksel ve kimyasal parametrelerin farklı oluşudur. Yer kimyacıları petrolü karakterize ederken kaynak kayaç ve oluşum süreçleri üzerinde dururlar. Petrol rafinerileri ise Distilasyon fraksiyonları ve bu fraksiyonların fiziksel ve kimyasal özellikleri ile ilgilenirler. Petrollerin sınıflarına göre ürün dağılımı ve işlemede kullanılacak proses belirlenebilir.

¹ Ağırlık olarak milyonda kısım (part per milion)

Lane ve Garton tarafından 1935 yılında oluşturulan ve geçmişte sıkça kullanılan sınıflandırma, iki distilasyon fraksiyonu ve bağıl yoğunlukları üzerine kurulmuştur. Fraksiyonlar arası basınç ve sıcaklık farkı mevcuttur. İlk fraksiyon atmosferik basınç ve 250–275 °C sıcaklık sınırını kapsarken, ikinci fraksiyon vakumlu ortamı ve 275–300°C’lik sıcaklık sınırını içermektedir. Bu sınıflandırma yöntemi Tablo 2.2’de sunulmuştur [7].

Tablo 2.2 : Ham Petrolün Sınıflandırılması [7, sayfa 416]

Bağıl Yoğunluk		Yapı	
1. Fraksiyon	2. Fraksiyon	1. Fraksiyon	2. Fraksiyon
$\leq 0,8251$	$\leq 0,8762$	Parafinik	Parafinik
$\leq 0,8251$	0,8767–0,9334	Parafinik	Orta
$\leq 0,8251$	$\geq 0,9340$	Parafinik	Naftenik
0,8256–0,8597	$\leq 0,8762$	Orta	Parafinik
0,8256–0,8597	0,8767–0,9334	Orta	Orta
0,8256–0,8597	$\geq 0,9340$	Orta	Naftenik
$\geq 0,8602$	$\leq 0,8762$	Naftenik	Parafinik
$\geq 0,8602$	0,8767–0,9334	Naftenik	Orta
$\geq 0,8602$	$\geq 0,9340$	Naftenik	Naftenik

Bir diğer sınıflandırma yöntemi ise Universal Oil Products şirketi tarafından geliştirilmiş ve firmanın adına itafen literatürde K_{UOP} faktör adıyla bilinmektedir. Bu sınıflandırma yöntemi hidrokarbonların bağıl yoğunluğunun Hidrojen/Karbon oranıyla ve kaynama noktalarının içerdikleri karbon atomu sayısı ile ilişkilendiren araştırmalar sonucu ortaya çıkmıştır. Bu çalışma ile saf bileşiklerin kaynama noktaları ve bağıl yoğunlukları kullanılarak aşağıdaki şekilde K_{UOP} faktörü hesaplanmaktadır. K_{UOP} faktörü 13 olan saf hidrokarbonlar parafinik, 12 olanlar orta (düz zincirli ve halkalı zincirli yapısı eşit olan) hidrokarbonlar, 11 olanlar naftenik ve 10 olanlar aromatik yapıdadır [8].

$$K_{UOP} = \frac{(1,8 * T)^{1/3}}{S} \quad (2.2)$$

T (Kaynama Noktası, Kelvin)

S(Standart Bağıl Yoğunluk)

TÜPRAŞ'ta ham petroler rafinerilere ilk kez geldiğinde yapılan TBP(True Boiling Point/ Gerçek Kaynama Noktası) Distilasyon tekniği de sınıflandırmada kullanılabilecek diğer bir yöntemdir. Bu yöntem için ASTM 2892 ve ASTM 1160 standartları vardır. Yöntem bir adet teorik kolonda Atmosferik ve Vakum Distilasyon uygulamasıdır. ASTM 2892 Atmosferik Distilasyon testi için geçerlidir. Bu test metodu ile ilk kaynama noktası 400 °C üzerinde olmayan petrol karışımları 15 tepside oluşan bir teorik kolonda distile edilirler. ASTM 1160 ise Vakum Distilasyon testi için geçerlidir. Bu standartla da vakum ortamında ilk kaynama noktası 400 °C üzerinde olmayan petrol karışımları 15 tepside oluşan bir teorik kolonda distile edilirler. Bu iki standart birbirini tamamlayıcı niteliktedir. Atmosferik distilasyon ile ayrışamayan dip ürünleri Vakum Distilasyon testi için numune oluşturur. TÜPRAŞ'ta kullanılan TBP testi sonuç formatı ve teorik bir ham petrol için elde edilen sonuçlar Ek-1'de sunulmuştur [9].

Son olarak ise rafineri sektöründe yaygın kullanım alanı bulan, bir diğer sınıflandırma yöntemi olarak kabul edebileceğimiz BP ASSAY'ı inceleyelim. BP şirketi tarafından oluşturulan ve yıllık güncellenen bir veri tabanıdır. Ham petroleri üretim yerlerine göre gruplandırıp özelliklerini listelenmesi ile oluşur. Petrol üreticilerinin BP şirketine numune göndermesi ile başlayan süreç, şirket tarafından detaylı analizlerin yapılması ile son bulmaktadır. Rafinerilerin üretim planlamasında önemli rol oynayan bilgisayar programları, ham petrolerin BP ASSAY'ı temel alarak, oluşacak ürün yelpazesini hesaplamaktadırlar. Değişen piyasa şartlarına göre (ürün fiyatları ve ürün talepleri başta olmak üzere) rafinerilerin işleyecekleri ham petrolere karar vermelerinde yardımcı olur. TÜPRAŞ'ın kullandığı üretim planlama programında yer alan BP ASSAY, BP şirketinden gerekli izin alınamadığından bu araştırma içeriğinde detaylandırılmamıştır.

2.3 Dünyada Ham Petrol

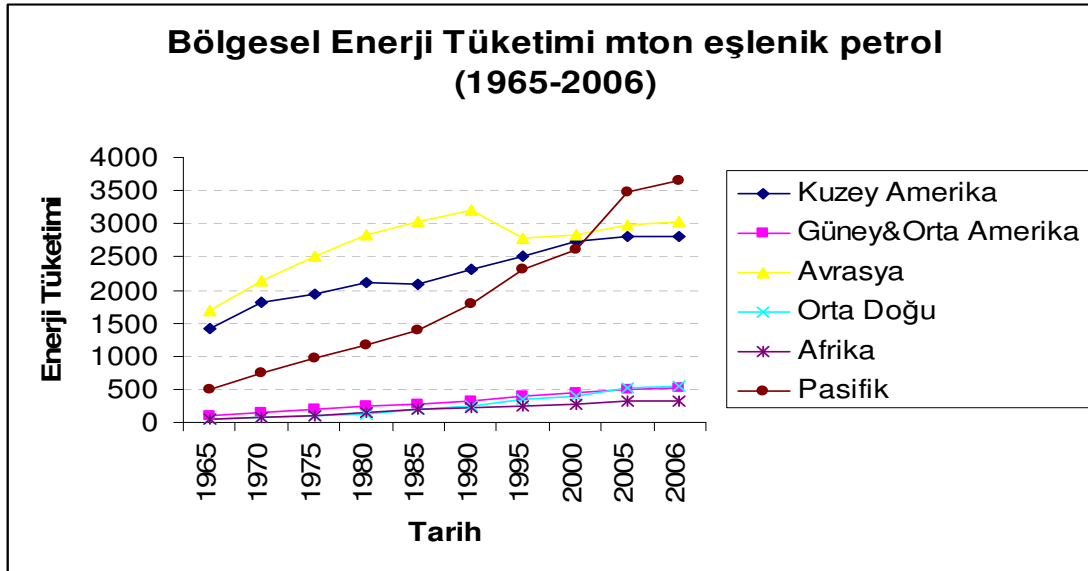
Enerji tarih boyunca ekonomik hayatın vazgeçilmez öğelerinden biri olmuş; üretken yapının çevirici gücü olması nedeniyle sürekli bir biçimde toplumların gündemini meşgul etmiştir.

Tarih boyunca kullanılan enerji çeşitleri teknolojik ilerleme, kaynaklarda yaşanan darboğazlar, üretim maliyeti ve çevresel sorunlar gibi nedenlerle ekonomik yapıya uygun bir şekilde değiştirilmiştir.

II. Dünya Savaşı sonrası, enerji talebinde aşırı yükselme olmuştur. 1950–1972 arasında, toplam dünya enerji tüketimi % 179 oranında yükselmiştir. Bu artış aynı dönemde nüfus artışının üzerinde olduğundan kişi başına enerji tüketimi iki kat artmıştır [10].

Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2000–2030 dönemini kapsayan enerji projeksiyonu, enerji kullanımının artacağı, fosil yakıtlarının (petrol, doğalgaz, kömür) enerji kaynakları arasında bugün olduğu gibi lider olmaya devam edeceği yönündedir [11].

Bu bölümde öncelikle 1965–2006 yılları arası dünya enerji tüketimi birincil enerji kaynakları açısından incelenecek, daha sonra sözü edilen dönemde enerji kaynakları içinde en büyük pay sahibi olan petrolün üretim, tüketim ve rezerv bilgileri verilecektir. Şekil 2.1'de bölgesel olarak enerji tüketiminin yıllara göre değişimi sunulmuştur.

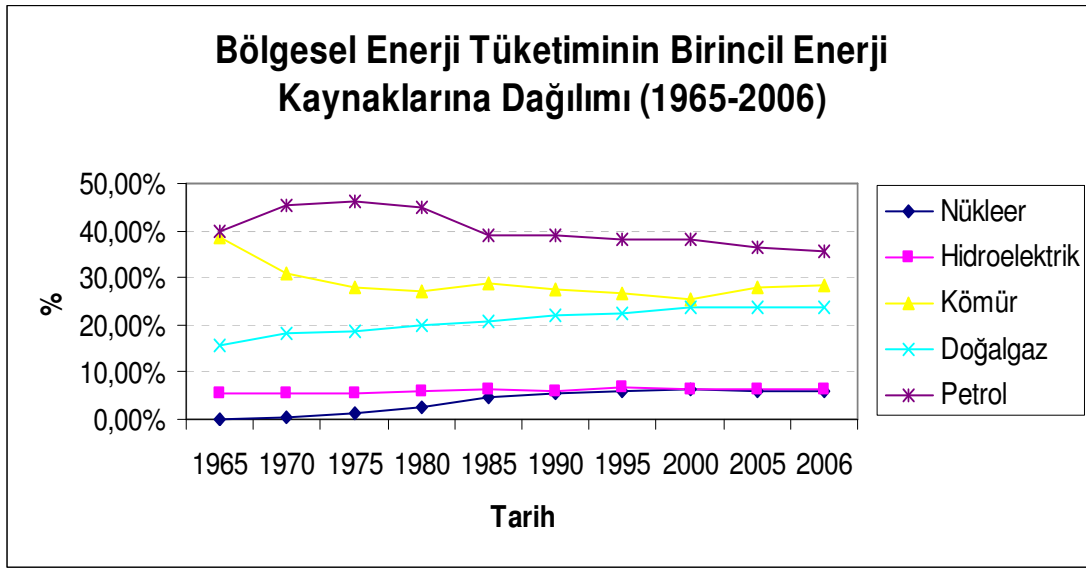


Şekil 2.1 : Dünya'nın 1965–2006 Yılları Arasındaki Bölgesel Bazda Enerji Tüketimi [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

1965 yılında 3 827 milyon ton eşlenik petrol olan enerji tüketimi % 284 artarak 2006 yılında 10878 milyon ton eşlenik petrol değerine ulaşmıştır. Bu artış bölgesel farklılıklar göstermektedir. Kuzey Amerika ve Avrasya'daki artışlar dünya ortalamasının altındayken, diğer bölgelerdeki artışlar çok daha fazladır. Oransal bazda en büyük artış

% 964 ile Orta Doğu'ya aittir. Pasifik ise Amerika kıtasını 2000'li yılların başında enerji tüketimi açısından geride bırakmıştır. Bu sonuçta Çin, Japonya ve Hindistan'daki enerji tüketim artışının rolü büyüktür. Enerji tüketimindeki ilk yirmi ülkenin verileceği Tablo 2.3'de sözü geçen ülkeler ilk beşte yer almaktadır. Enerji tüketiminde ki bu artışı son yıllarda sözü geçen ülkelerin dünya ekonomisinde artan rollerinden de kestirebilmek mümkündür.

Dünya Enerji tüketiminin enerji kaynakları açısından incelendiği Şekil 2.2'de, 1965'den bu yana dünya enerji tüketiminde petrolün ilk sırada yer aldığını göstermektedir.



Şekil 2.2: Dünya'nın 1965–2006 Yılları Arasındaki Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

Dünya enerji tüketimi içinde incelenen dönemde Nükleer Enerji kullanımı çok büyük ölçüde artmıştır. Doğal gaz ise, çevresel etkileri ve kullanım kolaylığı gibi özellikleri sayesinde dünya enerji tüketiminde ilk ikide bulunan petrol ve kömüre yaklaştı. Petrol ise son kırk yılda enerji tüketiminin liderliğini korumaktadır. Tablo 2.3'de ise 2006 yılında en çok enerji tüketen ilk 20 ülke ve kullandıkları enerji kaynakları oransal olarak verilmiştir.

2006 yılı enerji tüketiminde ilk yirmi sırada yer alan ülkeleri, enerji kaynaklarına göre sıralayan Tablo 2.3 incelenirse,

- Rusya, İran ve Ukrayna'da birincil enerji kaynağı olarak Doğal Gaz kullanılmaktadır.
- Çin, Hindistan, Avustralya ve Güney Afrika'da Kömür birincil enerji kaynağıdır.
- Fransa ise birincil enerji kaynağı olarak Nükleer Enerji kullanılmaktadır.
- Hidroelektrik ise ilk yirmideki hiçbir ülkede birincil enerji olmamasına rağmen, Kanada ve Brezilya'da enerji tüketimi içindeki yüksek payı ile dikkat çekmektedir.
- Dünya Enerji tüketiminin %78,67, Petrolün % 75'i, Doğal Gazın % 73'ü, Kömürün %88'i, Nükleer Enerjinin %89'u ve Hidroelektriğin % 67'si ilk yirmi ülke tarafından tüketilmektedir.
- Amerika dünya petrol tüketiminin % 24'ünü, Çin ise dünya kömür tüketiminin % 39'unu tüketmektedir.
- Fransa ise dünya üzerinde kullanılan Nükleer Enerjinin %16'sını kullanmaktadır.

İlerleyen bölümlerde dünyanın birincil enerji kaynağı olan petrolün rezerv, üretim ve tüketim verilerini bölgesel ve ülkesel tabanda incelenecektir.

2.3.1 Dünyada Petrol Rezervi

Dünyada kanıtlanmış petrol rezervi konusunda Orta Doğu'nun büyük bir üstünlüğü vardır. Orta Doğu 2006 yılı sonu itibariyle kanıtlanmış dünya rezervinin % 61,5'ine sahiptir. Bölgesel bazda kanıtlanmış petrol rezervinin yıllara göre değişimi Şekil 2.3'de sunulmuştur.

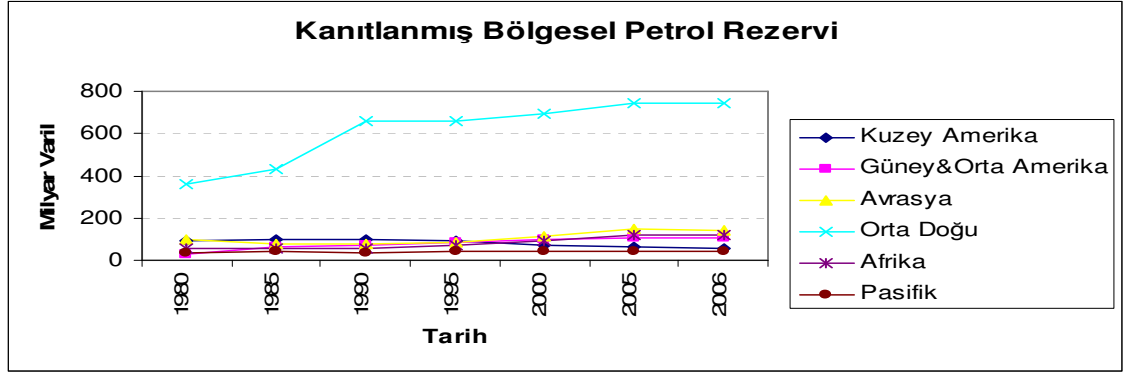
Ülke bazında 1980 ve 2006 yılları için hazırlanan Tablo 2.4'de en yüksek kanıtlanmış rezerve sahip ilk yirmi verilmiştir.

Tablo 2.4'de Rezerv/Üretim 2006 oranı, 2006 yılı üretim rakamları sabit kalmak koşulu ile ülkelerin rezervlerinde de bir değişim olmaması durumunda, kanıtlanmış rezervlerin ömrünü ifade etmektedir. Rezerv/Üretim 2006 Oranı kolonunda (*) simgesinin, Irak ve Kuveyt'in keşfedilen rezervleri değişmemek suretiyle, aynı üretim miktarını sürdürmeleri halinde 100 yılın üzerinde yetecek rezervleri vardır, anlamına gelmektedir.

Dünya enerji tüketiminde ilk iki sırada yer alan Amerika ve Çin üretim miktarları aynı kalırsa ve yeni rezervler bulamazlarsa 10 yıl sonra büyük bir petrol krizinin yaşanması kaçınılmazdır. Tüm dünyada 2006 yılı üretimi sabit devam ederse keşfedilen rezervler 40 yıl sonra tükenecektir.

Tablo 2.3 : 2006 Yılı Enerji Tüketimindeki İlk 20 Ülke [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

Ülke	Enerji Tüketimi (mton eş petrol)	%				
		Petrol	Doğal Gaz	Kömür	Nükleer	Hidroelektrik
Amerika	2326	40,35	24,37	24,38	8,06	2,83
Çin	1698	20,60	2,95	70,17	0,72	5,55
Rusya	705	18,23	55,17	15,96	5,02	5,62
Japonya	520	45,17	14,63	22,89	13,18	4,13
Hindistan	423	28,42	8,45	56,17	0,94	6,01
Almanya	328	37,58	23,88	25,08	11,53	1,92
Kanada	322	30,66	26,98	10,85	6,91	24,60
Fransa	263	35,33	15,47	5,00	38,89	5,30
İngiltere	227	36,25	36,06	19,34	7,51	0,84
Güney Kore	226	46,66	13,64	24,27	14,91	0,52
Brezilya	207	44,61	9,21	6,32	1,51	38,35
İtalya	182	47,03	38,09	9,54	0,00	5,34
İran	179	44,34	52,91	0,61	0,00	2,13
Suudi Arabistan	159	58,27	41,73	0,00	0,00	0,00
Meksika	154	56,36	31,55	6,05	1,61	4,43
İspanya	146	53,56	20,60	12,57	9,34	3,93
Ukrayna	138	10,89	43,39	28,75	14,84	2,12
Avustralya	121	33,37	21,32	42,30	0,00	3,01
Güney Afrika	120	19,30	0,00	78,01	1,99	0,70
Endonezya	114	42,62	31,17	24,20	0,00	2,01



Şekil 2.3 : Dünya Kanıtlanmış Petrol Rezervinin Bölgelere Dağılımı [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

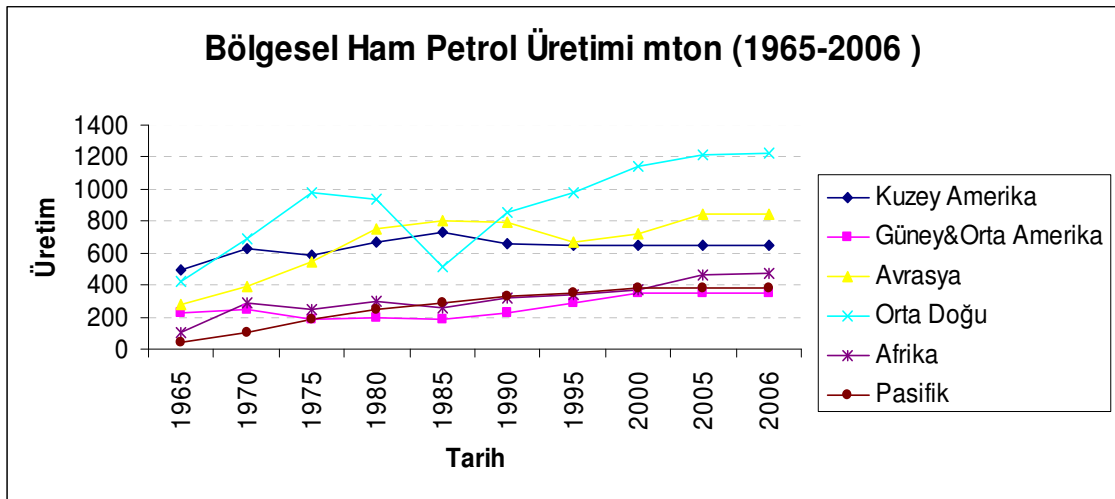
Tablo 2.4 : 1980 ve 2006 Yıllarında En Çok Rezerve Sahip İlk 20 Ülke [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

1980 Petrol Rezervinde İlk 20		2006 Petrol Rezervinde İlk 20		Rezerv/Üretim
Ülke	Rezerv (milyar varil)	Ülke	Rezerv (milyar varil)	2006 Oranı
Suudi Arabistan	168,0	Suudi Arabistan	264,3	66,7
Avrasya Diğer*	84,4	İran	137,5	86,7
Kuveyt	67,9	Irak	115,0	*
İran	58,3	Kuveyt	101,5	*
Meksika	47,2	Arap Emirlikleri	97,8	90,2
Amerika	36,5	Venezüella	80,0	77,6
Arap Emirlikleri	30,4	Rusya	79,5	22,3
Irak	30,0	Libya	41,5	61,9
Libya	20,3	Kazakistan	39,8	76,5
Venezüella	19,5	Nijerya	36,2	40,3
Nijerya	16,7	Amerika	29,9	11,9
Çin	13,3	Kanada	17,1	14,9
Endonezya	11,6	Çin	16,3	12,1
Kanada	8,7	Katar	15,2	36,8
İngiltere	8,4	Meksika	12,9	9,6
Cezayir	8,2	Cezayir	12,3	16,8
Norveç	3,6	Brezilya	12,2	18,5
Katar	3,6	Angola	9,0	17,6
Mısır	2,9	Norveç	8,5	8,4
Hindistan	2,7	Azerbaycan	7,0	29,3

2.3.2 Dünyada Petrol Üretimi

1965 yılında 1566 milyon ton olan petrol üretimi, 41 yıl içinde % 250 artarak 2006 yılında 3914 milyon ton'a ulaşmıştır. Bu dönemin başında Kuzey Amerika petrol üretiminde ilk sırada yer alırken, Orta Doğu, kanıtlanmış rezervlerindeki hakimiyetinden önceki bölümde bahsedilmişti, petrol üretiminde ilgili dönemde ağırlığını ortaya koymuştur. 1980'li yıllardaki İran-İrak savaşı döneminde ve I. Körfez savaşı dönemlerinde bölgenin üretiminde gözle görülür bir azalma meydana gelmiştir. Avrasya'nın üretimi de 1980'li yıllardan itibaren Kuzey Amerika'yı geçmiş bulunmaktadır. Dünya petrol üretiminin bölgesel olarak yıllara göre değişimi Şekil 2.4'de sunulmuştur.

