

PETROL REZERVUARLARINDA UYGULANAN ÜÇÜNCÜL ÜRETİM YÖNTEMLERİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER



Dr. Emre Özgür

**PETROL REZERVUARLARINDA UYGULANAN ÜÇÜNCÜL
ÜRETİM YÖNTEMLERİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER**

Dr. Emre Özgür

**2017
ANKARA**

YAZAR HAKKINDA



Dr. Emre Özgür Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümü'nden 2004 yılında mezun oldu. Aynı bölümde Araştırma Görevlisi olarak çalışmalarına devam ederek yüksek lisansını 2006 yılında ve doktorasını 2014 yılında bitirdi. 2013 yılından beri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nde çalışmaktadır.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	i
TABLolar LİSTESİ.....	iii
RESİMLER LİSTESİ.....	v
TANIMLAR.....	viii

BİRİNCİ BÖLÜM

GİRİŞ.....	1
1.1. ÇALIŞMANIN AMACI VE ÖNEMİ.....	1

İKİNCİ BÖLÜM

PETROLÜN OLUŞUMU VE ÜRETİMİ.....	4
2.1. PETROL VE OLUŞUMU.....	4
2.2. ÜRETİM YÖNTEMİ.....	7
2.3. HAM PETROLÜN SINIFLANDIRILMASI.....	7

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

ÜÇÜNCÜL ÜRETİM YÖNTEMLERİ.....	11
3.1. KİMYASAL ENJEKSİYON.....	13
3.1.1. Alkali Enjeksiyonu.....	13
3.1.2. Polimer Enjeksiyonu.....	13
3.1.3. Sürfaktan Enjeksiyonu.....	15
3.2. TERMAL YÖNTEMLER.....	15
3.2.1. Buhar Enjeksiyonu.....	15
3.2.1.1. Tek Kuyu Uygulaması.....	16
3.2.1.2. Çoklu Kuyu Uygulaması.....	17
3.2.1.3. Buhar Destekli Yerçekimsel Üretim.....	17
3.2.2. Sıcak Su Enjeksiyonu.....	17
3.2.3. Yerinde Yakma (Alev Yakma).....	17
3.3. MİKROORGANİZMA ENJEKSİYONU.....	18

3.4. TATLI SU ENJEKSİYONU (AKILLI SU ENJEKSİYONU).....	20
3.5. GAZ ENJEKSİYONU.....	21
3.5.1. Öteleme Şeklinde Gaz Enjeksiyonu.....	22
3.5.2. Çözünür Gaz Enjeksiyonu.....	22
3.6. DİĞER YÖNTEMLER (KUYU TAMAMLAMA YÖNTEMLERİ)...	22
3.7. DÜNYA ÇAPINDAKİ UYGULAMALAR.....	24

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

DAHA ÖNCE YAPILAN ÇALIŞMALAR.....	35
4.1. YURTİÇİ ÇALIŞMALAR.....	35
4.2. YURTDIŞI ÇALIŞMALAR.....	37

BEŞİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE'DE ÜÇÜNCÜL ÜRETİM UYGULAMALARI.....	39
5.1. ÜÇÜNCÜL ÜRETİM UYGULANMIŞ SAHALAR.....	40
5.1.1. Çamurlu Sahası.....	40
5.1.2. İkiztepe Sahası.....	43
5.1.3. Batı Kozluca Sahası.....	45
5.1.4. Batı Raman Sahası.....	46
5.2. CO ₂ SAHALARI.....	51

ALTINCI BÖLÜM

TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER.....	53
6.1. ÜRETİM SAHALARI VE UYGUN YÖNTEMLER.....	53
6.1.1. Termal Yöntemler.....	54
6.1.2. Kimyasal Enjeksiyon.....	55
6.1.3. Mikroorganizma Enjeksiyonu.....	56
6.1.4. Tatlı Su (Akıllı Su) Enjeksiyonu.....	58
6.1.5. Gaz Enjeksiyonu.....	58
6.2. SAHA BAZINDA ÜÇÜNCÜL ÜRETİM POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	64
6.2.1. Raman Sahası.....	64