1965–2006 yılları arasında Bölgesel petrol üretim artışları Kuzey Amerika'da % 132, Güney ve Orta Amerika'da % 154, Avrasya'da %300, Orta Doğu'da % 292, Afrika'da %445 ve Pasifik'te % 846 oranında olmuştur. Bölgesel enerji tüketimi ve Bölgesel petrol üretimi incelendiğinde Amerika kıtasının enerji açığı olduğu gözlemlenebilir. Üretimdeki liderliğini kaybetmesine rağmen, Amerika kıtası tüketimde 3 332 milyon ton'luk eşlenik petrolü 2006 yılında tüketmiştir. 2006 yılında 992 milyon tonluk petrol üretimine karşılık, kıtada 1 361 milyon ton petrol tüketilmiştir. Dünya petrol üretimi Tablo 2.5'de 1965 ve 2006 yılında en fazla üretimi yapan ilk 20 ülke çapında incelenmiştir.



Şekil 2.4: Dünya Petrol Üretiminin 1965–2006 Yılları Arasında Bölgesel Bazda İncelenmesi[12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

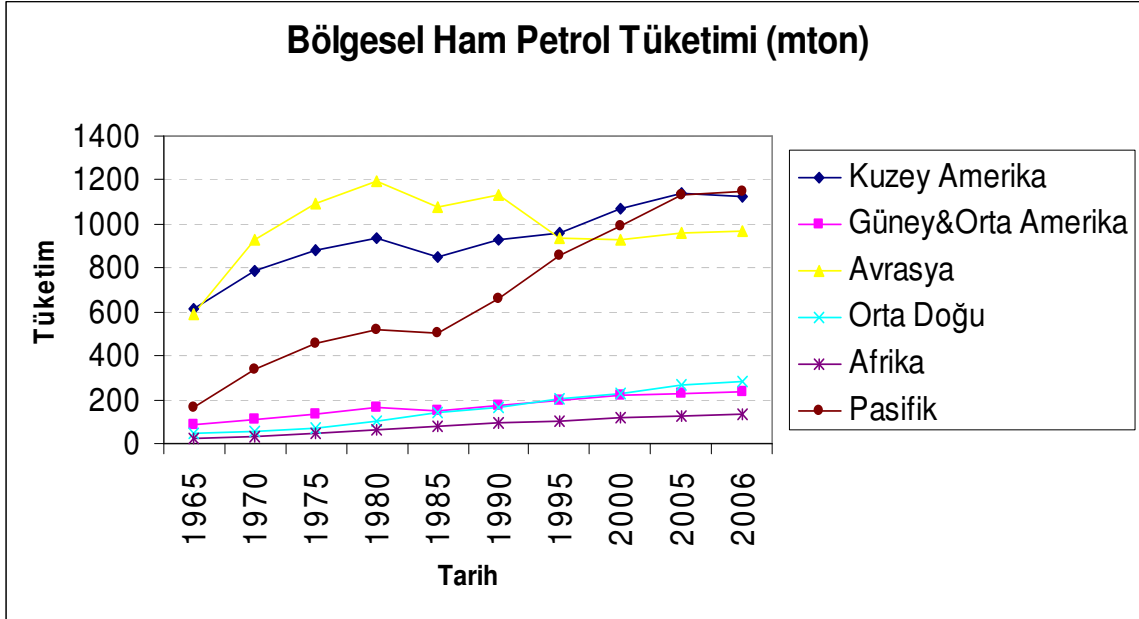
Tablo 2.5: 1965 ve 2006 Yıllarında En Çok Petrol Üreten İlk 20 Ülke [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

1965 Petrol Üretiminde İlk 20		2006 Petrol Üretiminde İlk 20	
Ülke	Üretim (mton)	Ülke	Üretim (mton)
Amerika	427,7	Suudi Arabistan	514,6
Avrasya Diğer*	266,7	Rusya	480,5
Venezüella	183,7	Amerika	311,8
Kuveyt	119	İran	209,8
Suudi Arabistan	111	Çin	183,7
İran	95,7	Meksika	183,1
Irak	64,7	Kanada	151,3
Libya	58	Venezüella	145,1
Kanada	43,9	Arap Emirlikleri	138,3
Cezayir	26,5	Kuveyt	133,2
Endonezya	24,5	Norveç	128,7
Meksika	18,1	Nijerya	119,2
Arjantin	13,8	Irak	98,1
Arap Emirlikleri	13,6	Brezilya	89,2
Nijerya	13,5	Cezayir	86,2
Romanya	12,8	Libya	85,6
Çin	11,3	İngiltere	76,6
Katar	11,2	Angola	69,4
Kolombiya	10,1	Kazakistan	66,1
Trinidad	7	Endonezya	51,9

1965 yılında dünya üretiminin %97,9'u ilk yirmi ülkenin elindeyken, 2006 yılında bu oran %84,9'a düşmüştür. Amerika üretim açısından birincilikten üçüncülüğe gerilemiş ve dünya üretimi artmasına rağmen, bu ülkenin üretimi %27 oranında azalmıştır. 1965 yılında doğu bloğu ülkelerinden sağlıklı olarak veri alınamaması neticesinde, Avrasya diğer adıyla, bölge geneline ait bilgiler kullanılmıştır. 2006 yılı üretim sıralamasında Rusya'nın ikincilik pozisyonu bu veriyi güçlendirmektedir. On dört ülke her iki yılda da ilk 20 listesinde yer almaktadır. Bu ülkeler içerisinde üretimini oransal olarak en fazla arttıran, dünya ekonomisindeki yerine paralel olarak, Çin'dir.

2.3.3 Dünyada Petrol Tüketimi

Bölgesel tüketimde, Avrasya 1995 yılına kadar liderken Kuzey Amerika ve Pasifik tarafından geride bırakılmıştır. Özellikle Pasifik'teki hem birincil enerji tüketiminde, hem de ham petrol üretimindeki artış, tüketim verileriyle paralellik arz etmektedir. Orta Doğu'nun ise üretim değeri ile tüketim değerleri incelendiğinde, bölgenin dünya petrol piyasasına yüksek miktarda ihraç ettiği gözlemlenmektedir. Bölgenin rezerv verileri de, dünya petrol piyasasında bölgenin uzun bir süre daha diğer bölgelere petrol ihraç edeceğinin göstergesidir. Dünya petrol tüketiminin bölgesel olarak yıllara göre değişimi Şekil 2.5'de sunulmuştur.



Şekil 2.5: Dünya Petrol Tüketiminin 1965-2006 Yılları Arasında Bölgesel Bazda İncelenmesi [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

Tüketimi de üretim gibi ülke bazında ele aldığımızda aşağıdaki sonuçlar ortaya çıkmaktadır.

1965'de ilk yirmi ülke dünya petrol tüketiminin % 76'sını, 2006 da ise % 76,7'sini tüketmektedirler. Amerika üretimde yitirdiği liderlik pozisyonunun aksine tüketimde açık ara liderliğini sürdürmektedir. Bu pozisyon için Amerika'nın en yakın rakibi, hızlı enerji tüketim artışı ve petrol üretim artışı yaşayan Çin'dir. Japonya, Güney Kore,

Hindistan, Tayvan ve Tayland gibi Asya ülkelerinin tüketimde ilk yirmiyeye girmeleri, bu bölgedeki ekonomik büyümenin göstergesi olarak düşünülebilir.

Tablo 2.6: 1965 ve 2006 Yıllarında En Çok Petrol Tüketen İlk 20 Ülke [12, Erişim Tarihi: 14/01/2008]

1965 Petrol Tüketiminde İlk 20		2006 Petrol Tüketiminde İlk 20	
Ülke	Tüketim (mton)	Ülke	Tüketim (mton)
Amerika	548,93	Amerika	938,8
Japonya	87,88	Çin	349,8
Almanya	86,27	Japonya	235,0
İngiltere	74,22	Rusya	128,5
Fransa	53,89	Almanya	123,5
Kanada	53,84	Hindistan	120,3
İtalya	52,29	Güney Kore	105,3
Hollanda	25,29	Kanada	98,8
Arjantin	21,95	Fransa	92,8
Suudi Arabistan	19,58	Suudi Arabistan	92,6
İsveç	18,95	Brezilya	92,1
Belçika&Lüksemburg	16,96	Meksika	86,9
Avustralya	16,90	İtalya	85,7
Brezilya	14,88	İngiltere	82,2
Meksika	14,23	İran	79,3
İspanya	14,21	İspanya	78,1
Hindistan	12,64	Tayvan	52,5
Çin	10,96	Hollanda	49,6
Danimarka	10,22	Endonezya	48,7
İran	10,03	Tayland	44,3

Petrol Üretim ve Tüketim tabloları karşılaştırıldığında;

- 1965 yılında tüketimde ilk yirmide yer alan on üç ülke üretimde ilk yirmiyeye giremezken, 2006 yılında tüketimde ilk yirmide ter alıp üretimde ilk yirmiyeye giremeyen ülke sayısı on'dur.
- Amerika 1965'de tüketiminin % 28'ini ithal ederken, 2006 yılında % 66'sını ithal etmiştir. 2006 yılında Amerika'nın komşusu olan Kanada ve Meksika 148,5

milyon ton petrol ihraç etmişlerdir. Bu rakam Amerika'nın ithalatının % 24'ünü karşılamaktadır.

- Suudi Arabistan her iki dönemde de en fazla petrol ihraç eden ülke konumundadır. Rusya ve İran da pazara yüklü miktarda petrol satmaktadırlar.
- Çin ilk dönemde neredeyse kendi kendine yeter pozisyonunda iken 2006 yılında 166 milyon ton petrol, bir başka deyişle tüketiminin %47'sini ithal etmiştir.
- Tüketimde ilk yirmide bulunan Japonya, Güney Kore, Hindistan, Tayvan ve Tayland gibi ülkeler üretimde listeye girememişlerdir. Bu ülkeler için en büyük petrol tedarikçisi Rusya'dır. 2006 yılı petrol üretimde ilk yirmide yer alıp da tüketimde yer almayan Venezüella, Birleşik Arap Emirliği, Kuveyt, Norveç, Nijerya, Irak, Cezayir, Libya, Angola ve Kazakistan dünya petrol piyasasına 1000 milyon ton petrol ihraç etmektedirler.

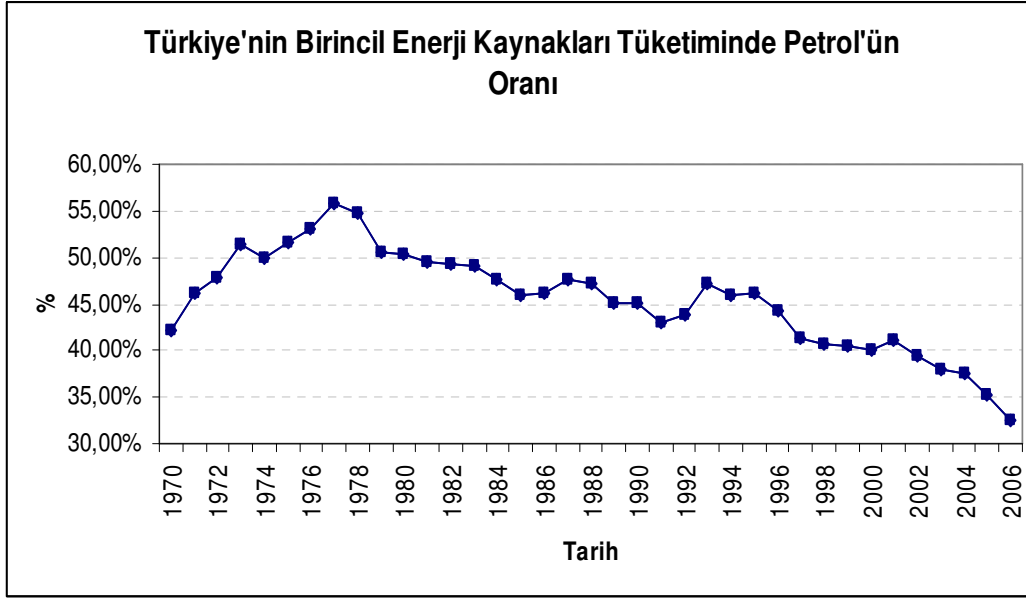
2.4 Türkiye'de Ham Petrol

Ülkemizde, Dünya ile paralel olarak birincil enerji kaynağı olarak petrolü uzun süreden beri kullanmaktadır. 1970'li yıllarda yaşanan petrol krizinden sonra, dünyada olduğu gibi Türkiye'de de alternatif enerji kaynakları aranmaya başlanmıştır. Bu arayışlar kapsamında doğal gaz tüketimi, özellikle son yıllarda önemli bir miktar artsa da, ham petrol'ün liderliği devam etmektedir. Enerji Bakanlığı internet sitesinden alınan Birincil Enerji Kaynakları Tüketim (1970–2006) ve Birincil Enerji Kaynakları Üretim verileri Ek-2 ve Ek-3' de verilmişlerdir. Ek-2'deki verilerden oluşturulan, birincil enerji kaynakları tüketimi içinde petrolün tarihsel değişim oranını veren Şekil 2.6'da aşağıda sunulmuştur.

Şekil 2.6 ülkemizin birincil enerji kaynakları tüketiminde petrolün oranını göstermektedir. Ülkemizin enerji tüketiminde petrol 1970 yılından bu yana liderliğini sürdürmektedir. Fakat 1990'lı yılların ikinci yarısından itibaren doğal gaz'ın yayılımıyla, petrolün oranı %46'lardan 2006 yılında %33'e düşmüştür.

Ülkemizin 1970 yılındaki enerji tüketimi 18 872 bin ton eşlenik petrol iken, 2006 yılında % 429'luk bir artışla 99 825 bin ton eşlenik ham petrol değerine ulaşmıştır. Dünya enerji

tüketimi 1970 yılında 3 826 595 bin eşlenik petrolden 2006 yılında 10 878 460 bin eşlenik petrol değerine ulaşmıştır.

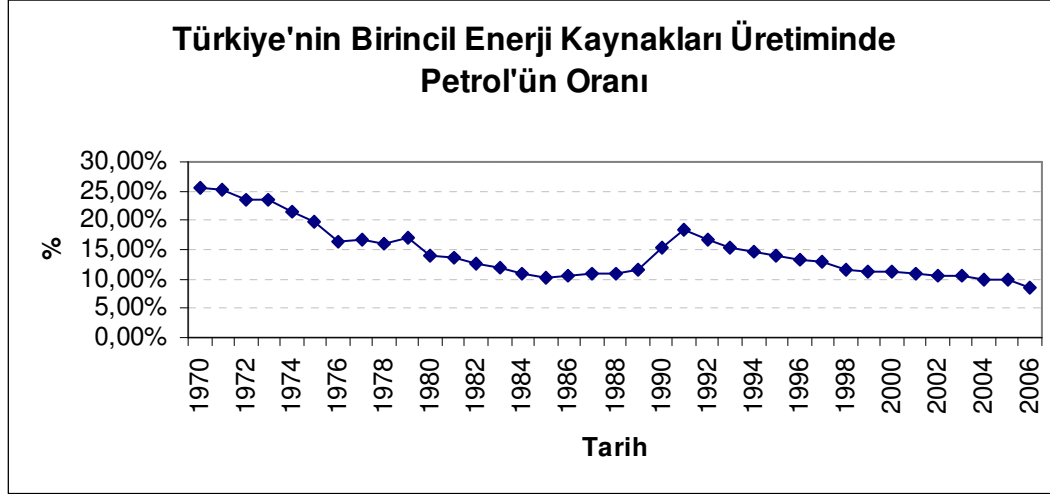


Şekil 2.6: Türkiye'nin Birincil Enerji Kaynakları Tüketiminde Petrol'ün Oranının 1970–2006 Yılları Arasındaki Değişimi [13, Erişim Tarihi: 28/05/2008]

Dünya enerji tüketimi sözü edilen zaman aralığında % 184 oranında artmıştır. Bu artış oranı ülkemizin enerji tüketimindeki artış oranına kıyasla çok küçüktür. Ülkemiz 1970 yılında dünyada tüketilen enerjinin % 0,49'unu tüketirken 2006 yılında % 0,92'sini tüketmiştir. Enerji kullanımındaki bu artış, ülkemizin sanayi alanında kalkınmasının ve toplumun yaşam standartlarındaki artışla açıklanabilir.

Ülkemizin 1970 yılındaki birincil enerji kaynakları üretimi 14 516 bin ton eşlenik petrol iken, 2006 yılında % 84'lük bir artışla 26 763 bin ton eşlenik ham petrol değerine ulaşmıştır. 1970 yılında enerji tüketimimizin eşlenik ham petrol cinsinden % 77' sini karşılayan enerji üretimimiz, 2006 yılında ancak % 27'sini karşılayabilmektedir.

Türkiye'nin petrol konusunda durumu daha iyi incelemek amacıyla, aynı dönemdeki enerji üretimi içindeki petrol üretim oranının yıllara göre değişimi Şekil 2.7'yi incelemek gerekir.



Şekil 2.7: Türkiye'nin Birincil Enerji Kaynakları Üretiminde Petrol'ün Oranının 1970–2006 Yılları Arasındaki Değişimi [14, Erişim Tarihi: 28/05/2008]

Şekil 2.6 ve Şekil 2.7 incelendiğinde ve ülkemizdeki enerji tüketim ve üretim değerleri göz önüne alınırsa, ülkemizin ham petrol konusunda dışa bağımlı kaldığı açıkça gözlemlenebilmektedir. 1970 yılında petrol üretimimiz 3 719 bin ton iken, 2006 yılı üretimimiz 2 284 bin ton değerine düşmüştür. Aynı dönemlerdeki petrol tüketimi ise sırasıyla 7 958 bin ton ve 32 551 bin ton'dur. 1970 yılında dahi tüketimi değerinin %47'si karşılanırken, 2006 yılındaki üretim miktarı 1970 yılına göre % 39 oranında azalmıştır. Aynı dönemde tüketim değeri ise % 309 oranında artmış ve petrol üretimimiz tüketimimizin ancak % 7'sini karşılayabilir hale gelmiştir.

2.4.1 Türkiye'nin Petrol Rezervi

Türkiye'de başlıca petrol arama alanları; Güneydoğu Anadolu, Trakya, Karadeniz, İç basenler, Toros, Adana ve Doğu Anadolu bölgeleridir. Bunlar arasında en önemlileri Güneydoğu ve Trakya bölgeleridir. 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 alanının kuzey kısımlarında hafif petrol (25–40 API) bulunurken, platform alanının güneyinde ağır petrol (10–18 API) bulunmaktadır [15].

Bulunan rezervler, petrol ihtiyacımızı karşılamaktan çok uzak olsa da, yerli üretim açısından önemlidir. Ek-4'de ülkemizde keşfedilen petrol sahaları hakkında, hangi firma

tarafından ve hangi tarihlerde keşfedildiğini bilgileri verilmektedir. Ayrıca bu tabloda üretimden düşmüş veya üretime kapalı sahalar da belirtilmiştir.

Tablo 2.7’de 2006 yılı sonunda rezervuarlardaki toplam petrol miktarı, üretilebilir petrol miktarı, bugüne kadar yapılan toplam üretim miktarı ve kalan üretilebilir rezerv miktarı hak sahibi şirketler bazında gösterilmiştir. Ülkemizin toplam üretilebilir rezervi son sütunda en alt satırda verilmiştir.

2006 yılında ülkemizdeki petrol üretimi 2 175 668 tondur. Yıllık üretim miktarının sabit kalması ve yeni rezerv bulunamaması durumunda 19 yıl içinde rezervlerimiz tükenecektir. 2006 yılındaki ülkemizin tüketimi ise 29 908 906 tondur. Yıllık tüketimimizin sabit kalması ve yeni rezerv keşfedilememesi durumunda, tüm tüketimimizi yerli üretimle karşılırsak ancak 1,4 yıl yetecek rezervimiz vardır. Ülkemizdeki rezervin azlığı enerji ithalini doğurmuştur. Uzun yıllar akaryakıt ürünleri ithal eden ülkemiz, rafinerasyon kapasitesinin artırılmasıyla son yıllarda ham petrol ithal etmeye başlamıştır.

2.4.2 Türkiye’nin Petrol Üretimi

Ülkemiz kendi rezervleri doğrultusunda üretim yapmaktadır. 1945 yılında keşfedilen Raman petrol sahasının keşfinden bugüne yapılan çalışmalar Türkiye’de petrol ve gazın varlığını kanıtlamıştır. Bugüne kadar irili-ufaklı yaklaşık 120 tane petrol ve doğal gaz sahası keşfedilmiştir. Keşifler ağırlıklı olarak Kilis’ten Siirt’e kadar uzanan ve Adıyaman-Diyarbakır-Batman’ı kapsayan Güneydoğu Anadolu bölgesinde ve Trakya bölgesinde gerçekleştirilmiştir. Trakya bölgesinde genelde doğal gaz sahaları, Güneydoğu Anadolu bölgesinde ise genelde petrol sahaları keşfedilmiştir.

Ülkemizde petrol arama amacıyla açılan ilk derin kuyu, 20 Mayıs 1933 tarihinde 2189 sayılı yasa ile kurulan "Petrol Arama ve İşletme İdaresi" tarafından 13.10.1934–15.6.1936 tarihleri arasında 1351 metre derinlikte kuru olarak bitirilen Baspirin–1 arama kuyusudur. İlk ticari petrol keşfi Raman sahasında Raman–1 kuyusunda, 20 Nisan 1940 tarihinde 1048 metre derinliğinde yapılmıştır [15].

Tablo 2.7: 2006 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Ham Petrol Rezervleri [16,Sayfa 30²]

Şirketler	Rezervardaki Petrol (*,ton)	Üretilabilir Petrol (ton)	Kümülatif Üretim (ton)	Kalan Üretilabilir Petrol (ton)
TPAO	694 692 681	97 661 146	68 600 284	29 060 862
N.V.Turkse Perenco	181 746 469	48 698 622	41 182 760	7 515 862
Petroleum E.M.I. & Dorchester	73 087 198	12 746 190	11 184 647	1 561 543
Toreador Turkey Ltd. & TPAO	6 967 064	2 569 940	2 348 423	221 517
N.V.Turkse Perenco & TPAO	15 780 890	3 959 199	1 639 610	2 319 589
Aladdin & GYP	8 577 159	1 349 658	1 128 104	221 554
Aladdin & MDT	3 601 190	900 085	267 848	632 237
Aladdin & TMO	9 671	9 671	4 499	5 172
Aladdin & EPS & AVE	6 938	6 938	5 970	968
Amity Oil & TPAO	13 620	13 555	12 949	606
Thrace Basin	878	878	737	141
Toplam	984 483 758	167 915 882	126 375 831	41 540 051

(*) İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

1954 yılındaki petrol yasası sonrasında T.P.A.O'nun ve özellikle Shell ve Mobil gibi uluslararası şirketlerin arama ve sondaj çalışmalarına başlamıştır. 1969 yılında ve ayrıca 1973 ilk petrol krizi ve şoku sonrasında petrol fiyatının 10 katı artması sonrasında yerli petrol aramacılığına ve sondaj çalışmalarına verilen önem ve ağırlık neticesinde 1991'de yerli petrol üretimleri rekor düzeylere, yılda 4,5 milyon tona, ulaşmıştır. Ancak, daha sonraki yıllardan günümüze kadar, değişik nedenlerle, petrol ve doğal gaz aramacılığına ve sondajına ayrılan bütçe azaldı ve halen yıldan yıla azalmaktadır [17]. 2006 yılında ülkemizdeki üretim 2,2 milyon ton değerine düşmüştür. En düşük üretim 1,5 milyon ton ile 1965 yılında en yüksek üretim ise 4,5 milyon ton ile 1991 yılında yapılmıştır. 1991 yılından sonraki yıllarda üretimde azalma eğilimi göze çarpmaktadır. 1991 yılı üretim değeri 2006 yılı üretim değerinin 2 katıdır.1965–2006 yılları arasındaki ülkemizdeki petrol üretimi Tablo 2.8’de sunulmuştur. Üretilen miktar ile tüketilen miktarların

² 2006 yılına ait rezerv verileri 4982 sayılı Bilgi Edinme Kanununa dayanılarak Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden alınmıştır. Tablo 2.7’deki 2005 ve 2006 yıllarına ait veriler aynı şekilde güncellenmiştir.

arasındaki fark Tablo 2.8 ve Tablo 2.9 incelendiğinde açıkça ortaya çıkacaktır. Bu fark ülkemizin enerji ihtiyacını dışarıdan alma yoluyla karşılama zorunluluğunda bırakmıştır. Çok az miktarlarda da olsa yerli üretim stratejik önemi açısından çok önemlidir ve üretimi arttırmak için çeşitli yatırımlara gidilmelidir. Bu konuda rezervuardaki petrolün ikincil üretim yöntemleriyle üretilebilir hale getirme konusunda çeşitli yöntemler mevcuttur.

2.4.3 Türkiye'nin Petrol Tüketimi

Türkiye'de 2006 yılı enerji tüketiminin % 33'sını petrol teşkil etmektedir. Şekil-6'dan da görülebileceği gibi 1970 yılından bu yana en düşük oran % 33'dür. Birincil enerji tüketiminde petrolün oranı azalmakla beraber, halen liderliğini sürdürmektedir. Ülkemizde de uzun zamandır birincil enerji kaynağı olarak petrol kullanılmakla beraber, son dönemde doğal gaz kullanımı artmıştır. Fakat hem dünya hem Türkiye için petrol hala birincil enerji kaynağıdır.

Türkiye'de petrol tüketimi genel olarak enerji, ulaştırma, sanayi, tarım ve ısınma amaçlarına yöneliktir. Ham petrolün rafinasyonu ile elde edilen petrol ürünlerinden LPG mutfak ve endüstride, nafta ise petrokimya ve gübre sanayisinde kullanılmaktadır. Benzin ve motorin birinci derecede ulaşım ve tarımda kullanılırken, motorinin endüstride ve elektrik üretiminde de kullanımı mevcuttur. Gazyağı ısınma amacı ile kullanılmakta, fuel oil ise büyük ölçüde elektrik üretimi ve sınai kullanımın yanı sıra ısınma ve ulaşım amaçlarıyla değerlendirilmektedir [15].

Ülkemizin 1970–2006 yılları arasındaki petrol tüketimi Tablo 2.9'da sunulmuştur. Türkiye'nin yıllık petrol tüketimi 1996 yılından beri 30 milyon tonun üzerindedir. Ek-3'deki veriler incelendiğinde ise, Türkiye'nin tüm enerji kaynaklarından yaptığı rekor üretim ise 1998 yılında 29,3 milyon ton eşlenik petrol'e karşılık gelmektedir. Bu durumda ülkemizin toplam enerji üretimin petrol tüketimimize karşı gelemediği açıktır.

Türkiye'nin petrol üretimi 1991 yılında en yüksek değeri olan 4,5 milyon ton olup, sonraki yıllarda sürekli azalmış ve 2006 yılında 2,2 milyon ton seviyesine düşmüştür. Ülkemizin en yüksek üretimi dahi Tablo 2.9'un ilk verisi olan 1970 yılı tüketimini karşılayamamaktadır.

Tablo 2.8: 1965–2006 Yılları Arasındaki Türkiye’deki Petrol Üretimi [16, Sayfa 58-59²]

YIL	Üretim Yapan Firmalar ve Miktarları (Bin Ton)				TOPLAM	YIL	Üretim Yapan Firmalar ve Miktarları (Bin Ton)				TOPLAM
	TPAO	NV	Petrom	Diğer			TPAO	NV	Petrom	Diğer	
1965	701	346		484	1532	1986	1248	886	247	9,7	2392
1966	765	712		562	2040	1987	1496	900	220	12	2629
1967	991	1056	608	95	2751	1988	1485	869	198	10,9	2563
1968	1025	1357	623	97	3104	1989	1857	819	175	23,8	2876
1969	1133	1830	592	66	3623	1990	2650	736	197	131	3716
1970	1064	1943	470	63	3542	1991	3300	690	176	285	4451
1971	993	1882	496	81	3452	1992	2993	680	171	434	4280
1972	940	1872	487	87	3388	1993	2748	618	105	420	3892
1973	1026	2014	422	47	3511	1994	2548	624	145	367	3686
1974	1111	1766	400	30	3309	1995	2488	618	111	298	3515
1975	1101	1628	348	16	3095	1996	2557	560	99	282	3499
1976	1030	1250	298	16	2595	1997	2447	563	93	352	3456
1977	1070	1213	423	6,4	2712	1998	2283	546	85	308	3223
1978	992	1376	354	12	2736	1999	2016	543	80	298	2939
1979	1149	1382	294	4,6	2831	2000	1826	555	110	256	2749
1980	940	1113	267	8,5	2330	2001	1648	541	106	255	2551
1981	1007	1100	245	8,2	2362	2002	1574	533	93	240	2441
1982	1031	1071	223	7,6	2333	2003	1500	541	117	216	2375
1983	969	981	246	5,6	2203	2004	1440	552	103	178	2275
1984	947	840	295	3,2	2086	2005					2 281
1985	1030	786	290	2,5	2110	2006					2 175

Üretimimiz tüketimimizin %10’unu karşılayamamaktadır. Bu sonuç petrol konusundaki dışa bağıllığımızın açık göstergesidir. Bu bağıllığı en az düzeye indirmek için, petrol aramacılığına yatırım yapılmalıdır. Bir diğer yatırım konusu ise, rezervuarlarda üretilmeden kalan petrolün ikincil üretim yöntemleriyle çıkarılmasıdır.

1980’li yıllardan önce akaryakıt ithalatçısı olan Türkiye, artık ham petrol ithal etmekte ve petrolü kendi rafinerilerinde işlemektedir. Rafineriler ile ilgili detaylı bilgiler sonraki bölümde sunulacaktır.

Tablo 2.9: 1970–2006 Yılları Arasındaki Türkiye’deki Petrol Tüketimi [14, Erişim Tarihi: 28/05/2008]

YILLAR	TÜKETİM (Bin Ton)	YILLAR	TÜKETİM (Bin Ton)
1970	7958	1989	22865
1971	9260	1990	23901
1972	10726	1991	23315
1973	12595	1992	24865
1974	12739	1993	28412
1975	14178	1994	27142
1976	15742	1995	29324
1977	18092	1996	30939
1978	17861	1997	30515
1979	15536	1998	30349
1980	16074	1999	30138
1981	15845	2000	32297
1982	16933	2001	30936
1983	17540	2002	30932
1984	17840	2003	31806
1985	18134	2004	32922
1986	19622	2005	32192
1987	22301	2006	32551
1988	22590		

2.5 Rafineri Teknolojisi

Petrol rafinerileri çeşitli ünitelerden oluşan birer komplekstir; rafinasyon, karmaşık bir hidrokarbonlar karışımından son ürünleri elde etme işlemidir [5].

İlk rafinerilerin çıkardıkları ürünlerden gaz yağının diğer ürünlere oranla daha fazla satılması nedeniyle, uzun yıllar rafineri sanayinin başlıca amacı gaz yağı üretmek olmuştur. Fakat benzin ve dizel motorların çeşitli sanayi sektörlerinde geniş bir kullanım alanına kavuşması, buharlı kazanlarda yakılan kömürün yerini fuel oil’in alması ve

petrol ürünlerinin kimya sanayinin ana maddesi olarak kullanılması, gaz yağı yanında bazı ürünlerin önemini arttırmıştır. Bu nedenle yeni proseslerin bu yönde geliştirilmesi yoluna gidilmiştir. Yirminci yüzyılın başından beri sürekli gelişen petrol arıtım teknolojisi bugün en üst düzeye yaklaşmıştır. Pek çok sürecin ve işlemin artık standartlaştırıldığı bu sanayi dalında en son önemli yenilik 1970 yıllarındaki Hydrocracking prosesinin ticari uygulamasıdır [18]. Rafinasyon Teknolojisinin kronolojik gelişimi Tablo 2.10'da sunulmuştur.

Alt bölümlerde rafinasyondaki temel prosesler ve rafineri tiplerine değinilecektir. Rafinasyon teknolojisindeki gelişimi dört ana proses başlığı altında incelemek mümkündür. Rafineri tiplerini ise 5 alt başlık altında inceleyebiliriz. Rafinasyon proseslerinin birbirleri ile ilişkilerini açıklamak amacıyla Tüpraş İzmit Rafinerisi tarafından EPDK'na gönderilen akış şeması Ek-5'de sunulmuştur.

2.5.1 Distilasyon Prosesleri

İlk rafineri 1862'de açılmış ve basit atmosferik distilasyonla yan ürünleri arasında katran ve naftanın da bulunduğu gaz yağı üretilmiştir. Atmosferik distilasyon işlemi, petrol ürünlerinin kaynama aralıklarının farklı oluşundan yararlanarak ham petrolün bileşenlerine ayrılmasıdır.

Kısa bir süre sonra petrolün vakum altında distillenmesiyle yüksek kaliteli yağlama yağları elde edilebileceği keşfedildi. Sonraki 30 yıl boyunca tüketicinin temel talebi yine gaz yağı oldu. Bu durumu iki olay değiştirdi; elektriğin keşfedilmesiyle aydınlatma amacıyla kullanılan gaz yağı talebinin azalması ve içten yanmalı motorların kullanılmasıyla dizel ve benzin talebinin artmasıdır.

2.5.2 Termal K cracking Prosesleri

Otomotiv endüstrisinin gelişmesi ve I. Dünya Savaşı, benzin motorlu araçların çoğalmasına ve buna paralel olarak da benzin talebinin hızla artmasına neden oldu. Ancak, distilasyon prosesleriyle elde edilen benzin miktarı az ve sınırlı olduğundan, 1913'de termal k cracking prosesi geliştirildi. Bu proseste büyük moleküllü hidrokarbonlar içeren ağır yakıtlar basınç ve ısı altında parçalanıp küçük moleküllü hidrokarbonlara dönüştürülerek benzin üretimi ve distile yakıtlar artırılır.

Diğer bir termal kraking teknolojisi koklaşmadır ; ağır kalıntıları daha hafif ürünlere ve distillatlara dönüştürmede uygulanan şiddetli bir ısı kırma prosesidir. Visbreaking , termal kraking prosesinin yumuşak bir formudur, atmosferik veya vakum distilasyon kalıntıları, katalizörsüz ortamda ısı olarak parçalanarak gaz, nafta, distillatlar ve düşük viskoziteli fuel oil'e dönüştürülür.

Tablo 2.10: Rafinasyonun Tarihçesi [19, s 152]

Yıl	Posesin Adı	Amacı	Yan-Ürün,vs
1862	Atmosferik Distilasyon	Gazyağı üretimi	Nafta, katran, vs.
1870	Vakum Distilasyonu	Hampetrolleri fraksiyonlama	Asfalt, Kalıntı
1913	Termal Kraking	Benzin Verimini Arttırma	Kalıntı, bunker yakıtı
1916	Sweetening	Kükürt ve kokuyu azaltma	Kükürt
1930	Termal Reforming	Oktan Sayısını Yükseltme	Kalıntı
1932	Hidrojenasyon	Kükürt Uzaklaştırma	Kükürt
1932	Koklaştırma	Benzin baz stoklarını arttırma	Kok
1933	Solvent ekstraksiyon	Yağların VI arttırma	Aromatikler
1935	Solvent devaksing	Akma noktasını düzenleme	Vakslar
1935	Kat polimerizasyon	Benzin Verimi ve Oktan Arttırma	Petrokimya ham maddeleri
1937	Katalitik Kraking	Daha yüksek oktanlı benzin	Petrokimya ham maddeleri
1939	Visbreaking	Viskoziteyi Düşürme	Distilat ve katran
1940	Alkilasyon	Benzin Verimi ve Oktan Arttırma	Yüksek oktanlı Uçak Benzini
1940	İzomerizasyon	Alkilasyon ham maddeleri	Nafta
1942	Fluid Katalik Kraking	Benzin Verimi ve Oktan Arttırma	Petrokimya ham maddeleri
1950	Deasfaltering	Kraking ham maddesi arttırma	Asfalt
1952	Katalitik Reforming	Nafta Dönüştürme	Aromatikler
1954	Hidrodesülfürizasyon	Kükürt Uzaklaştırma	Kükürt
1956	İnhibitör Sweetening	Merkaptanları Uzaklaştırma	Disülfürler
1957	Katalitik İzomerizasyon	Yüksek Oktanlı Moleküller	Alkilasyon ham maddeleri
1960	Hidrokraking	Kaliteyi İyileştirme, S azaltma	Alkilasyon ham maddeleri
1974	Katalitik Devaksing	Akma Noktasını Düzenleme	Vakslar
1975	Kalıntı Hidrokraking	Benzin verimini arttırma	Ağır Kalıntılar

2.5.3 Katalitik Prosesler

Yüksek-sıkıştırılmalı benzin motorlarında, vurutuya dayalı yüksek-oktanlı benzine gereksinim vardır. 1930'lu yılların ortalarından sonlarına kadar geliştirilen katalitik

kraking, alkilasyon ve polimerizasyon prosesleriyle benzin kalitesini ıslah edildi ve yüksek oktanlı benzin talepleri karşılanmıştır. Daha sonra katalitik izomerizasyon yöntemi geliştirilerek hidrokarbonların alkilasyon ham maddeleri haline dönüştürülmesi gerçekleştirilmiştir. 1960'lı yıllarda ıslah edilmiş katalizörlerle, hidrokaraking, buhar reforming, buhar kraking ve devaksing gibi proses metotları geliştirilmiştir. Bu katalitik prosesler, aynı zamanda çift bağlı moleküller (alkenler) de elde edilebildiğinden, modern petrokimya endüstrisinin temelini oluşturmuşlardır.

2.5.4 İşleme Prosesleri

Hidrokarbon olmayan maddeler, safsızlıklar ve son ürünlerin özelliklerini etkileyen veya dönüşüm proseslerinin verimini düşüren diğer maddelerin uzaklaştırılması için çeşitli treatment metotları kullanılır. İşleme, kimyasal reaksiyon ve/veya fiziksel ayırmadır.

Tipik örnekler, kimyasal sweetening (yumuşatma), asit treating, klay temaslandırma, kostik yıkama, hidrotreating, kurutma, solvent ekstraksiyonu ve solvent devaksingdir (mum giderme). Sweetening, ham petrole prosten önce uygulanarak kükürtten arınmasını sağlar, ürünlere ise proses sırasında veya prosten sonra uygulanır [19].

2.5.5 Basit Rafineriler

Bu tip rafinerilerde sadece atmosferik distilasyon işlemi yapılmaktadır. Atmosferik distilasyon işlemi, petrol ürünlerinin kaynama aralıklarının farklı oluşundan yararlanarak ham petrolün bileşenlerine ayrılmasıdır. Bu ayırma işlemi belli basınç ve sıcaklıkta damıtma kulelerinde yapılır. Düşük sıcaklıkta kaynayan maddeler tepe ürünü, yüksek sıcaklıkta kaynayanlar ise dip ürünü olarak adlandırılır. Petrol çok bileşenli bir karışım olduğundan yalnız tepe ve dip ürünü alınmaz, basamaklar arasında da çeşitli ürünler alınır. Atmosferik distilasyon petrol ürünlerinin ilk ve temel ayrımlarının yapıldığı bir süreçtir. Bir rafinerinin kapasitesi atmosferik distilasyon kolonunun kapasitesine eşittir [20].

2.5.6 Hydroskimming Rafineriler

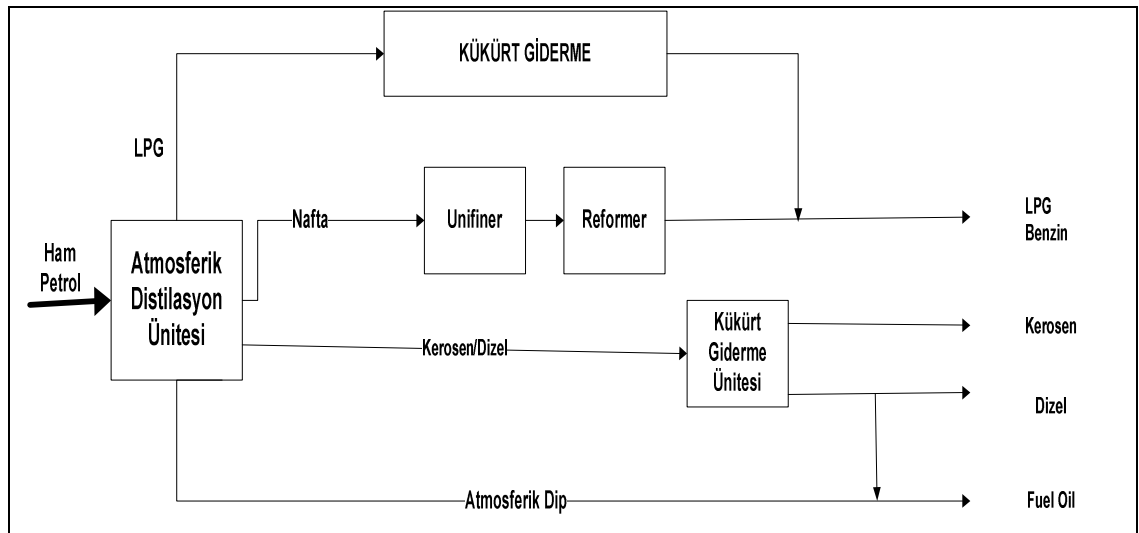
Bu tip rafinerilerde sadece distilasyon kolonları, nafta oktan artırıcı reformer ve kükürt giderme üniteleri bulunmaktadır. Değerli ürünlerin miktarı, tamamen kullanılan ham

petrolün cinsine bağlıdır. Dönüşüm üniteleri olmadığı için ağır cins ham petrollerden elde edilecek ekonomik kazanç düşüktür.

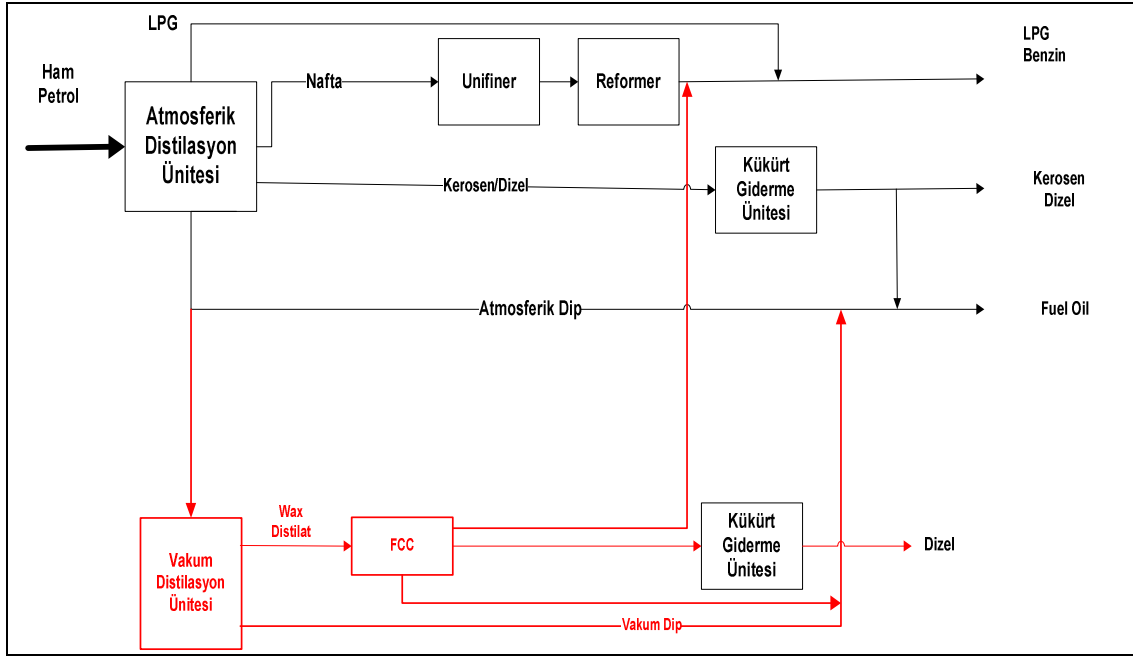
Ham petrolün distilasyonunda sıcaklık sınırlayıcı bir faktördür. Atmosferik distilasyon koşullarında, atmosferik dip ürün daha yüksek sıcaklıklarda damıtılırsa bileşiminde bulunan hidrokarbonlarda kırılma ve parçalanma başlar. Kırılma ve parçalanmalar ise ürünlerin özelliklerini bozar. Bu yüzden atmosferik dip ürünün vakum altında distile gerekir. Distilasyon sonucu, madeni yağ, asfalt ve karaking ünitelerine şarj olan Heavy Vakum gas oil elde edilir.

Atmosferik distilasyon sonucu elde edilen ve benzinin ham maddesi olan naftanın içinde bulunan parafin cinsi hidrokarbonların oktan sayısı düşük, izo-türü dallanmış olanların ise yüksektir. Parafinlerin molekül yapılarını, karbon sayılarını değiştirmeksizin yeniden düzenleyip izoparafinlere dönüştürerek oktan sayısını yükseltmek mümkündür. Bu işlem için, önce naftanın yapısında bulunan kükürt, oksijen ve azot bileşikleri Hydrotreating ünitesinde hidrojenli ortamda uygun bir katalist yardımı ile uzaklaştırılır. Daha sonra reforming ünitesinde yüksek basınç ve sıcaklıkta platin katalist yardımı ile hidrokarbon molekülleri yüksek oktanlı benzin moleküllerine dönüştürülür.

Hydroskimming rafinerilerin akış şeması Şekil 2.8’de sunulmuştur.



Şekil 2.8: Hydroskimming Rafineri Akış Şeması[20, Sayfa 5-13]



Şekil 2.10: Kompleks Rafineri Akış Şeması[20, Sayfa 5-16]

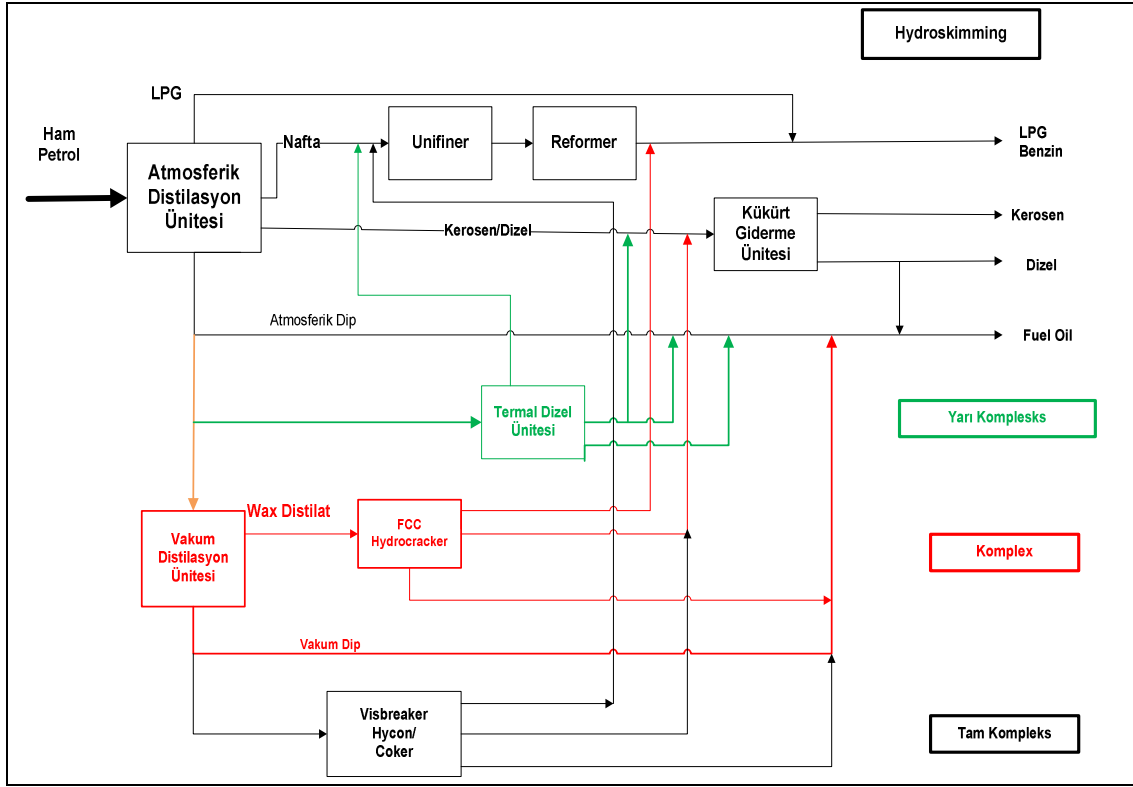
2.5.9 Tam Kompleks Rafineriler

Kompleks rafineri tipinin üzerine resid dönüşüm ünitelerine (visbreaker yada coker) sahip olan ünitelere ise tam kompleks rafineriler denmektedir. Şekil 2.11’de tam kompleks rafinerilerin akış şeması verilirken, renk kodlamasıyla diğer rafineri tipleri de belirtilmiştir.

Tez çalışmasının yapıldığı TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi kompleks bir rafineridir. Gündem de olan yatırımlarla kısa bir süre içinde tam kompleks bir rafineri olacaktır.

Tüm rafineri tiplerinin ürün dağılımlarını yüzde olarak veren Tablo 2.11 aşağıda sunulmuştur. Rafineri teknolojilerin gelişimi ile Benzin, Dizel ve Kerosen ürünlerinin üretiminde bir artış olduğu ve Fuel Oil üretiminde bir azalma olduğu söylenebilir.

Sonraki bölümde Türkiye’deki rafinasyonun tarihçesi ve TÜPRAŞ hakkında detaylı bilgi verilecektir.



Şekil 2.11: Tam Kompleks Rafineri Akış Şeması[20, Sayfa 5-19]

Tablo 2.11: Rafineri Tiplerine Göre Ürün Dağılımları [20, Sayfa 5-20]

Ürün	Basit	Hydroskimming	Y.Kompleks	Kompleks		T. Kompleks	
				CC	HC	CC+VB	HC+VB
LPG	1,5	1,6	2,2	4,5	2,1	5	2,3
Nafta	23,2	6,3	6,4	6,7	5,9	7,2	6,3
Benzin	0	16,2	18,8	26,2	19,3	28,8	20,4
Kerosen	11	11	11	11	16,7	11	16,7
Dizel	24,8	24,8	31,4	24,6	33,9	27,5	40
F.Oil	37,5	37,5	26,6	21,4	14,9	13,8	6
Kayıp+Yakıt	2	2,6	3,6	5,6	7,2	6,7	8,3

2.6 Türkiye’de Rafinasyonun Tarihçesi Tüpraş

Türkiye’de ilk rafineri İstanbul’da 1930 yılında Yaşva Biraderler tarafından Türkiye Naft Sanayi A. Ş. adı ile kurulmuştur. Boğaziçi rafinerisi diye adlandırılan bu rafineride Romanya’dan ithal edilen ham petrol işlenmekte ve kapasitesi ise 40 ton/gün’dü.

Boğaziçi rafinerisi dört yıl gibi kısa bir faaliyet süresinden sonra 1934 yılında bazı vergi meseleleri yüzünden kapanmıştır.

1940 yılında Güneydoğu Anadolu Raman Petrol sahasının bulunmasıyla, o sıralarda Boğaziçi Rafinerisi'ne ait makine ve teçhizat MTA tarafından satın alınıp Raman bölgesindeki Maymune Boğazı mevkiine kurulmuş, 10 ton/gün kapasite ile Raman petrolü işlemek üzere 1942 yılında çalışmaya başlamıştır. MTA enstitüsünün ham petrol üretimi artmaya başlayınca daha büyük ve geliştirilmiş bir rafineriye ihtiyaç duyulmuştur. Bu nedenle Maymune'deki rafineri sökülerek Batman'a 200 ton/gün kapasite ile Batman Deneme Rafinerisi kurulmuştur. 1954 yılında yürürlüğe giren 6326 sayılı Petrol Yasası amacına uygun olarak 6327 sayılı yasa ile TPAO kurulmuş ve Batman Tecrübe Rafinerisi, MTA'dan TPAO'ya devredilmiştir.

Raman sahasından sonra Garzan sahasının da bulunması sonucunda çağımızın modern teknolojisine uygun bir rafineri kurulması 1951 yılında kararlaştırılmıştır. Kapasitesi 330 000 ton/yıl olarak saptanan bu rafinerinin inşaat ve projesi 21 Ocak 1953 yılında Ralph M. Larson firmasına ihale edilmiştir. İlk modern Türk rafinerisi 1955 yılı ortalarında bitmiş ve tecrübe çalışmalarına başlamıştır. Batman Rafinerisi tamamen yurt topraklarında çıkartılan ham petrolü işlemektedir. Daha sonra Batman Rafineri'sinin kapasitesi 1,1 milyon ton/yıl'a çıkarılmış ve böylece Doğu ve Güneydoğu Anadolu'nun petrol ürünleri gereksinimlerine cevap verebilecek bir duruma getirilmiştir.

Batman Rafinerisi'nden sonra 1961 yılında İpraş Rafinerisi İzmit Tütünçiftlik'te devreye girmiştir. Kuruluş sermayesinin % 49'u amerikan Caltex Firması, %51'i TPAO'ya ait olan İpraş Rafinerisi kuruluşunda 1 milyon ton/yıl kapasite ile devreye girmiş, yapılan kapasite arttırma çalışmaları sonucu bugün 11,5 milyon ton/yıl kapasiteye ulaşmıştır. 1972 tarihinde Caltex'in hisse senetleri TPAO tarafından satın alınmış ve rafineri tamamen millileştirilmiştir.

1967 yılında ise TPAO tarafından İzmir Rafinerisi kurulmaya başlanmıştır. Gerekli malzeme ve hizmet SSCB Neftechimpromexport'dan satın alınmıştır. 1972 Temmuz ayından itibaren hizmet veren İzmir Rafinerisi Türkiye'nin ilk ve tek makine yağı üreten rafinerisidir. 1974 yılından itibaren makine yağı üretimi yapmaktadır. Türkiye'nin makine yağı ihtiyacının tümünü ve KKTC'nin makine yağını karşılayanın yanı sıra son

yıllarda ihraç etmeye de başlamıştır. 1972 yılında 3 milyon ton/yıl kapasite ile çalışmaya başlayan İzmir Rafinerisi'nin kapasitesi değişik yıllarda yapılan darboğaz giderme çalışmaları sonucu 10 milyon ton/ yıl'a yükseltilmiştir.

Mersin'deki ATAŞ rafinerisi 1962 yılında 3,2 milyon ton/yıl kapasite ile faaliyete geçmiştir. Bu gün ise kapasitesi 4,4 milyon ton/yıl'dır. Kuruluş sermayesinin %56'sı Mobil, %27'si Shell ve %7'si BP'ye aitti. 1970 yılında yeni bir sermaye dağılımına gidilmiş ve Mobil'in sermayesi %51'e indirilmiş, %5 iştirak Türk Petrol'e devredilmiştir. ATAŞ rafinerisi 2004 yılında faaliyetine son vermiştir.

Son olarak TÜPRAŞ tarafından Ankara civarında Kırıkkale'de "Orta Anadolu Rafinerisi" kurulmuştur. 5 milyon ton/yıl kapasiteli rafineri, Orta Anadolu ve civarının petrol ürünleri ihtiyacını karşılayacaktır. Kerkük ham petrolü işleyecek olan Orta Anadolu Rafinerisi, ham petrolünü Yumurtalık mevkisinden petrol boru hattı ile almaktadır. Mühendislik ve malzeme gereksinimi, Romanya hükümeti'nden karşılanan Orta Anadolu Rafinerisi 1986 yılı sonunda faaliyete geçmiştir.

Kamu İktisadi Teşebbüsleri hakkında kanun hükmünde kararname ile 17.6.1982 tarihli ve 2860 sayılı kanunun verdiği yetkiye dayanarak yeniden düzenlenmiş olup, kısa adı TÜPRAŞ olan, Batman, İzmit, İzmir, Orta Anadolu rafinerilerini tek çatı altında toplayan, Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. kurulmuştur. TÜPRAŞ'ın tescil ve temsil ilanı 16 Kasım 1983 tarihinde tamamlanmıştır [18] .

TÜPRAŞ, yıllık 27,6 milyon tonluk rafinaj ve 103 bin tonluk petrokimya kapasitesinin yanı sıra (%40 paya sahip olduğu) Opet ve (%79,98 pay ile) DİTAŞ ortaklıklarıyla yarattığı katma değer ve ciroyuyla ülkemizin en büyük sanayi şirketidir. 10 Temmuz 1990 tarihinde özelleştirilmesine karar verilen ülkemizin toplam rafinaj kapasitesinin tamamına sahip olan TÜPRAŞ'ın %51'lik hissesi, 1990 yılında başlayan özelleştirme serüveninin ardından, 26 Ocak 2006 tarihinde Koç-Shell Ortak Girişim Grubu'na devredilmiştir. Şirketin hisseleri; Koç Holding A.Ş. %75, Aygaz A.Ş. %20, OPET Petrolcülük A.Ş. %3, Shell Overseas Investment B.V. %1,9 ve The Shell Company Of Turkey Ltd. %0,1 oranında dağılmıştır.

Rafinerilerin teknik derecelendirilmesinde kullanılan önemli bir gösterge olan Nelson Endeksi'ne göre TÜPRAŞ'ın mevcut rafineri endeksi hali hazırda Fransa'nın akdeniz

kıyılarındaki rafinerilerinin endekslerine eşittir. TÜPRAŞ'ın halen 6,43 düzeyinde olan rafineri endeksi, 5,67 olan akdeniz rafineri endeksinin üzerindedir. Avrupa Birliği ile entegrasyon amacına yönelik olarak devam eden TÜPRAŞ yatırımları tamamlandığında, rafineri endeksi 7,25 düzeyine çıkacak ve akdeniz'in yüksek endeks değerlerine sahip olan rafinerilerin düzeyine ulaşacaktır. TÜPRAŞ'ın 2005–2007 yılları arasındaki ürün satışları Tablo2.12'de verilmiştir. TÜPRAŞ rafinerilerinin kapasiteleri toplamı ile Avrupa'nın en büyük 7. rafineri kuruluşudur.

2.7 Tüpraş İzmit Rafinerisi

11 Ocak 1960 tarihinde Türkiye Petrolleri Anonim ortaklığının %51, Caltex şirketinin % 49 oranındaki sermaye payları ile İPRAŞ adı altında kurulmuştur. Caltex'le yapılan 10 yıllık ortaklık anlaşmasının tarihinde sona ermesi ile payların tümü TPAO'ya devredilmiştir. 1983 ve 1984 yıllarında sermayesi kamuya ait şirketlerde yapılan yasal düzenlemeler sonucunda İPRAŞ'ın unvanı 'Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş' olarak değiştirilmiştir.

Rafineri tesislerinin 1961 yılında 1 milyon ton olan yıllık işleme kapasitesi yoğun tüketim bölgelerine yakınlığı, coğrafi konumunun dağıtım yönünden elverişliliği ve artan yurtiçi talepleri nedeniyle tamamlanan Darboğaz giderme projeleri ve tevsiler sonucunda 1982 yılında 11,5 milyon ton'a ulaşmıştır. İzmit Tütünçiftlik yöresinde faaliyette bulunmakta olan rafineri alanı 1.574.118 m² çevresi 6000 m'dir. İzmit Rafinerisi ham petrol işleme kapasitesiyle ülkemizin en büyük rafinerisi olup, TÜPRAŞ rafinerileri ve Türkiye rafinaj kapasitesi içindeki payı %42'dir. Tüpraş İzmit Rafinerisi tarafından EPDK'na gönderilen akış şeması Ek-5'de sunulmuştur.

Tüpraş İzmit Rafinerisi 1961 yılında 1 milyon ton/yıl ham petrol işleme kapasitesi ile çalışmaya başlamıştır. Yapılan kapasite artırım çalışmaları sonucunda kapasite 1967 yılında 2,2 milyon ton/yıl'a çıkmıştır. 1971 yılında devreye alınan yeni ünitelerle kapasite 5,5 milyon ton/yıl'a ulaşmıştır. İkinci kapasite arttırma projesi sonucunda 1977 yılında 7,0 milyon ton/yıl'a çıkarılan kapasite, 1980 yılında yapılan dar boğaz giderme çalışmalarıyla 7,8 ton/yıl değerine ulaşılmıştır.

Tablo 2.12: TÜPRAŞ 2005-2007 Yılları Arasındaki Ürün Satışları [21, Erişim Tarihi: 30/04/2008]

Ürün	Satışlar (1000 Ton)		
	2005	2006	2007
Lpg	1.397	1.173	949
Solvent	3	8	14
Nafta	822	1.010	771
Benzinler	2.010	1.814	1.897
Jet A-1	1.976	2.012	2.186
Gazyağı	28	21	15
Motorin	7.045	7.562	8.362
Kalorifer Yakıtı	841	684	602
Clarified Oil	9	16	7
Fuel Oil 6	3.979	2.944	2.352
Makine Yağı	339	306	308
Extract	27	35	42
Wax	67	62	52
Asfalt	1.753	2.179	2.291
Diğer	58	74	88
Toplam İhracat	4.603	6.239	6.390
Toplam	24.958	26.138	26.327

1982 yılında son ham petrol ünitesi de devreye alınarak 11,5 milyon ton/yıllık kapasiteye ulaşılmıştır.

1992 yılında benzin üretimine yönelik İzomerizasyon Ünitesi(2002 yılında modern hali devreye alınmıştır.), 1996 yılında rafinaj teknolojisinin en karlı üniteleri arasında yer alan Hydrocracker Ünitesi devreye alınması ve 2007 yılında yüksek oktanlı benzin üretimi ve düşük kükürtlü dizel üretimine yönelik üniteler devreye alınmıştır [22]. Tüpraş İzmit Rafinersine ait proses ünitelerinin kapasiteleri Tablo 2.13’de verilmiştir. İlerleyen alt başlıklarda da proselerin basit tanımı ve ürettikleri ürünler hakkında bilgiler verilecektir.

Tablo 2.13: TÜPRAŞ İzmit Rafinerisi Ünite Kapasiteleri[22, Sayfa 20]

Ünite	Kapasite
Atmosferik Distilasyon	37,500 m3/gün
Vakum Distilasyon	14,200 m3/gün
FCC(Dönüşüm)	2,200 m3/gün
Reformer	7,725 m3/gün
İzomerizasyon	2,628 m3/gün
Desulfurizer	15,400 m3/gün
Hydrocracker	3656 m3/gün
Hidrojen	50,000 m3/gün
Kükürt Üretim	137 ton/gün

2.7.1 Atmosferik ve Vakum Distilasyon Üniteleri

Ham petrol distilasyon ünitelerinin amacı; ham petrol içerisinde bulunan değişik kaynama noktalarına sahip hidrokarbon ürünlerini distilasyon yoluyla ayırmaktır. Değişik tür ve gravitede ham petrolü işleyerek LPG, Nafta, Kerosen, Dizel ara ürünlerini üretmek için tasarlanmıştır.

Vakum distilasyon üniteleri ise Fuel Oil veya Asfalt üretiminin yanı sıra dönüşüm ünitelerine şarj üretmektedirler.

2.7.2 FCC Ünitesi

Vakum distilasyon kolonlarından çekilen Heavy Vakum Gas Oil'i parçalayarak kullanım değeri daha yüksek olan benzin ve LPG' ye dönüştürmektir. Kreaking reaksiyonu, yüksek sıcaklıkta ağır hidrokarbonların daha değerli ince Hidrokarbonlara, kısaca siyah ürünlerin beyaz ürünlere dönüştürülmesidir.

2.7.3 Reformer Üniteleri

İzmit Rafinerisi'nde üç adet reformer ünitesi bulunmaktadır. Bu prosesleri Unifiner, Rejenerasyon ve Reformer kısımlarında inceleyebiliriz. Gelişen teknoloji ile Rejenerasyon sürekli bir hal almış, CCR (sürekli katalist rejenerasyonu) adını almıştır.

Unifiner'in amacı atmosferik distilasyon ünitesinden gelen ağır nafta içerisinde bulunan oksijen, kükürt, azot gibi maddeleri yüksek basınç ve sıcaklıkta hidrojen ortamında, katalist yardımı ile arındırarak Reformer ünitesine şarj hazırlamaktadır.

Reformer'in amacı ise Unifiner'da temizlenmiş olan ağır naftayı hidrojen ortamında katalistler vasıtasıyla yüksek oktanlı benzine dönüştürmektir. Ayrıca, bu işlemler sonucunda temiz LPG ve yüksek safiyette Hidrojen üretimi de söz konusudur. Kükürt giderimi gibi proseslerde hidrojen girdi olarak kullanılır.

Rejenerasyonun amacı ise zamanla üzerinde kok birikimi olan katalisti tekrar aktif hale getirmek amacıyla üzerindeki kokların yakılması işlemidir.

Üretilen yüksek oktanlı benzin ile kurşun katkısı azaltılmış ve dolayısıyla çevre kirliliği açısından olumlu etki sağlanmıştır. Kurşunun benzin üretiminde kullanımının yasal olarak engellemesi ile yüksek oktan sayısına sahip olan reformat ürününün önemi artmıştır.

2.7.4 İzomerizasyon Ünitesi

İzomerizasyon düşük oktanlı hidrokarbonları hidrojen atmosferinde katalist kullanarak yüksek oktan numaralı hidrokarbonlara dönüştürme prosesidir. İzomerizasyon prosesinde, Unifiner ve İzomerizasyon kısımları bulunmaktadır.

Unifiner sisteminin amacı, bütan ve izopentanlardan arındırılmış hafif naftanın içerisindeki C₅/C₆ parafinlerini ayırmak; naftanın ihtiva ettiği oksijen, organik azot, kükürt, arsenik kurşun gibi zararlı maddeleri yüksek basınç ve hidrojen ortamında gidermek suretiyle izomerizasyona şarj hazırlamaktadır.

Penex pentan ve hekzanlardan oluşan naftanın oktanını 67–68 den 87 ye yükseltir.

İzomerizasyon reaksiyonları sonucu düz zincirli pentan ve hekzanlar dallı izomerlerine çevrilir.

2.7.5 Kükürt Giderim Üniteleri

İzmit Rafinerisinde 4 adet kükürt giderme ünitesi bulunmaktadır. Bu üniteler kerosin ve dizel de bulunan kükürt'ü gidererek satış şartlarına uygun ürün üretirler. Bu ünitelerde ürünlerin kükürt miktarını düşürmek üzere yüksek basınç ve sıcaklık altında hidrojen

gazı ile birlikte katalist üzerinde reaksiyona girer ve hidrojen sülfüre dönüşerek istenen özellikte ürünler haline getirilirler.

Yenilenen yakıt özellikleri sayesinde 2006 yılında 7000 ppm kükürtlü motorin üretimi yapılırken, günümüzde 10 ppm kükürt içeren motorin üretimi yapılmaktadır. Yeni yapılan bu ünitenin projesinin tamamlanması ile MQD dizel kükürt giderme ünitesi ile araçlardan kaynaklanan kükürtdioksit emisyonları 700 kat azalacak, sera gazı emisyonlarında da azalma sağlanacak ve önemli oranda yakıt tasarrufu gerçekleşecektir.

2.7.6 Hydrocracker Ünitesi

Vakum distilasyon orta ürününü, piyasa değeri düşük ve siyah ürün olarak adlandırılan Heavy Vakum Gas Oil'in yüksek basınç ve sıcaklıkta hidrojen ortamında kırma suretiyle LPG, nafta, motorin ve kerosin gibi daha değerli ürünlerin üretilmesini sağlamaktır. Böylece rafinerinin beyaz ürün verimi artmış, siyah ürün verimi azalmıştır.

2.7.7 Hidrojen Ünitesi

Hydrocracker ünitesinin hidrojen ihtiyacını karşılamak için doğal gaz veya naftadan saf hidrojenin üretildiği ünedir. Bu projede kullanılacak olan doğalgaz için BOTAŞ tarafından ölçüm istasyonu tesis edilmiş ve 8 Aralık 1996 tarihinde hidrojen ünitesine gaz verilerek 10 Aralık 1996 tarihinde hidrojen üretilmeye başlanmıştır.

2.7.8 Kükürt Üniteleri

Petrol ürünlerindeki kükürtlü bileşiklerin temizlenmesiyle ortaya çıkan hidrojen sülfürü kullanarak saf elementel kükürt elde etmektir. Başlangıçta sıvı halde olan kükürt soğutularak katılaştırılıp kırıcılarda geçirilerek katı toz kükürt elde edilir. Bu üniteler, ürünlerin temizlenmesi sırasın ortaya çıkan çevre açısından zararlı ürünleri, piyasada müşterisi olan ve çevre açısından zararsız ürünlere dönüştürür.

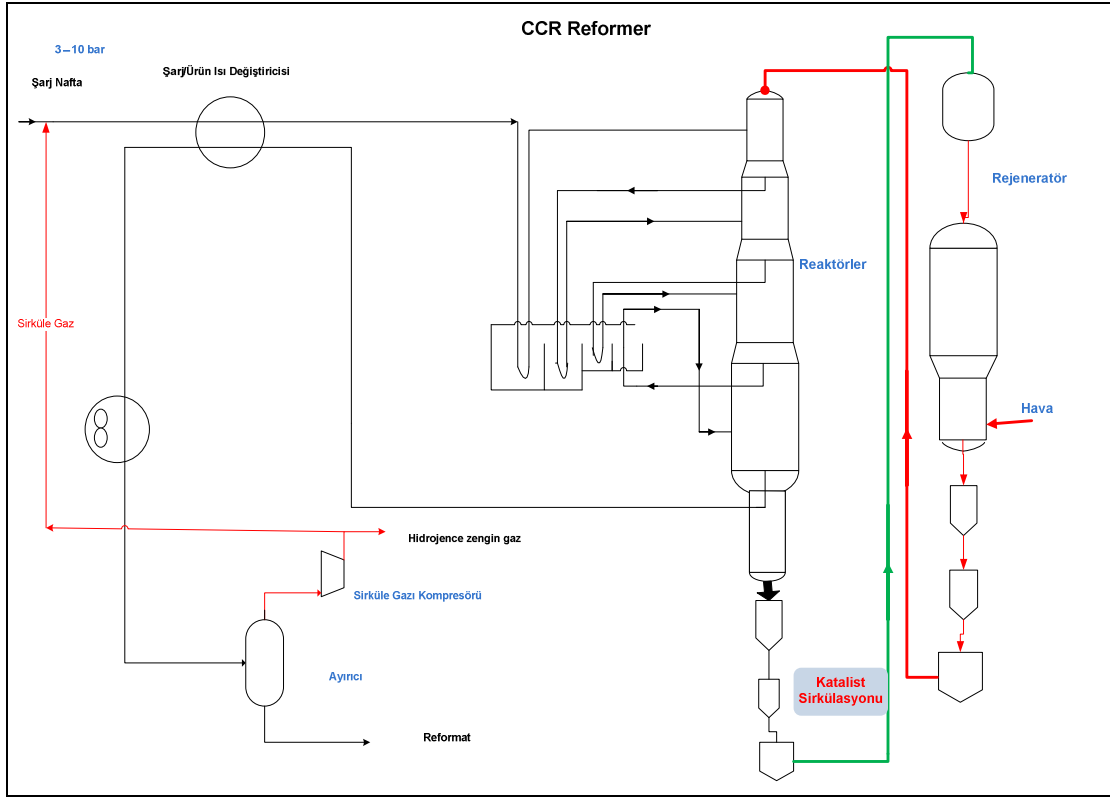
3. BENZİN ÜRETİMİ

Bu bölümde Tüpraş İzmit Rafineri'sinde benzin üretimin kullanılan prosesler anlatılacak, bu proselerin çıktıları olan ara ürün özellikleri ve son ürün özellikleri verilecek, çalışma içeriğinde incelenecek olan kritik parametreler açıklanacak ve son olarak mevcut benzin üretim modeli hakkında bilgi verilecektir.

İzmit rafinerisi'sinde benzin ara ürün üretimi yapan üç adet ünite bulunmaktadır. Bunlar Reformer, FCC ve İzomerizasyon üniteleridir.

3.1 Reformer Üniteleri

Reformer Üniteleri, Unifiner, Reformer, ve CCR olmak üzere 3 prodesten oluşturmaktadır. Unifiner ve Reformer biri birinin devamı olarak, Net Gas ve CCR Reformere bağılı olarak işletilebilmektedirler. Unifiner prosesi HSRN' yi, H₂ ile yüksek basınç ve sıcaklık altındaki kimyasal reaksiyonlar sonucu, Reformer katalistine zararlı olan; Oksijen, Kükürt ve Azot gibi maddelerden arındırarak, Reformer prosesinin şarjı olan temiz naftayı hazırlar. Reformer ünitesi, Unifiner prosesinden aldığı şarjı, H₂ ile yüksek sıcaklık ve basınçtaki kimyasal reaksiyonlar ile yüksek oktan değerine sahip Reformat'a çevirir. Yan ürün olarak, LPG ve H₂ elde edilir. LPG direkt olarak kullanılabilir kalitededir. Hidrojen ise hem unifiner ve reformer proselerinde kullanılır, hem de rafinerideki hidrojen tüketen diğer ünitelerin ihtiyaçlarını karşılar. CCR prosesi, Reformer prosesinde kullanılan katalisti sürekli olarak rejene ederek, katalisti sürekli kullanılabilir durumunda olmasını sağlar. Şekil 3.1'de CCR Reformers prosesinin basitleştirilmiş akım şeması sunulmaktadır. Şekil 3.1'de dört adet reaktör ve dört adet fırın bulunmaktadır. Reaksiyonlar endotermik olduğundan her reaktör çıkışında şarj fırında ısıtılıp sonraki reaktöre geçmektedir. Son reaktördeki koklaşmış katalistler, rejeneratörde hava ile kokları yakılmasını takiben ilk reaktöre geri dönmektedirler.



Şekil 3.1: CCR Reformer Prosesi Akım Şeması [20, Sayfa 16-8]

3.2 FCC Ünitesi

FCC Ünitesi, ham petrol ünitesi vakum kolonu orta ürünü olan Heavy Vacuum Gas Oil’i kullanım değeri daha yüksek olan WCN (Benzin paçalı komponenti) ve LPG’ye parçalamak için tasarlanmıştır.

Katalitik kırma ağır hidrokarbonların, yüksek sıcaklıkta daha değerli olan ince hidrokarbonlara dönüştürülmesi işlemidir. Kırma reaksiyonunda kullanılan katalist, kırma reaksiyonunun daha düşük basınç ve sıcaklıkta gerçekleştirilmesini sağlar.

FCC ünitesi katalist ve ayırıştırma olmak üzere iki bölümde incelenebilir. Katalist kısmı, katalist sirkülasyonunun ve rejenerasyonunun gerçekleştiği bölümdür.

Katalist sirkülasyonunda katalist, yükselticiden reaktöre, reaktörden rejeneratöre, rejeneratörden yükselticiye ve tekrar yükselticiden reaktöre taşınır.

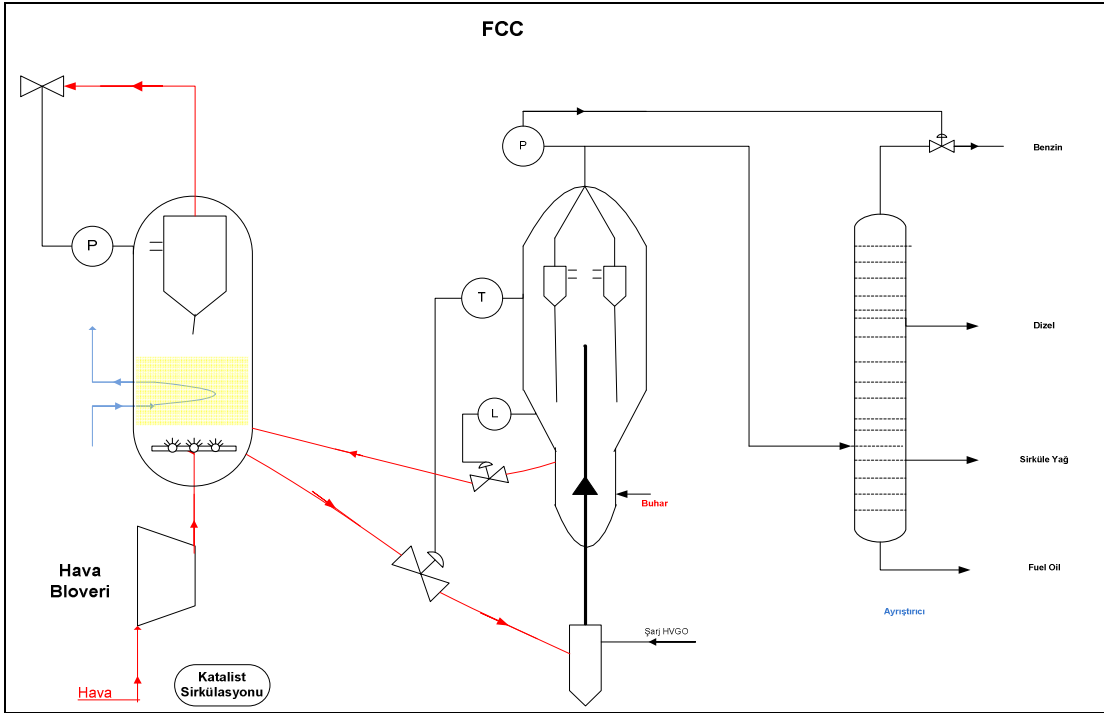
Reaktör bölümünün girişinde yer alan yükselticide şarj ve katalist arasındaki reaksiyon başlar ve reaktör içinde hidrokarbon buharları ile katalist birbirinden ayrılana kadar

devam eder. Buhar fazında olan kırılma ürünleri reaktör buhar hattından çıkarak Fraksiyonlama kısmına girer.

Kırılma reaksiyonu sırasında oluşan kok reaktörde katalist üzerinde birikir. Reaktörden rejeneratöre inen katalist üzerindeki kokun hava ile yakılması sonucu rejenere edilir ve sıcaklığı yükselir. 650-670⁰C sıcaklığa ulaşan sıcak katalist ısıısının büyük bir kısmını riserde şarja verir ve tekrar kırılma reaksiyonlarının meydana gelmesini sağlar.

Ayrıştırma kısmında ise hidrokarbon buharları ayrıştırılır. Kolon tepeden çıkan gazlar soğutucularda soğutulup, kompresörde sıkıştırılarak sıvılaştırılır. Sıvılaştırılmayan gazlar absorberlerde sürükledikleri WCN ve LPG'si alındıktan sonra rafineri yakıt gazı sistemine gönderilir. Sıvılaştırılan kısım ise sıyırıcıda ince gazları alındıktan sonra benzin ve LPG'ye ayrılır. Her bir ürün safsızlıklarından arındırıldıktan sonra tanklarına gönderilir.

FCC prosesi akım şeması Şekil 3.2'de sunulmuştur. Şeklin sol kısmında rejeneratör, orta kısmında ise reaktör bulunmaktadır. Bu iki kısım birleşerek katalist sirkülasyonu bölgesini oluşturmaktadır. Şeklin sağ tarafındaki ayrıştırıcıda ürünler birbirlerinden ayrılır ve ileriki aşamalar için gerekli proseslere ve/veya tanklara gönderilirler.



Şekil 3.2: FCC Prosesi Akım Şeması [20, Sayfa 22-11]

3.3 İzomerizasyon Ünitesi

İzomerizasyon ünitesi, hampetrol ünitelerinden ve Hydrocracker ünitesinden çıkan hafif naftanın oktani 87'ye yükseltecektir. Ünite, içinden bütan ve izopentanların alındığı hafif naftadan, C₅/C₆ ları ayırarak unifiner'e veren nafta ayırıcı, izomerizasyon ünitesine şarj hazırlayan unifiner ve izomerizasyon reaksiyonlarının meydana geldiği ve izomeratın ayrıştırıldığı izomerizasyon kısımlarından oluşmaktadır.

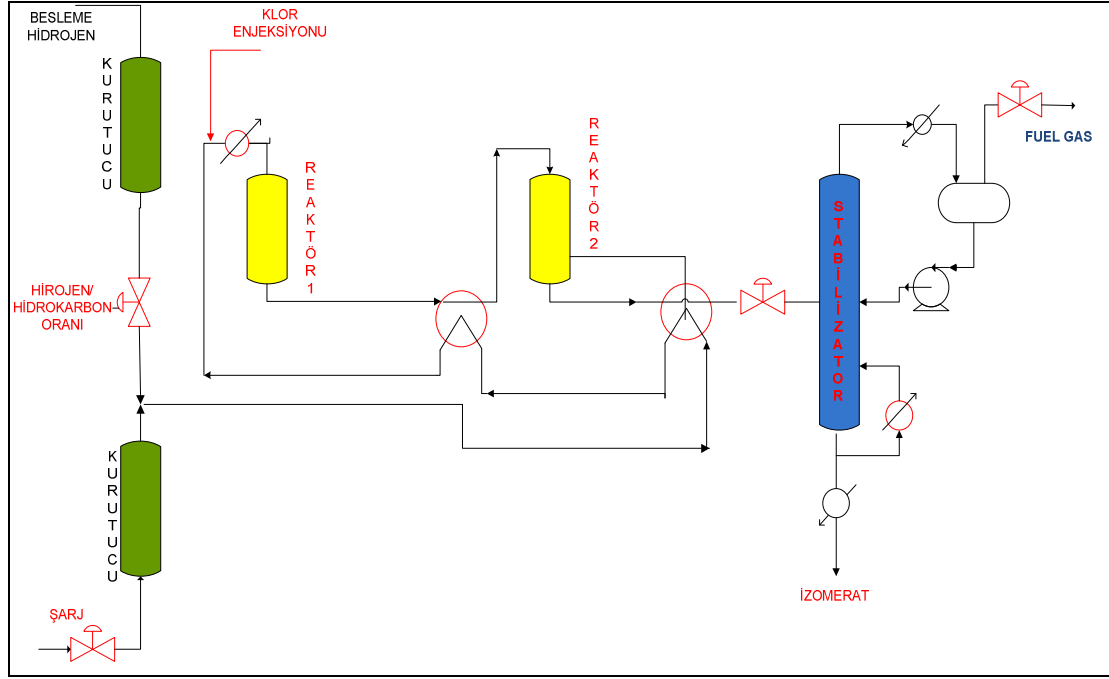
Nafta ayırıcı kolonunu içeren ön fraksiyonlama sisteminin amacı, bütan ve izopentanolardan arındırılmış LSR içerisindeki C₅/C₆ parafinlerini ayırıp, bunları Unifiner ünitesine şarj olarak vermektir. İzomerizasyon prosesi C₇ ve daha ağır hidrokarbonların şarj içerisinde bulunmasına müsaade etmemektedir. Bu nedenle debütanize LSR nafta direkt olarak izomerizasyon prosesine şarj olarak verilmez. Debutanize naftanın bir ön fraksiyonlamaya tabi tutulması, C₇ ve daha ağır hidrokarbonların debütanize nafta içerisinde ayrılması gereklidir. Bu işlemi nafta ayırıcı kolon yapmaktadır.

Unifiner Prosesin amacı, zengin H₂ ortamında nafta içindeki organik kükürt, oksijen ve azot bileşikler gibi izomerizasyon katalisti zehirlerini ortamdan uzaklaştırmak, organometalik ve olefinik bileşikler doyurmaktır. Platin içeren katalist için kalıcı zehirler arasında organometalik bileşikler olarak bilinenler arsenik, kurşun ve silikon bileşikleridir. Bu bileşiklerin unifiner prosesleri ile ortamdan tamamen uzaklaştırılmaları izomerizasyon katalistinin ömrünü uzatır. Organik azot ve oksijen bileşikler de kalıcı izomerizasyon katalist zehirleri olarak tanımlanır. Kükürt bileşikler geçici katalist zehirleri olmakla birlikte izomerizasyon katalistinin sık sık kükürde maruz kalması, katalistin aktivite kaybına neden olabilir. Çok miktarda olefin operasyon şartlarında polimerize olup adsorbent yatak, eşanjör ve reaktörlerde kirliliklere sebep olur. Görüleceği gibi, Unifiner ünitesi, Penex ünitesinin uygun şartlarda çalışması için gerekli şarjı hazırlar.

İzomerizasyon prosesi ise pentanların, hekzanların ve karışımlarının katalist yardımıyla devamlı bir şekilde izomerizasyonu için tasarlanmıştır. Reaksiyonlar, hidrojen ortamında, sabit bir katalist yatağı üzerinde ve izomerizasyonu hızlandırıp parçalanmayı minimize edecek operasyon şartlarında oluşur.

Şekil 3.3’de İzomerizasyon prosesinin basitleştirilmiş akım şeması sunulmuştur. Bu proseste şarj kurutucudan geçerek sisteme girer. İki reaktör ve ısı değişticiden geçtikten sonra, ürün ayırıştırması için stabilize gelmektedir.

Benzin üretimi için kullanılan ve yukarıda açıklanan proseslerin çıktısı olan ara ürünlerin özellikleri sonraki bölümde incelenecektir.



Şekil 3.3: İzomerizasyon Prosesi Akım Şeması [20, Sayfa 17-9]

3.4 Ara Ürün Özellikleri

Önceki bölümde açıklanan proseslerin çıktıları benzin son ürünleridir. Reformat prosesi Reformat, FCC prosesi WCN, İzomerizasyon prosesi de İzomerat üretimi yapmaktadır.

Benzin paçalında kullanılan ara ürünlerin özellikleri Tablo 3.1’de sunulmuştur.

Bu ara ürünler paçallanarak son ürüne, spektler dönüştürülür. Tablo 3.1’deki değerler laboratuar test sonuçlarından oluşturulmuştur.

Tablo 3.1: Ara Ürün Özellikleri

	İzomerat	İzopentan	Reformat	WCN
Yoğunluk	0,655	0,620	0,818	0,744
RON	87,5	93,3	102	93,5
MON	85,5	89	87	80,5
DVPE (YAZ)	86	207	18,5	44,5
DVPE (KIŞ)	86	207	32	50
KÜKÜRT	2	0	0	1900
BENZEN	0,02	0,00	3,32	0,50
AROMATİK	0	0	70,5	25,5
E70	90	100	3	35
E100	95	100	15	50
API	84,5	96,7	41,5	58,7
Günlük Üretim Miktarları (m ³ /gün)	2400	650	4100	1350

3.5 Kurşunsuz Benzin Spektleri

TÜPRAŞ rafinerileri tarafından, ulusal pazara iki adet kurşunsuz benzin tipi, Kurşunsuz Benzin 95 Oktan ve Kurşunsuz Benzin 95 Premium sunulmaktadır. İki ürün arasındaki fark; oktan sayısıdır. Kurşunsuz Benzin 95 Premium'un araştırma oktan sayısı 97'den küçük olmamalıdır. Tablo 3.2'de Kurşunsuz Benzin 95 Oktan'nın ürün bilgileri verilmiştir. İlerleyen bölümde çalışmada incelenecek kritik özellikler ile detaylı ilgili bilgiler verilmiştir.

Tablo 3.2'de verilen benzin spesifikasyonu için en kritik iki özellik olan Araştırma oktan sayısı ve Buhar basıncı (DVPE) sonraki bölümde detaylandırılmıştır.

3.6 Benzinin kritik özellikleri

Yukarıdaki ürün özelliklerinden Araştırma Oktan Sayısı ve Buhar Basıncı bu kısımda açıklanacaktır. Araştırma Oktan sayısı ve Buhar Basıncı özellikleri kurulacak model de kontrolü yapılacak parametreler olduğu için incelenecektir.

Benzinin kritik özellikleri olarak, motorda hava ile karışımının yakıt olarak yanabilmesi için kolayca buharlaşması, iyi ve tam yanma sonucunda motorun düzgün ve vuruntu yapmadan tasarımına uygun olarak işlenmesi, şeklinde tanımlanabilir.

Tablo 3.2: Kurşunsuz Benzin 95 Oktan Ürün Bilgileri [23, Erişim Tarihi: 25/02/2008]

Özellik	Birim	Değer	Sınır	Deney Yöntemi
Görünüş		Berrak ve parlak		Gözle muayene
Bakır şerit korozyonu		No.1	En çok	TS 2741 EN ISO 2160
Yoğunluk (15 °C'ta)	kg/m ³	720-775		TS 1013 EN ISO 3675
Damıtma				TS 1232 EN ISO 3405
70 °C'ta buharlaşma yüzdesi	% hacim			
Yaz (a)		15-48		
Kış (b)		17-50		
100 °C'ta buharlaşma yüzdesi	% hacim			
Yaz (a)		40-71		
Kış (b)		43-71		
150 °C'ta buharlaşma yüzdesi	% hacim	75	En az	
Son kaynama noktası	°C	210	En çok	
Damıtma kalıntısı	% hacim	2	En çok	
Mevcut gum (çözücüyle yıkanmış)	mg/100 mL	5	En çok	TS 1312 EN 26246
Oksidasyon kararlılığı	dakika	360	En az	TS 2646 EN ISO 7536
Araştırma Oktan Sayısı, RON (c)		95	En az	TS 2431 EN 25164
Motor Oktan Sayısı, MON (c)		85	En az	TS 2232 EN 25163
Kurşun	mg/L	5	En çok	TS 6767 EN 237
Kükürt	mg/kg	500	En çok	TS EN ISO 20846
Buhar basıncı	kPa			TS EN 13016-1
Yaz (a)		45-60		
Kış (b)		60-90		
Buhar Kilitleme İndisi (VLI)*	indis			
Yaz-Kış geçiş dönemi		1150	En çok	
Benzen	% hacim	2,5	En çok	TS EN 14517
Olefinler	% hacim	18.0	En çok	TS EN 14517
Aromatikler	% hacim	50.0	En çok	TS EN 14517

Benzinin kolay buharlaşıp hava ile yanması, onun yoğunluk, DVPE (Buhar Basıncı) ve distilasyon özellikleri ile belirlenir. Motorun vuruntu yapmadan tasarıma uygun olarak çalışması ise, benzinin oktan değeri ile saptanır.

3.6.1 Buhar Basıncı

Buhar basıncı benzinin uçuculuk özelliğinin bir göstergesidir. Uçuculuk, benzinin buharlaşma, yani gaz haline geçme eğilimini tanımlar. Motorda yanarak enerjiye

dönüşen sıvı benzin değil, gaz haline geçmiş benzin buharıdır. Buharlaşma, sıcaklık ile değiştiğinden, mevsimlere göre (kış/yaz) farklı ürün spektleri vardır.

Buhar basıncı motorun ortam sıcaklığında sorunsuz çalışması ve motor ısındıkça da çalışmayı düzgün bir şekilde sürdürmesini sağlayan en önemli özelliktir. Buhar basıncı gerekenden düşükse motor ilk hareketi almaz, hatta çalışmayabilir. Daha yüksek değerler, genellikle soğuk çalışma performansını artırır. Gaz tıkanmasının engellenmesi ve sıcak havalarda yakıtın alınması, taşınması gibi operasyonlar için düşük buhar basıncı değerleri daha uygundur [19].

3.6.2 Oktan Sayısı

Oktan sayısı, yakıtın ateşleme ile eşanlı olarak yanması için ne kadar sıkıştırılabildiğini tanımlar. Sıkıştırılan yakıt kıvılcım çakmasından önce kendiliğinden yanarsa “vuruntu” meydana gelir; bunun anlamı uygulanan sıkıştırma oranının kullanılan yakıt için yüksek olduğudur.

Bir motorun sıkıştırma oranı kullanılan yakıtın oktan sayısını belirler. Motorun gücünü arttırmanın yollarından biri sıkıştırma oranını arttırmaktır; yüksek performanslı motorların sıkıştırma oranları yüksektir ve yüksek oktan sayılı yakıtla çalıştırılırlar.

Oktan sayısı bir benzinin vuruntusuz yanma karakteristiğini tanımlayan bir özelliktir. Yakıtın motorun yanma hücreinde yandığında vuruntuya karşı gösterdiği dirençtir. Benzinin oktan sayısını saptamak için laboratuvar test metodu vardır; Araştırma Oktan Sayısı (RON) ve Motor Oktan Sayısı (MON). RON, düşük hız ve orta derecede vuruntu koşullarıyla, MON yüksek hız ve yüksek sıcaklıktaki vuruntu koşullarıyla ilişkilendirilir.

Oktan sayısı tayininde normal heptan ve izo-oktan referans maddeleri kullanılır. Bunun nedeni, bu iki bileşiğin benzer uçuculukta olmasıdır, özellikle kaynama noktaları çok yakın olduğundan, oktan sayısı testinde değişik oranlarda (0–1) kullanıldıklarında uçuculuk yönünden önemli farklılıklar yaratmazlar.

Normal heptanın oktan sayısı 0, izo-oktanın 100’dür. Bu iki bileşenden çeşitli oktan sayılarında standart referans karışımlar hazırlanır ve belirli koşullardaki test motorunda çalıştırılarak vuruntu noktaları saptanır. Yakıtın vuruntu yaptığı gösterge noktası

belirlenir. Aynı noktadaki referansa karışımın oktan sayısı ile yakıtın oktan sayısı eşdeğerdir [19].

Benzin üretimi için TÜPRAŞ İzmit Rafinerisinde hali hazırda kullanılan sistem sonraki bölümde detaylandırılmıştır.

3.7 Mevcut Durumda Uygulanan Benzin Üretim Modeli

Benzin üretimi, yaz dönemi ve kış dönemi olarak iki farklı dönemde incelenmektedir. Bu dönem farkının başlıca nedenleri olarak yaz ve kış dönemlerinde spesifikasyondaki farklılığın yanısıra yaz döneminde benzine olan talebin artması ile ürün fiyatındaki artışın rafineri karlılığına olumlu etkisidir. Benzin paçalındaki en oransal olarak en büyük bileşen olan reformat üretiminin ham maddesi nafta'dır. Reformer ünitelerinin çalışma kapasitesini nafta ile benzin arasındaki fiyat farkıdır. Bu fark yaz döneminde benzin lehine açılmakta ve reformer ünitelerinin kapasite kullanım oranları yükselmektedir.

Yaz döneminde benzin ara ürünü üreten tüm proseslerde kapasite maksimize edilir.

Kış dönemindeki benzin üretimini etkileyen iki faktör vardır. Kış döneminde benzine yönelik talep azalmakta ve nafta ile benzin arasındaki fiyat farkı nafta lehine açılmaktadır.

Üretilen benzin tipine göre reformer ünitesine oktan talimatı verilir. Premium üretimi söz konusu ise ünitenin oktan talimat değeri yükseltilir. Boş bir tanka akımlar yönlendirilir. Tanktaki belirlenen seviyeye kadar dolduğunda, tank önce karıştırılır ve daha sonra laboratuara numune gönderilir. Gönderilen numuneden gerekli testler yapılarak (Oktan, DVPE), ürün üzerinde yapılacak düzeltmeler hesaplanır. Düzeltmelerden sonra tank tekrar karıştırılarak yeni bir numune laboratuara gönderilir. Numunenin test sonucunda ürün spektine uymayan herhangi bir parametre olması durumunda, gerekli hesaplamalar sonucu spekte uymayan parametreyi düzeltici bir hamle daha yapılır. Tank tekrar karıştırılır ve bir numune daha alınır. Hazırlanan ürün tüm spektlere uymak zorundadır.

Benzin paçalında kullanılan izomerat, düşük oktan sayısına sahip olduğundan özel bir tankı bulunmaktadır. Laboratuvarın test sonucunda hazırlanan ürünün oktan sayısı yüksek ise İzomerat kullanılarak spekt değerine yaklaştırılmaya çalışılır.

Bu üretim şeklinde laboratuvar kullanımı yoğundur. Laboratuvardaki test süresi yaklaşık 6 saattir, Oksidasyon kararlılığı testi için en az 6 saat gerekmektedir. Üretimde genelde Oktan, DVPE ve Bakır şerit korozyonu test sonuçları nedeniyle düzeltici faaliyetler yapıldığından, tekrarlanan numune için altı saat beklemek gerekmemektedir. Bu testler içinde en uzun süren, 4 saat süresi ile Bakır şerit korozyonu sonucudur. Tankların numune öncesi karıştırılması sırasında, söz konusu tanka akım alınmamaktadır. Tank hacimlerinin büyüklüğü göz önüne alınırsa, tankların en az 3 saat karıştırılması gerekmektedir.

2007 yılında TÜPRAŞ tarafından 1 897 000 ton benzin satışı yapılmıştır. Satılan benzinin ortalama oktanı spesifikasyonların 0.3 üzerinde iken, ortalama DVPE'si ise 63 kilopascal'da kalmıştır. Satılan benzinin oktanını düşürmek ve dvpesini yükseltmek amacıyla Ara Ürün Tank modeli geliştirilecektir.

Çalışmada hazırlanılacak modele geçmeden önce, benzin üretiminde kullanılan paçallama ile ilgili literatür araştırması ve uygulamalar ile ilgili bilgiler ilerleyen bölümlerde yer almaktadır.

4. PAÇALLAMA

Paçallama, istenilen özelliklerde bir ürün elde edebilmek için çok sayıda farklı sıvı hidrokarbonları fiziksel olarak karıştırmaktır. Ürünler bir manifold sistemi aracılığıyla in-line (boru hattında) paçallanabileceği gibi, tank veya kaplarda yığın paçallama da yapılabilir. Benzin, distilatlar, jet yakıtı ve gaz yağının inline paçallamasında, ana akıma ilave edilecek her bileşen bir orantılayıcıdan enjekte edilir. Oluşan türbülans karıştırmayı sağlar. Hidrokarbonlarda bulunmayan pek çok özellik paçallama işleminden önce veya sonra katkı maddesi ilavesi ile sağlanır [19].

Rafineri gelirlerinin % 60, % 70'lerine yaklaşan payıyla Benzin, en önemli rafinasyon ürünüdür. Bu nedenle benzin paçallama işlemlerindeki başarı, rafineri karlılığını olumlu yönde etkiler [24].

Benzin paçalı sistemi, birbirine çeşitli ekipmanlarla bağlı dört elemandan oluşmaktadır. Paçallama sistemine göre (yığın ya da hatta) ara ürün tankından veya ünitelerden paçal talimatına göre bileşenler blender'a gelir. Böylece çeşitli ürünler üretilip son ürün tanklarında depolanır. Son olarak ise ürün tanklarından müşterilere siparişlerinin teslimatıdır.

Benzin spesifikasyonlarındaki değişiklikler öncesinde, benzin paçalı hazırlamak için basit hesaplamalar yapılıyordu. Özellikle benzin paçalına oktan yükseltici olarak verilen kurşunun kullanımının yasaklanması; paçal hazırlamada oktan sayısının kritik bir parametre olmasını sağlamıştır [25].

Bu yasağın ardından benzin paçalı optimizasyonuna yönelik pek çok model geliştirilmiştir.

Rafinerilerde inline paçallama uygulamaları sonucu 1–6 milyon \$'lık yatırıma karşılık yıllık 16-18 milyon \$'lık getiri söz konusudur. Uygulamalarda yatırım yapılması gereken sekiz nokta bulunmaktadır. Bunlar;

1. Blender (Karıştırıcı)
2. Online Analizörler
3. Online Tank Ölçüm Sistemi
4. Laboratuvar Yönetim Sistemi

5. Offline Paçal Hazırlama Programı
6. Rafineri Planlama Programı
7. Paçala Sipariş Sistemi
8. Sonuç Raporlama Sistemi

olarak sıralanabilir. Yatırım maliyeti rafinerilerin mevcut koşullarında yukarıda sayılan maddelerdeki durumlarına göre değişmektedir. Projelerin tamamlanma süresi 6 ay ile 2 yıl arasında değişmektedir. Geri ödeme süresi ise her durumda 6 aydan azdır.

Bu modellerin ortak amacı son ürün spesifikasyonlarını karşılarken stok, tank alanı ihtiyacı ve spekt üstü ürün satışının minimizasyonu, paçal bileşenleri kullanımda optimizasyon ve iş yükü azalması olarak sıralanabilir [26].

Stok azalmasının nedeni paçal hazırlama süresinin azalmasıdır. Yığın paçallama metodunda laboratuara test için numune alınması ve sonuçların gelişinin beklenmesi süreçlerinde, ara ürün ve son ürün tankları akışa kapalı konumdadır. Herhangi bir test sonucunun spektler içinde olmaması sonucu hazırlanan paçala düzeltici operasyon yapılmasının ardından tekrar laboratuara numune gönderilmesi gerekmektedir. Bu metotla hazırlanan paçalarda % 30 oranında tekrar paçallama operasyonları yapılmaktadır. Hazırlanacak modellerle tekrar paçallama işlemi %1'in altına düşeceğinden stokta belirgin, tipik olarak %5 ila %20 arasında, bir azalma olacaktır.

Tank ihtiyacı azalmasının nedeni stoktaki azalmadır. Yapılan iyileştirmeler sayesinde rafinerinin benzin üretimi büyüklüğüne bağlı olarak en az birer ara ürün ve son ürün tankı diğer amaçlar için kullanılabilir.

Spekt üstü ürün satışının azalmasının nedeni ise online analizör kullanımıdır. Online analizörler paçal hazırlama sürecinde ara ürünlerinin oranlarına sürekli müdahale ederek son ürünün özelliklerini istenilen değerlerde tutabilmektedirler.

Paçal hazırlamada son ürün özelliklerini karşılarken, kullanılacak bileşenlerin fiyatlarını da parametre alan hesaplamalar neticesinde üretim maliyetinde bir düşüş söz konusu olacaktır. Bu sayede bileşenlerin optimum kullanımına ulaşılabilecektir.

Paçal hazırlama süresindeki azalma ve laboratuarda yapılan tekrar paçallamanın neden olduğu testlerin ortadan kaldırılması ile bazı birimlerde iş yükünde azalmalar olacaktır.

5. UYGULAMALAR

Rafinerilerin bilgilerini sınırlı paylaşması nedeniyle, yapılan araştırmalarda elde edilen sonuçlar sınırlı kalmıştır. Bu bölümde literatür araştırması sonucunda elde edilen üç adet uygulamadan söz edilecektir. Bu uygulamalar paralelinde hazırlanacak model oluşturulmuştur.

5.1 Lindsey Oil Rafinerisi

Lindsey Rafinerisinde spekt üstü üretimi azaltma ve ucuz bileşenlerin paçallamada kullanımını maksimize etmek amacıyla Benzin paçalı optimizasyon projesi 1989 yılında uygulanmaya başlamıştır. Projenin ilk aşamasında kontrol sistemi kurulmuştur. Bu sistemin iki önemli görevi bulunmaktadır. Bunlar benzin paçalı kontrolü ve optimizasyonun yanı sıra, tank ölçümle sistemi ile entegre olmasıdır. Benzin kalitesi online analizörler aracılığıyla izlenmiştir. Benzin kalitesi için Oktan, MON ve DVPE parametreleri izlenmekte ve kontrol sistemine online veri akışı sağlanmaktadır. Rafineride paçal optimizasyon sistemi kurulması sonrası ürünlerin MON değerleri ortalaması, spektlerin yalnızca 0,1 üzerinde gerçekleşmiştir. Yatırımın geri dönüşü üzerinde daha etkili olan ise benzin içindeki ara ürün oranlarının değişmesidir. Optimizasyon sonrası pahalı olan bileşenlerin kullanımında azalma, ucuz bileşenlerin kullanımında ise bir artış söz konusudur, sistemin kurulumundan önceki benzin bileşen oranları ile sonraki oranlar arasındaki fark Tablo. 5.1’de sunulmuştur. Reformat’ın benzin içindeki oranı azalırken WCN oranı artmıştır.

Projenin tamamlanmasından 6 ay sonra online analizörlerin RON ve MON sonuçları ürün sertifikasında da kullanılmaya başlanmıştır. Bu sonuçların kullanımı ile birlikte laboratuarda yapılan test sayısında azalma olmuştur. Tekrar paçallama işleminin de % 50’lilerden %12,5’lara düşmesi hem test sayısında, hem de ürün hazırlama süresinde azalmaya neden olmuştur [27].

Tablo 5. 1: Lindsey Rafinerisi Optimizasyon Sonrası Bileşenlerin Kütlece Değişimleri [27, Sayfa 83]

Bileşen	Kütlece Değişim %
Bütan	0,27
Hafif Nafta	-0,11
Reformat	-3,98
Metil Eter	0,62
WCN	4,76
Bütıl Eter	0,50
Alkilat	-0,98
Polimer Benzin	-1,08

5.2 Polonya Rafinerisi

Polonya rafinerisi benzin paçallama sistemini geliştirmek üzere 1996 yılında yeni bir yatırım yapmıştır. Benzin paçallama sisteminin modernizasyonu ve geliştirilmesi projesi Avrupa Birliği'nin 2005 yılında uygulamaya koyacağı yeni yakıt yönetmeliğini karşılamaya yönelik yatırımlar içerisinde yer almıştır. Benzin paçallama sisteminin yıllık kapasitesi 4 milyon ton olup, 4 tip benzin üretimi yapılmak üzere tasarlanmıştır. Sistemin kabul testi 1998 yılında tamamlanmış ve devreye alınmıştır. Rafineri yönetimi tarafından oktan için +0,25'lik bir değer üst limit olarak belirlenmiştir. Test sonuçlarında üretilen benzinin oktan değerinde + 0,184 spesifikasyon üzeri değer olduğundan proje başarıyla tamamlanmıştır. Projenin yıllık getirisi ise 3-4 milyon \$ olarak hesaplanmıştır [28].

5.3 Saudi Aramco Benzin Paçalı Projesi

Saudi Aramco'nun benzin paçalında izopentanı da kullanmak amacıyla deizopentanizer kolonu yatırımı yapmıştır. Yatırım sonucunda pentan karışımından, izopentanlar ayrılacak ve 8 millik boru hattıyla Yanbu rafinerisine benzin paçalında kullanılmak üzere pompalanacaktır. Bu proje ile şirketin gelirinde yaklaşık 8,1 milyon \$'lık bir artış beklenmektedir [29].

Bu uygulama ile hazırlanacak benzinin DVPE değeri yükseltilmiştir.

6. ARA ÜRÜN TANK MODELİ

TÜPRAŞ İzmit Rafineri'sindeki mevcut benzin üretim sistemini iyileştirmek amacıyla Ara Ürün Tank Modeli geliştirilmiştir. Geliştirilen model dört adet ara üründen dört son ürün üretmekte ve üretilen ürünlerin oktan ve DVPE değerlerini raporlamaktadır. Modelin geliştirilmesindeki amaç üretilecek ürünlerdeki oktan değerini spesifikasyonlardaki minimum değerlere yaklaştırmak, DVPE değerini ise maksimum değere yaklaştırmaktır. Oktan değerini spesifikasyonlardaki değere yaklaştırmak, paçal içerisindeki en yüksek oktan değerine ve aynı zamanda en yüksek maliyete sahip reformat kullanımını optimize etmek anlamına gelmektedir. DVPE değerini spesifikasyonlar içindeki maksimum değere yaklaştırmak, LPG olarak satılabilecek ince ürünlerin benzin paçalı içinde yer alması sağlanarak rafineri karlılığının olumlu yönde etkilenmesi anlamını taşımaktadır.

Modelde ara ürün ve son ürünler için kullanılan isim kodları Tablo 6.2'de sunulmuştur.

Modelde Tablo 3.1'de verilen özelliklere sahip ara ürünler kendilerine ait tanklarda depolanacaktır. Ara ürün tanklarından herhangi birinin dolmasının ardından üretimler yedekte bekleyen alternatif tanklarında depolanacaklardır. Gelen siparişler, son ürünün tipini ve miktarını belirleyeceklerdir. Siparişe göre ürün spesifikasyonlarını sağlayacak ara ürün miktarları karıştırıcı tarafından belirlenecek ve son ürün üretimi tamamlanacaktır. Ara ürün tank modelinin akış şeması Şekil 6.1'de sunulmuştur.

Modelde kullanılacak karar değişkenleri son ürüne ait oktan ve DVPE değerleridir. Bu karar değişkenlerini hesaplarken kullanılacak denklemler 6.1 ve 6.2'de verilmiştir.

Tablo 6.1 : Modelde Kullanılan Kısaltmalar

Ara Ürün	Kod	Son Ürün	Kod
İzomerat	AU ₁	95 Oktan	95O
İzopenta	AU ₂	95 Oktan İhraç	95I
Reformat	AU ₃	97 Oktan	97O
WCN	AU ₄	97 Oktan İhraç	97I

Model oktan paçallama için kullanılan paçal oktan sayısı yaklaşımı, doğrusal olmayan paçallama problemini hacim bazında doğrusal olarak incelemektedir.(24) Oktan paçallamasında kullanılacak denklem 6.1’de verilmiştir.

$$\text{Oktan: } V_{Ni} * AU_{io} \quad (6.1)$$

AU_{io} : {i. Ara ürünün oktanı; i = 1,2,3,4}

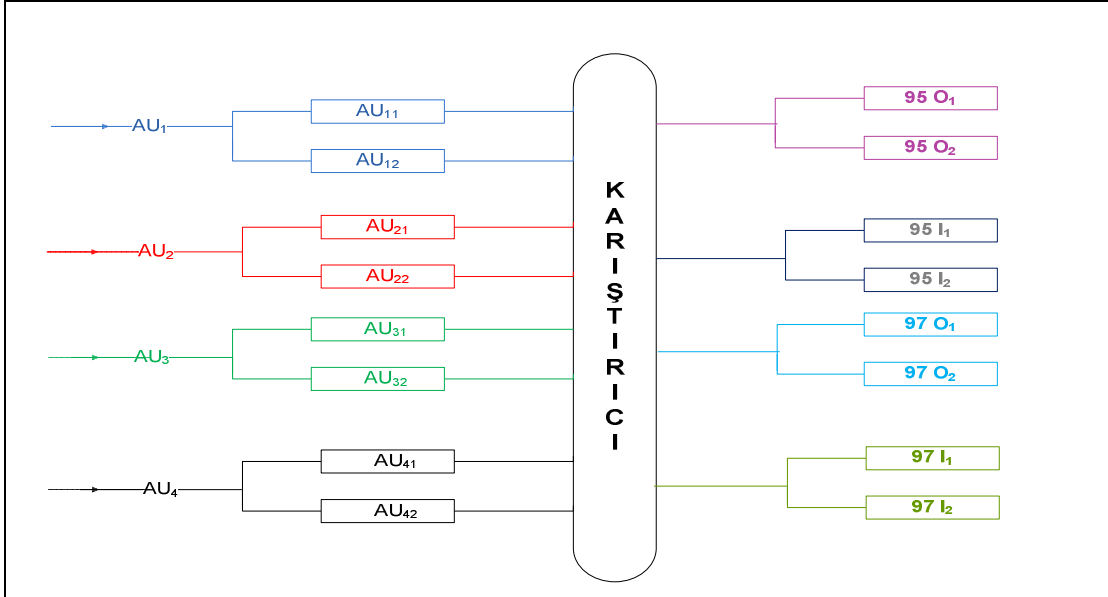
V_{Ni} : { N. Siparişteki i. Ara ürünün hacimsel oranı }

DVPE paçallama için kullanılacak yöntem ise Chevron Research Company tarafından geliştirilen index metodudur. (24) DVPE paçallaması için kullanılacak denklem ise 6.2’de verilmiştir.

$$Dvpe^{1,25}: V_N^{1,25} * AU_{id}^{1,25} \quad (6.2)$$

AU_{id} : {i. Ara ürünün DVPE’si; i = 1,2,3,4}

Modelin çalıştırılmasına yönelik olarak hazırlanan simülasyon programının kodu Ek-6’da, 500 saatlik koşum süresi için çalıştırılan modelin 95 oktan üretim raporu Ek-7’de ve 97 oktan üretim raporu da Ek-8’de sunulmuştur.



Şekil 6.1: Ara Ürün Tank Modeli Akış Şeması

Şekil 6.1’de AU_i kodlamasıyla ara ürünler, AU_{ij} kodlamasıyla ara ürün tankları, $95O_n$, $95I_m$, $97O_y$ ve $97I_z$ ile son ürün tankları belirtilmiştir.

AU_i : {i. Ara ürün; $i = 1,2,3,4$ }

AU_{ij} : {i. Ara ürünün j. tankı; $i = 1,2,3,4$; $j = 1,2$ }

$95O_n$: {95 oktan ürününün n.tankı; $n = 1,2$ }

$95I_m$: {95 oktan ihraç ürününün m.tankı; $m = 1,2$ }

$97O_y$: {97 oktan ürününün y.tankı; $y = 1,2$ }

$97O_z$: {97 oktan ihraç ürününün z.tankı; $z = 1,2$ }

7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Ara Ürün Tank Modeli'nin ürettiği benzinlerde ana hedef oktan değeri olduğundan, tüm benzin tiplerinde ürünlerin oktan değeri spesifikasyonda belirlenen minimum değerlere eşit olacaktır.

Model oktan değerlerinde tam spesifikasyonda üretim yapmaktadır. Mevcut durumda, 2007 yılı ortalama oktan değeri spesifikasyonun 0,3 üzerinde bulunmaktadır. Oktan değerinin spesifikasyonun üzerinde bulunmasının ekonomik karşılığı hesaplanacak ve modelin kullanımı ile elde edilebilecek kazanç, denklem 7.1 ile hesaplanacaktır.

$$\text{Kazanç} = (97O_{\text{Fiyatı}} - 95 O_{\text{Fiyatı}}) / 2 * \text{Satılan Miktar} * \text{Spesifikasyon üstü değer} \quad (7.1)$$

TÜPRAŞ İzmit rafinerisinde 2007 yılında satılan benzinlerde ortalama +0,3'lük oktan fazlası verilmiştir. Denklem 7.1'deki spesifikasyon üzeri değer için 0,3 alınacaktır. Denklem 7.1'deki satılan miktar olarak, Tablo 2.12'de 2007 yılı benzin satış miktarı için verilen 1 897 000 ton değeri kullanılacaktır. Oktan fazlasının maliyetini hesaplamak için kullanılan yöntem 97 Oktan ve 95 Oktan ürünleri arasındaki fiyat farkından 1 oktan benzinin fiyatının bulunması temeline dayanır. İki benzin ürünü arasındaki fiyat farkı 2007 yılı için ortalama 26 \$/ton'dur. Bu durumda 1 oktanın fiyatı ise 13 \$/ton olmaktadır. Yıllık satış miktarı ile model sonucundaki üretimlerin oktan değerlerindeki iyileşme sayısının çarpımı, yıllık getiriye eşit olacaktır. Bu hesaplama ile bu iyileştirmenin TÜPRAŞ'a katkısı yaklaşık olarak 7,4 \$/yıl olacaktır.

DVPE değerini spesifikasyonun üst limitine yaklaştırmak amacıyla benzin'in içine daha hafif ürünlerin alınması gerekmektedir. Diğer bir deyişle benzin'in içine DVPE limitasyonu dahilinde bir miktar LPG ürünü katmak mümkündür. Benzinin satış fiyatı LPG satış fiyatından yüksek olduğundan, bu işlem rafineri karlılığına olumlu yönde etki edecektir. Benzin satışında DVPE spesifikasyonu mevsimsel olduğundan kış dönemine ait benzin satışları üzerinden ekonomik değerlendirme yapılacaktır. Kış dönemi içerisinde satılan benzin, toplam benzin satışının % 35'ine denk gelmektedir, 663 950 ton'dur. Kış dönemi içinde satılan benzinin %70'i ise 95 oktan ürünüdür.

2007 yılı 95 oktan satışındaki ortalama DVPE değeri 67 iken model sonucu 71,8 kilopascal değerinde üretimin söz konusu olabileceği göstermiştir. 2007 yılı 97 oktan satışındaki ortalama DVPE ise 65 iken model sonucu 66,18 kilopascal'dır.

DVPE değerinin spesifikasyonların altında bulunmasının ekonomik karşılığını hesaplamak için kullanılacak denklemler 7.2 ve 7.3'de sunulmaktadır. Öncelikle hacimsel olarak ürünün içerisine ne kadar LPG katılacağı hesaplanır. Ardından hesaplanan miktar benzin fiyatı ile LPG fiyatı arasındaki fark ile çarpılarak elde edilecek getiri bulunmaktadır.

$$\text{Hedef DVPE}^{1,25} = V_{\text{Benzin}} * \text{Benzin DVPE}^{1,25} + V_{\text{LPG}} * \text{LPG DVPE}^{1,25} \quad (7.2)$$

Denklem 7.2 ile hedeflenen DVPE değerine ulaşmak için benzin paçasında kullanılabilecek LPG'nin hacimsel oranı hesaplanmaktadır.

Burada hedef DVPE değeri için model çıktıları kullanılacaktır.

Benzin'in hacim oranı ise her iki ürün için kış döneminde satılan miktarın hacimsel karşılığının, LPG eklenmesiyle oluşacak yeni hacme oranı ile hesaplanmaktadır.

Benzinin DVPE değeri olarak ürünlerin 2007 yılı satış ortalamaları olan 67 ve 66 kilopascal değerleri kullanılacaktır.

LPG'nin DVPE değeri olarak 456,7 kilopascal kullanılacaktır.

Denklem 7.2 ile yapılan hesaplama sonucunda 95 oktan ürününe %0,91 ve 97 oktan ürününe %0,218 oranında LPG eklenebileceği bulunmuştur. Benzine ince ürün eklemenin ekonomik karşılığını bulmak için denklem 7.3 kullanılacaktır.

$$\text{Kazanç} = \text{Satış miktarı hacimsel} * V_{\text{LPG}} * \text{Yoğunluk}_{\text{LPG}} * (\text{Benzin}_{\text{Fiyatı}} - \text{LPG}_{\text{Fiyatı}}) \quad (7.3)$$

Denklem 7.3 de satış miktarı terimi için 95 oktan hesaplamasında kış döneminde satılan miktarın benzinin yoğunluğuyla çarpılmasından elde edilecek sonuç kullanılacaktır.

$$\text{Satış miktarı hacimsel} = \text{Satış miktarı kütleli} / \text{Yoğunluk}_{\text{Benzin}} \quad (7.3.1)$$

2007 yılı kış döneminde 95 oktan benzin 464 765 ton, 97 oktan ise 199 185 ton satılmıştır. Benzinin yoğunluğu ise 0,76 ton/m³'dür.

LPG'nin hacimsel oranı ise denklem 7.2 ile hesaplanan değerdir.

95 oktan benzin 2007 yılı ortalama satış fiyatı 703 \$/ton, 97 oktan benzinin fiyatı 729 \$/ton ve LPG satış fiyatı ise 356 \$/ton'dur.

95 oktan ürününde yıllık ortalama DVPE değerinden model sonucu değere ulaşmak için benzinin içine 3 240 ton LPG katılabilir. Bu işlemin ekonomik karşılığı ise yaklaşık 1 125 000 \$'dır.

97 oktan üretiminde ise DVPE değerindeki artış 95 oktan üretimine kıyasla daha az olduğundan ve satılan miktar da daha düşük olduğundan getiri daha düşüktür. 320 ton LPG kullanımı karşılığı 120 000 \$'lık ekonomik kazanç söz konusudur.

DVPE konusunda model üretimi ile elde edilebilecek toplam kazanç 1 245 000 \$/yıl'dır. Model kullanımı ile 2007 yılı satışlarında yaklaşık 8,6 milyon \$'lık bir kazanç elde edilmesi söz konusudur.

Model sonucu dahi DVPE spesifikasyonunda benzin üretimini üst limite yaklaştıramamıştır. DVPE değerini arttırmak için benzin üretiminde oktan ve dvpe değeri yüksek olan Bütan kullanılarak, bölüm 5.3'de belirtilen Saudi Aramco uygulamasına benzer ince ürün kullanımını arttırmak suretiyle, spesifikasyonlardaki üst limite yaklaşılarak yıllık 7,3 milyon \$'lık kazanç elde edilmesi de mümkündür.

Benzin paçalı içine yeni ara ürünler alınmasıyla birlikte bölüm 5.2'de Lindsey Rafinerisi'ndeki uygulamada Tablo 5.1'de verilen ara ürünlerin optimizasyonu hayata geçirilebilir. Bağlı olarak ucuz ara ürünlerin son ürün içindeki kullanım oranları artırılarak üretim maliyeti optimize edilebilir.

Benzin üretimini iyileştirmeye yönelik yapılacak sonraki çalışmalarda, ürün özelliklerindeki Motor Oktan Sayısı gibi yeni parametrelerin optimizasyonu üzerinde durulmalıdır. Yapılacak çalışmalarla benzin üretimindeki tüm parametreler optimum düzeye çekilebilir. Üzerinde çalışılması gereken bir diğer konu ise, hatta paçallamanın yaygınlaştırılması amacıyla, online analizörler'dir. Hatta paçallama ile ilave tank hacmi kazanılması ve iş yükü azalması olasılıkları bulunmaktadır.

KAYNAKLAR

- [1] Ham petrol nedir, http://www.petrol.itu.edu.tr/question/faq_t.html, Erişim Tarihi: 10.01.2008.
- [2] **Bayraç, H. N.**, Uluslar Arası Petrol Piyasasının Ekonomik Analizi, <http://www.tek.org.tr/dosyalar/BAYRAC-ENERGY.pdf>, Erişim Tarihi: 10.01.2008.
- [3] **Kabadayı, ř.**, 2003. Fuel Oil Desulfürizasyonu Üzerine Bir Araştırma, *Yüksek Lisans Tezi*, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- [4] **Tüysüz, O.**, Petrol Jeolojisi Ders notları , [http://www.eies.itu.edu.tr/dersnotlari/notlar /Lisans/petrol/petrol_ders_notu.doc](http://www.eies.itu.edu.tr/dersnotlari/notlar/Lisans/petrol/petrol_ders_notu.doc) , Erişim Tarihi: 14.01.2008.
- [5] **Yorulmaz, Y.**, 1983. Petrol İşleme Teknolojisi ve Rafineri Üniteleri, ODTÜ Matbaası, Ankara.
- [6] **Aksoy, H. A.**, 1984. Petrol Rafinasyonunda Uygulanan Modern Üretim Yöntemleri, İ.T.Ü. Matbaası, İstanbul.
- [7] **Tissot, B. P., Welte, H.**, 1984. Petroleum Formation and Occurance, Springer-Verlag, Berlin.
- [8] **Wauquier, J. P.**, 1995. Petroleum Refining, Editions Technip, Paris.
- [9] **ASTM D-2892**, 2007. Crude Oil Distillation, *American Society for Testing and Materials* , Pennsylvania.
- [10] **Çam, H.**, 2003. Hazar (Orta Asya) Petrollerinin Dünya Pazarlarına Açılışının Stratejisi ve Analitik Hiyerarşı Proses Esaslı Alternatif Güzergah Değerlendirme Modeli, *Doktora Tezi*, İ.T.Ü Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [11] **Yıldırım, S.**, Dünyada ve Türkiye’de Petrol, <http://www.dtm.gov.tr/dtmadmin/upload/EAD/DisTicaretDegerlendirmeDb/petrol-kitap.doc>, Erişim Tarihi: 20.01.2008.
- [12] BP Statistical Review of World Energy 2007 , http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2007/STAGING/local_assets/downloads/spreadsheets/statistical_review_full_report_workbook_2007.xls, Erişim Tarihi: 14.01.2008.
- [13] Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi, [http://www.enerji.gov.tr/istatistik_belge/enerji_istatistikleri/gecmis_yillar/BİRİNCİL%20ENERJİ%20KAYNAKLARI%20TÜKETİMİ\(Bin%20Tep\).xls](http://www.enerji.gov.tr/istatistik_belge/enerji_istatistikleri/gecmis_yillar/BİRİNCİL%20ENERJİ%20KAYNAKLARI%20TÜKETİMİ(Bin%20Tep).xls), Erişim Tarihi: 28.05.2008.

- [14] Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Üretimi, [http://www.enerji.gov.tr/istatistik_belge/enerji_istatistikleri/gecmis_yillar/BİRİNCİL%20ENERJİ%20KAYNAKLARI%20ÜRETİMİ\(Bin%20Tep\).xls](http://www.enerji.gov.tr/istatistik_belge/enerji_istatistikleri/gecmis_yillar/BİRİNCİL%20ENERJİ%20KAYNAKLARI%20ÜRETİMİ(Bin%20Tep).xls), Erişim Tarihi: 28.05.2008.
- [15] 8. Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyon Raporu, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencilik/enerjiha/oik617.pdf>, Erişim Tarihi: 30.01.2008.
- [16] Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Dergisi, 2004. Ankara
- [17] **Satman, A.**, Türkiye’de Petrol, <http://www.petrol.itu.edu.tr/documents/turkiyedepetrol.html>, Erişim Tarihi: 30.01.2008.
- [18] **Kurt, A.**, 1992. Teknoloji Transferi ve Türkiye’de Petrol Rafineri Teknolojisi, *Yüksek Lisans Tezi*, İ.T.Ü Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [19] **Beşergil, B.**, 2007. Hampetrolden Petrokimyasallara El Kitabı, Tükelmat A.Ş., İzmir.
- [20] Shell Essentials of Refining Eğitimi, 11-13.12.2007, Sakarya.
- [21] Tüpraş Ürün Satışları, <http://www.tupras.com.tr/detailpage.tr.php?redirect=sales.tr.php&form=0&lRedirectPageID=217>, Erişim Tarihi: 30.04.2008.
- [22] Tüpraş İzmit Rafineri Müdürlüğü Tanıtım Broşürü, 2006. İzmit
- [23] Kurşunsuz Benzin Ürün Spektleri, <http://www.tupras.com.tr/detailpage.tr.php?strProductKey=240&lRedirectPageID=145>, Erişim Tarihi: 25.02.2008
- [24] **Sing, A., Forbes, J. F., Vermeer, P. J., Woo, S. S.**, 2000. Model-based Real-time Optimization of Automotive Gasoline Blending Operations, *Journal of Process Control*, **10**, 43-58.
- [25] **Rigby, B., Lasdon, L. S., Warren, A. D.**, 1995. The Evolution of Texaco’s Blending Systems: From OMEGA to StarBlend, *Interfaces*, **25**, 64-83.
- [26] **Barsamian, A.**, 1999. Inline Blending Minimizes Tankage, Inventory, Giveaway, Boosts Client Satisfaction and Bottom Line, *World Refining*, **46**, 14-18.
- [27] **White, J., Hall, F.**, 1992. Gasoline Blending Optimization Cuts Use of Expensive Components, *Oil&Gas Journal*, **45**, 81-85.
- [28] **Popkowski, A., Barsamian, A.**, 1999. New Gasoline Blending Unit Started at Poland Refinery, *Oil&Gas Journal*, **27**, 64-67.
- [29] **Dialdin, A. A.**, 2005. Saudi Aramco Initiates Gasoline Blending Project, *Oil&Gas Journal*, **44**, 50.

EK 1

TBP DISTILLATION TEST REPORT

DATE: 5.03.2008

							RVP :-						
API :30,7							SALT MGLT :38,1						
DENSITY :0,8724							WATER (KF) %WT :0,33314						
SULPHUR %WT :1,42							POUR POINT °C :-8						
FRACTION ANALYSIS													
TEST NAME	LPG	LSRN	HSRN	KERO	DIESEL	ASRFO	LVGO	HVGO	VR	RESULT	CUT RANGE (760 mm Hg)	PRESSURE mm Hg	%REC
VOLUME ML	112	278,3	376,0	456,0	955,7	1805,0	87,0	977,7	769,3	LPG	-38	760	3,08
DIST. ASTM °C										LSRN	38-107	760	7,43
IBP		59,7	110,7	168,0	250,0			354,7		HSRN	107-163	760	9,4
%5		70,3	118,7	176,0	257,3			403,0		KERO	163-230	100	10,85
%10		72,0	121,3	178,3	259,3			409,3		DIESEL	230-365	10	23
%30		76,3	127,0	184,7	273,0			429,7		ASRFO			45,8
%50		81,3	133,0	191,7	290,3			455,0		LVGO	365-376	2	2,3
%90		97,3	152,0	211,0	325,7			527,3		HVGO	376-549	1	21,55
%95		101,0	157,3	216,0	332,3			546,0		VR			21,95
EP		111,7	167,7	222,0	336,7			552,0		WATER			0,23
RECOVERY		98,8	98,3	98,6	98,0			97,7		LOSS			0,21
RESIDUE		0,7	1,1	1,0	1,9			2,3		TOTAL			100
LOSS		0,5	0,6	0,4	0,1			0,0					
API		68,5	55,6	45,6	34,2	16,0	26,1	22,6	8,0				
POUR POINT °C					-13,0	12,0	18,0	40,0					
PONA A		3,4	14,5										
O		0,0	1,0										
N		29,9	23,9										
P		66,7	60,6										
SULPHUR %WT		0,0	0,1	0,2	0,9	2,3	1,7	1,7	3,0				
VISC. SSU 100 °F					38,8	14,7							
VISC. SSU 122 °F					36,5	160,4		220,4					
VISC. SSU 180 °F						22,0		72,6					
FLASH PT. °C ABEL				53,0									
FLASH PT. °C P.M.					120,0			207,3					
COLOR SAYBOLT		30,0	30,0	30,0									
COLOR ASTM					L0,5		L1,5	5,5					
CON.CAR. % WT								0,2	19,2				
VANADIUM ppm								0,2	269,9				
ASPHALTENES %WT								0,0	5,5				
NICKEL ppm								0,1	48,0				
ANILINE POINT °C								86,1					
PENETRATION									145,3				
DUCTILITY cm									80,0				
C.F.P.P. °C								393,0					
FREEZING POINT °C				-62,3									
NITROGEN ppm				8,8				598,7					
SMOKE POINT mm				32,5									
CETANE INDEX				27,2	33,7								

Ek-2 1970-2006 Yılları Arası Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK+ JEOTERMAL	JEOTERMAL ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART.	BİYOYAKIT	NET ELEKT. İTHALATI	TOPLAM
1970	2883	1732	15	7958		261	23			3845	2128			18872
1971	2837	1913	10	9260		224	38			3657	2143			20088
1972	2829	2207	72	10726		276	38			4051	2188			22411
1973	2803	2293	125	12595		224	48			4154	2256			24512
1974	3069	2456	169	12739		289	50			4350	2320			25535
1975	3025	2692	196	14178		508	56			4369	2414		8	27437
1976	3053	2960	190	15742	14	720	58			4420	2530		29	29695
1977	3085	3119	187	18092	16	737	58			4497	2593		42	32454
1978	2865	3491	128	17861	20	803	60			4574	2703		53	32571
1979	2988	3570	87	15536	31	885	60			4652	2819		90	30708
1980	2824	3970	240	16074	21	976	60			4730	2953		115	31973
1981	2758	4181	241	15845	15	1085	60			4807	2918		139	32049
1982	3077	4616	370	16933	41	1218	82			5028	2900		152	34388
1983	3255	5294	323	17540	7	975	100			5126	2932		191	35697
1984	3464	6408	97	17840	36	1174	178			5177	2755		228	37425
1985	3775	7933	225	18134	62	1041	232			5210	2539		184	39399
1986	3992	8879	261	19622	416	1059	304		5	5271	2609		67	42472
1987	4404	9189	271	22301	669	1651	324		10	5308	2544		49	46883
1988	5204	7932	268	22590	1115	2548	340		13	5313	2527		33	47910
1989	4722	10207	176	22865	2878	1597	342		19	5345	2504		48	50705
1990	6150	9765	123	23901	3110	2060	364		28	5361	1847		-63	52987
1991	6501	10572	60	23315	3827	2020	365		41	5391	1821		22	54278
1992	6243	10743	85	24865	4197	2345	388		60	5421	1788		-11	56684
1993	5834	9918	44	28412	4630	2987	400		88	5451	1697		-32	60265
1994	5512	10331	0	27142	4921	2698	415		129	5482	1627		-46	59127
1995	5905	10605	28	29324	6313	3130	437		143	5512	1556		-60	63679
1996	7401	11187	15	30939	7384	3553	471		159	5512	1533		-6	69862
1997	8452	12317	13	30515	9165	3496	531		179	5512	1512		191	73779
1998	8921	12631	10	30349	9690	3705	582	1	210	5512	1471		258	74709
1999	7708	12314	12	30138	11741	3052	618	2	236	5293	1422		176	74275
2000	9933	12519	9	32297	13728	2721	648	3	262	5081	1376		288	80500
2001	7011	11429	13	30936	14868	2142	687	5	287	4879	1332		357	75402
2002	8836	10435	2	30932	16102	2987	730	4	318	4684	1290		271	78331
2003	11201	9471	144	31806	19450	3115	784	5	350	4497	1251		49	83826
2004	12326	9450	310	32922	20426	4043	811	5	375	4318	1214		-58	87818
2005	12514	9326	317	32192	24726	3483	926	5	385	4146	1179		-100	91074
2006	14721	11188	259	32551	28867	3886	1081	11	403	4023	1146	2	-143	99825

Ek-3 1970-2006 Yılları Arası Birincil Enerji Kaynakları Üretimi

YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK+ JEOTERMAL	JEOTERMAL ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART.	BİYOYAKIT	TOPLAM
1970	2790	1735	15	3719	0	261	23			3845	2128		14516
1971	2830	1867	10	3625	0	224	38			3657	2143		14393
1972	2831	2203	72	3557	0	276	38			4051	2188		15216
1973	2832	2326	124	3687	0	224	48			4154	2256		15650
1974	3029	2506	169	3474	0	289	50			4350	2320		16188
1975	2936	2745	196	3250	0	508	56			4369	2414		16473
1976	2826	3004	190	2725	14	720	58			4420	2530		16488
1977	2687	3269	187	2849	16	737	58			4497	2593		16893
1978	2620	4057	128	2873	20	803	60			4574	2703		17838
1979	2471	3343	87	2973	31	885	60			4652	2819		17321
1980	2195	3738	240	2447	21	976	60			4730	2953		17358
1981	2422	4271	241	2481	15	1085	60			4807	2918		18299
1982	2445	4652	370	2450	41	1218	82			5028	2900		19186
1983	2159	5378	323	2313	7	975	100			5126	2932		19313
1984	2216	6498	97	2191	36	1174	178			5177	2755		20322
1985	2199	8212	225	2216	62	1041	232			5210	2539		21935
1986	2151	8949	261	2513	416	1059	304		5	5271	2609		23537
1987	2111	9827	271	2762	270	1651	324		10	5308	2544		25077
1988	2212	8603	268	2692	90	2548	340		13	5313	2527		24607
1989	2027	10564	179	3020	158	1597	342		19	5345	2504		25754
1990	2080	9524	119	3903	193	2060	364		28	5361	1847		25478
1991	1827	9117	60	4674	185	2020	365		41	5391	1821		25501
1992	1727	10299	92	4495	180	2345	388		60	5421	1788		26794
1993	1722	9790	37	4087	182	2987	400		88	5451	1697		26441
1994	1636	10471	0	3871	182	2698	415		129	5482	1627		26511
1995	1319	10735	29	3692	166	3130	437		143	5512	1556		26719
1996	1382	10899	15	3675	187	3553	471		159	5512	1533		27386
1997	1347	11759	12	3630	230	3496	531		179	5512	1512		28209
1998	1143	12792	10	3385	514	3705	582	1	210	5512	1471		29324
1999	1030	12242	12	3087	665	3052	618	2	236	5293	1422		27659
2000	1060	11418	9	2886	581	2721	648	3	262	5081	1376		26047
2001	1145	11124	13	2679	284	2142	687	5	287	4879	1332		24576
2002	1047	10311	2	2564	344	2987	730	4	318	4684	1290		24282
2003	1132	9501	144	2494	511	3115	784	5	350	4497	1251		23783
2004	1081	9141	310	2390	644	4043	811	5	375	4318	1214		24332
2005	1184	9648	382	2395	816	3483	926	5	385	4146	1179		24549
2006	1348	11545	195	2284	839	3886	1081	11	403	4023	1146	2	26763

Ek-4 TÜRKİYE'DE KEŞFEDİLEN PETROL SAHALARI					
S a h a	Keşif Yılı	Üretim Yapan Formasyon	Ortalama Derinlik (m)	Gravite API	Kükürt %
M.T.A.					
Raman (1)	1945	Garzan + Mardin	1 360	18,0	3,40
Garzan (1)	1951	Garzan	1435-1450	24,0	2,10
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Germik	1958	Garzan	1 975	18,8	2,80
Mağrip	1961	Garzan	1 740	18,5	2,80
B.Raman	1961	Garzan	1 300	13,0	5,80
Kurtalan (8)	1961	Germav	1 650	33,2	1,30
Çelikli	1963	Beloka	3 200	35,2	0,50
Malahermo (4)	1965	Sinan	1 000	33,0	
Dodan	1965	Sinan	1 190	36,0	
K.Mağrip (4)	1969	Garzan	2 049	27,3	
Sezgin	1970	Garzan	1 700	17,0	
Yolaçan (4)	1970	Raman	2 060	18,0	
Adıyaman	1971	Karababa	1 750	26,7	1,50
Oyuktaş	1972	Garzan	2 325	31,0	1,30
Sarıcak	1973	Derdere	1 600	31,5	0,20
G.Sarıcak	1973	Derdere	1 600	31,0	0,50
Deveçatak	1973	Soğucak	1 450	37,0	0,20
Yeniköy	1973	Derdere + Sabunsuyu	1940-2100	32,0-33,1	0,50
K.Osmancık	1974	Soğucak	1 150	37,6	0,30
G.Kayaköy	1976	Derdere	2 620	30,4	0,90
İkiztepe (4)	1976	Sinan	1 490	11,3	5,40
Beyçayır	1976	Beloka	2 350	26,1	
Çamurlu	1976	Sinan	1 450	12,2	5,50
Sivritepe (4)	1977	Derdere	2 500	33,4	0,90
Bölükyayla (4)	1977	Karababa + Derdere	3 120	34,5	
G.Adıyaman (8)	1977	Karababa	1 500	20,4	2,40
K.Adıyaman (4)	1977	Karaboğaz + Karababa	2 900	32,0	
G.Şahaban	1978	Derdere	1 660	33,2	0,50
G.Dinçer	1981	Beloka	1 626	15,5	5,40
B.Şelmo	1981	Sinan	1 820	34,3	1,30
Mehmetdere (4)	1982	Derdere	2 000	32,0	
Kartaltepe	1982	Derdere	2 000	32,0	1,10
Çemberlitaş	1983	Karababa + Derdere	3 200	31,0	0,70
Alçık (4)	1983	Derdere	1 800	33,0	0,50
B.Kozluca	1984	Sinan	1 515	12,4	5,70
Çukurtaş (4)	1984	Karababa	3 054	35,5	
B.Fırat	1985	Karababa + Derdere	2 570	35,2	1,10
Akpınar	1986	Karababa + Derdere	3 250	31,0	0,80
Silivanka Sinan	1987	Sinan	1 300	15,7	
Karakuş	1988	Karaboğaz + Karababa Derdere + S.suyu	2 700	30,1	
B.Kentalan (4)	1989	Garzan	1 611	20,9	
G.Karakuş	1989	Karababa + Derdere	2 370	26,5	
K.Karakuş	1990	Karababa + Derdere	2 590	29,0	0,80
Beşikli	1990	Karaboğaz + Karababa	1 900	25,6	2,40
Yanarsu	1990	Sinan	1 440	14,7	
Bakacak (4)	1991	Sayındere	1 900	21,0	
Tokaris	1991	Karaboğaz + Karababa Derdere	2 410	24,1	
D.Beşikli	1991	Karababa + Derdere	1 860	19,4	3,20
İkizce	1991	Karaboğaz + Karababa	2 285	26,4	2,20

Ek-4 TÜRKİYE'DE KEŞFEDİLEN PETROL SAHALARI (Devam)					
S a h a	Keşif Yılı	Üretim Yapan Formasyon	Ortalama Derinlik (m)	Gravite API	Kükürt %
Karadut (4)	1992	Derdere	2 900	38,4	0,50
Çaylarbaşı	1993	Karaboğaz + Karababa	1 600	11,8	5,20
Sarısöğüt (4)	1994	Karaboğaz + Karababa	2 690	29,2	
Yananköy	1994	Bozova	1 750	14,0	4,20
Kavakdere	1995	Hamitabat	2 170	37,0	0,20
Doğu Silivanka	1995	Beloka	2 474	22,0	
Bozova	1996	Alt Germav	2 087	24,0	
Eskitaş	1997	Karaboğaz + Karababa Derdere	1 998	15,0	
Lilan	1997	Karaboğaz + Karababa	2 750	28,8	
Adıyaman(D)	1998	Derdere	1 700	25,3	
Akgün	1998	Karababa	2 130	25,0	
Kayayolu	1999	Derdere	3 541	24,0	
Özlüce	2002	Alt Sinan	940	34,7	
Güney Raman	2003	Derdere	1 270	19,6	
Batı Gökçe	2007	Karaboğaz + Karababa	2 750	27,5	
N.V.TURKSE SHELL (7)					
Kayaköy	1961	Mardin Grubu	2 083	38,2	0,57
Kurkan	1963	Mardin Grubu	1 621	31,4	0,51
Beykan	1964	Mardin Grubu	1 889	33,2	0,97
B.Kayaköy	1964	Mardin Grubu	1 886	34,7	0,65
Şahaban	1966	Mardin Grubu	1 789	34,4	0,66
G.Kurkan	1967	Mardin Grubu	1 956	34,7	0,66
Piyanko	1968	Mardin Grubu	2 531	35,5	0,88
Malatepe	1970	Mardin Grubu	1 685	33,9	0,69
Katin	1971	Mardin Grubu	2 611	29,5	0,76
Barbeş	1972	Mardin Grubu	2 272	29,7	0,60
B.Malatepe	1972	Mardin Grubu	1 595	33,9	0,64
Köşk (4)	1972	Mardin Grubu	2 174	34,7	
Sebyan	1973	Mardin Grubu	2 025	33,7	0,59
Yatır (4)	1973	Mardin Grubu	1 439	29,3	
D.Yatır	1974	Mardin Grubu	1 563	30,9	0,77
D.Yeniköy	1974	Mardin Grubu	1 986	31,3	0,74
Çobantepe (4)	1976	Mardin Grubu	2 221	30,3	
Sincan	1980	Mardin Grubu	1 585	31,1	0,63
Kervan (4)	1983	Mardin Grubu	2 350	30,3	0,60
G.D.Şahaban	1983	Mardin Grubu	1 815	35,1	
Bektaş	1985	Mardin Grubu	1 850	33,7	0,53
Baysu	1985	Mardin Grubu	1 950	33,3	
Yeşildere	1986	Mardin Grubu	2 100	34,5	
Köprü	1990	Mardin Grubu	1 901	35,2	0,35
MOBIL EXPLORATION MEDITERRANEAN INC.					
Bulgurdağ(5)	1960	Karaisalı	1 535	37,7	0,14
Silivanka (2)	1962	Garzan + Beloka	2250-2500	21.5,25.2	2.3,1.9
MOBIL EXPLORATION MED.INC. + PANOIL CO. (*)					
Şelmo(6)	1964	Orta + Alt Sinan	2 000	34,4	1,09
CALIFORNIA ASIATIC OIL CO. + TEXACO OVERSEAS PETROLEUM CO.					
Kahta (3)	1958	Karaboğaz	1 040	11,0	4,50
ALADDIN MIDDLE EAST LTD. + TRANS MEDITERRANEAN OIL CO.					
Molla (4)	1974	Karababa	1 950	30,0	
Nemrut (4)	1991	Sayındere + Karaboğaz	1 550	18,0	
D.Hasancık	2002	Sayındere	1 130	12,2	

Ek-4 TÜRKİYE'DE KEŞFEDİLEN PETROL SAHALARI (Devam)					
S a h a	Keşif Yılı	Üretim Yapan Formasyon	Ortalama Derinlik (m)	Gravite API	Kükürt %
TÜRKİYE PETROLLERİ A.O. + ARCO TURKEY INC. (**)					
Batı Migo (8)	1992	Sayındere + Karababa	2 050	29,5	
ARCO TURKEY INC.(**) + TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Cendere	1989	Karaboğaz + Karababa Derdere	2 700	29,0	0,80
Ozan Sungurlu	1991	Sayındere + Karaboğaz Karababa + Derdere	2 800	37,2	0,30
N.V.TURKSE SHELL + TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Karaali (7)	1989	Mardin Grubu	3 030	24,6	1,42
Kastel (7)	1990	Mardin Grubu	2 400	34,7	0,90
N.V.TURKSE PERENCO + TÜRKİYE PETROLLERİ A.O.					
Yalankoz	2000	Derdere	2 314	21,8	1,83
ALADDIN MIDDLE EAST LTD. + TUR-KAN PETROL LTD.					
Zeynel	1990	Sayındere + Karaboğaz Karababa	1 470	21,6	
ALADDIN MIDDLE EAST LTD. + ERSAN PETROL SAN.+AVENUE ENERGY INC.					
Karakilise	2003	Karababa	2 472	32,6	
PETOIL					
Eşmeli (4)	1991	Karababa	1 552	13,6	
THRACE BASIN NATURAL GAS CO.-HUFFCO TURKEY INC.					
Gelindere	1995	Osmancık	1 487	45,0	

(*) 9.3.1972 tarihinde 'Dorchester Gas Corp.', 13.8.1985 tarihinde de 'Dorchester Master Limited Partnership' adını almıştır.

(**) 2001 tarihinde de 'Madison Oil Turkey Inc.' adını almıştır.

(***) 25.10.2005 tarihinde de 'Toreador Turkey Inc.' adını almıştır.

(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. Petrom Exp.Med.Inc. şirketi 22.11.2001 tarihinde 'Petroleum Exp.Med.Inc.' adını almıştır.

(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.

(8) İşletme ruhsatı terk edilmiştir.

YENİ FÖZELER



EK-6 Simülasyon Programı Kodu

```
;      Model statements for module:  BasicProcess.Create 1 (SIPARIS GELISI)
;

24$      CREATE,
1,HoursToBaseTime(0.0),SIPARIS:HoursToBaseTime(UNIF( 10 , 30 )):NEXT(25$);

25$      ASSIGN:      SIPARIS GELISI.NumberOut=SIPARIS GELISI.NumberOut
+ 1:NEXT(0$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Assign 1 (SIPARIS BUYUKLUGU
ATA)
;
0$      ASSIGN:      SIPNO=SIPNO+1:
NO=SIPNO:
GELIS ZAMANI=TNOW:
MIKTAR=DISC(0.2,20,0.5,50,0.7,70,1,100):NEXT(1$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Separate 2 (ARA URUN URETIM)
;
1$      DUPLICATE,      100 - 50:
1,30$,50:NEXT(29$);

29$      ASSIGN:      ARA URUN URETIM.NumberOut Orig=ARA URUN
URETIM.NumberOut Orig + 1:NEXT(11$);

30$      ASSIGN:      ARA URUN URETIM.NumberOut Dup=ARA URUN
URETIM.NumberOut Dup + 1:NEXT(12$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Separate 6 (ARA URUN URETIM 1)
;
11$      DUPLICATE,      100 - 50:
1,33$,50:NEXT(32$);

32$      ASSIGN:      ARA URUN URETIM 1.NumberOut Orig=ARA URUN URETIM
1.NumberOut Orig + 1:NEXT(2$);

33$      ASSIGN:      ARA URUN URETIM 1.NumberOut Dup=ARA URUN URETIM
1.NumberOut Dup + 1:NEXT(14$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Process 1 (AU1 URETIMI)
;
2$      ASSIGN:      AU1 URETIMI.NumberIn=AU1 URETIMI.NumberIn + 1:
AU1 URETIMI.WIP=AU1 URETIMI.WIP+1:NEXT(3$);

3$      ASSIGN:      Picture=Picture.Blue Page:NEXT(4$);

4$      ASSIGN:      AUMIK=MIKTAR*0.324324324:
AU1O=87.5*0.324324324:
AU1D=261.8925016*0.324324324:NEXT(5$);
```

```

5$          TALLY:          AU1,AUMIK,1:NEXT(82$);

82$          ASSIGN:        AU1 URETIMI.NumberOut=AU1 URETIMI.NumberOut + 1:
                          AU1 URETIMI.WIP=AU1 URETIMI.WIP-1:NEXT(13$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Batch 1 (SON URUN)
;
13$          QUEUE,          SON URUN.Queue;
85$          GROUP,          NO,Permanent:4,Sum:NEXT(86$);

86$          ASSIGN:        SON URUN.NumberOut=SON URUN.NumberOut +
1:NEXT(22$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Record 5 (SON URUN OKTAN)
;
22$          TALLY:          SON URUN OKTAN, (AU1O+AU2O+AU3O+AU4O),1:NEXT(23$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Record 6 (SON URUN DVPE INDEX)
;
23$          TALLY:          SON URUN DVPE
INDEX, (AU1D+AU2D+AU3D+AU4D),1:NEXT(6$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Dispose 1 (URUN TESLIMAT)
;
6$          ASSIGN:        URUN TESLIMAT.NumberOut=URUN TESLIMAT.NumberOut +
1;
87$          DISPOSE:       Yes;

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Process 6 (AU2 URETIMI)
;
14$          ASSIGN:        AU2 URETIMI.NumberIn=AU2 URETIMI.NumberIn + 1:
                          AU2 URETIMI.WIP=AU2 URETIMI.WIP+1:NEXT(15$);

15$          ASSIGN:        Picture=Picture.Green Page:NEXT(16$);

16$          ASSIGN:        AUMIK=MIKTAR*0.087837838:
                          AU2O=93.5*0.087837838:
                          AU2D=785.1686155*0.087837838:NEXT(17$);

17$          TALLY:        AU2,AUMIK,1:NEXT(136$);

136$         ASSIGN:        AU2 URETIMI.NumberOut=AU2 URETIMI.NumberOut + 1:
                          AU2 URETIMI.WIP=AU2 URETIMI.WIP-1:NEXT(13$);

;
;

```

```

;      Model statements for module:  BasicProcess.Separate 7 (ARA URUN URETIMI 2)
;
12$      DUPLICATE,      100 - 50:
                        1,141$,50:NEXT(140$);

140$      ASSIGN:      ARA URUN URETIMI 2.NumberOut Orig=ARA URUN URETIMI
2.NumberOut Orig + 1:NEXT(7$);

141$      ASSIGN:      ARA URUN URETIMI 2.NumberOut Dup=ARA URUN URETIMI
2.NumberOut Dup + 1:NEXT(18$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Process 5 (AU3 URETIMI)
;
7$      ASSIGN:      AU3 URETIMI.NumberIn=AU3 URETIMI.NumberIn + 1:
                        AU3 URETIMI.WIP=AU3 URETIMI.WIP+1:NEXT(8$);

8$      ASSIGN:      Picture=Picture.Yellow Page:NEXT(9$);

9$      ASSIGN:      AU3O=93.5*0.182432432:
                        AUMIK=MIKTAR*0.182432432:
                        AU3D=132.9573974*0.182432432:NEXT(10$);

10$      TALLY:      AU3,AUMIK,1:NEXT(190$);

190$      ASSIGN:      AU3 URETIMI.NumberOut=AU3 URETIMI.NumberOut + 1:
                        AU3 URETIMI.WIP=AU3 URETIMI.WIP-1:NEXT(13$);

;
;
;      Model statements for module:  BasicProcess.Process 7 (AU4 URETIMI)
;
18$      ASSIGN:      AU4 URETIMI.NumberIn=AU4 URETIMI.NumberIn + 1:
                        AU4 URETIMI.WIP=AU4 URETIMI.WIP+1:NEXT(19$);

19$      ASSIGN:      Picture=Picture.Red Page:NEXT(20$);

20$      ASSIGN:      AU4O=102*0.405405405:
                        AUMIK=MIKTAR*0.405405405:
                        AU4D=76.10925536*0.405405405:NEXT(21$);

21$      TALLY:      AU4,AUMIK,1:NEXT(241$);

241$      ASSIGN:      AU4 URETIMI.NumberOut=AU4 URETIMI.NumberOut + 1:
                        AU4 URETIMI.WIP=AU4 URETIMI.WIP-1:NEXT(13$);

```

EK-7 95 Oktan Üretimi Simülasyon Sonuçları

Unnamed Project	Replications:1
-----------------	----------------

Replication 1	Start Time: 0,00	Stop Time:500,00	Time Units: Hours
---------------	------------------	------------------	-------------------

Tally

Expression	Average	Minimum	Maximum
AU1	21.1459	6.4865	32.4324
AU2	5.7270	1.7568	8.7838
AU3	11.8946	3.6486	18.2432
AU4	26.4324	8.1081	40.5405
SON ÜRÜN DVPE INDEX	209.02		
SON URUN OKTAN	95.0		

Model Filename: C:\Users\okaradag\Desktop\MODEL\MODEL VE CIKTI\95OKTAN

EK-8 97 Oktan Üretimi Simülasyon Sonuçları

Unnamed Project	Replications:1
-----------------	----------------

Replication 1	Start Time: 0,00	Stop Time:500,00	Time Units: Hours
---------------	------------------	------------------	-------------------

Tally

Expression	Average	Minimum	Maximum
AU1	14.7573	4.5268	22.6339
AU2	5.9077	1.8122	9.0609
AU3	7.2710	2.2304	11.1519
AU4	37.2640	11.4307	57.1533
SON ÜRÜN DVPE INDEX	188.75		
SON URUN OKTAN	97.0		

Model Filename: C:\Users\okaradag\Desktop\MODEL\MODEL VE CIKTI\97OKTAN

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında İstanbul'da doğan Özgürcan Karadağ, Üsküdar Anadolu Lisesi'nden 1998 yılında mezun olduktan sonra öğrenimine İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği bölümünde devam etmiştir. 2000–2001 eğitim-öğretim yılında çift anadal programı kapsamında Endüstri Mühendisliği bölümüne başvurmuş ve kabul edilmiştir. 2003 yılında Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği bölümünden, 2004 yılında ise Endüstri Mühendisliği bölümlerinden mezun olarak Petrol ve Doğalgaz Mühendisi ve Endüstri Mühendisi ünvanlarını almıştır. 2003–2004 eğitim-öğretim yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Endüstri Mühendisliği Mühendislik Yönetimi yüksek lisans programına başvurmuş ve kabul edilmiştir.

Kendisi Eylül 2006'ten bu yana TÜPRAŞ Genel Müdürlük Teknik Servisler departmanında Mühendis olarak çalışmaktadır.