6.2.2. Batı Raman Sahası.....	65
6.2.3. Kurkan Sahası.....	65
6.2.4. Batı Kayaköy Sahası.....	65
6.2.5. Beykan Sahası.....	66
6.2.6. Şelmo Sahası.....	66
6.2.7. Karakuş Sahası.....	66
6.2.8. Garzan Sahası.....	66
6.2.9. Kayaköy Sahası.....	66
6.2.10. Kuzey Karakuş Sahası.....	67
6.3. TÜRKİYE ÜÇÜNCÜL ÜRETİM POTANSİYELİNE GENEL	
BAKIŞ.....	67
SONUÇ.....	71
KAYNAKÇA.....	75
EKLER.....	80

ÖNSÖZ

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığındaki görevime başlariken, Türkiye'de düşüş eğilimine girmiş olan ham petrol üretiminin artırılmasına yönelik bir araştırmanın gerekli olduğunu düşünüyordum. Bir petrol ve doğalgaz mühendisi olarak üretim arttırma tekniklerinin, diğer bir deyişle üçüncül üretimin bu doğrultuda en önemli yöntem olacağına inanıyorum. Enerji bağımlılığı kalkınmanın önündeki en önemli engeller arasındadır. Türkiye'nin her geçen yıl artan ham petrol ithalatı kalkınmanın yanı sıra bağımsızlığımızı da tehdit etmektedir. Çalışmamın temeli petrol ithalatını azaltacak üretim tekniklerinin incelenmesine dayanmaktadır. En başta da mevcut ham petrol rezervlerimizin daha verimli bir şekilde işletilmesiyle sağlanacak üretim artışı yöntemlerinin araştırılması amaçlanmaktadır.

Bu çalışmada petrol üretim sahalarındaki üretimi arttırmak için üretim arttırma teknikleri diğer bir deyişle üçüncül üretim yöntemleri ile ilgili olarak buhar enjeksiyonu, rezervuarda yanma operasyonu, sıcak su enjeksiyonu, alkali enjeksiyonu, polimer enjeksiyonu, sürfaktan enjeksiyonu, çözünür/öteleme gaz enjeksiyonu, mikroorganizma enjeksiyonu, tatlı su enjeksiyonu ve diğer teknikler incelenmiştir.

Ülkemizin enerjide dışa bağımlılığı %70'i geçen bir orana ulaşmıştır. Mevcut hidrokarbon kaynaklarımızın daha verimli bir şekilde işletilmesi ve üretilmesi ile bu oranda düşüş sağlanabilir. Bu çalışma ile Türkiye'deki mevcut ham petrol üretimini arttırmak için uygulanabilecek uygun/ilave yöntemler ve uygun sahalar belirlenecektir. Çalışma, hem konuyla ilgili dünyadaki ve Türkiye'deki mevcut durumu da kapsayan bir derleme yayın olacaktır hem de bundan sonraki yatırımcılar için bir yol haritası sunacaktır. Türkiye için uygulanabilecek üretim arttırma yöntemleri belirlenecektir.

Türkiye ham petrol üretimi düşüş eğilimine girmiş bulunmaktadır. Üretim genelde olgunlaşmış olan eski sahalardan yapılmaktadır. Yeni keşifler ya da üretimi arttırma yöntemleri uygulanmazsa ileride üretimde ciddi düşüşler beklenmektedir. Türkiye'deki üretim sahalarında üretilebilir petrolün yerinde petrole oranı yaklaşık %20 civarındadır. Bu orandaki en küçük artışın bile sağlayacağı üretim miktarı yeni keşfedilecek sahadan gelen petrol miktarından fazla olmaktadır. Türkiye'de hâlihazırda Batı Raman üretim sahasında uygulanan CO₂ enjeksiyonu yönteminin diğer sahalarda da uygulanmasıyla önemli üretim artışı sağlanabilecektir. Bu kapsamda üçüncül üretim yöntemlerinin teknik ve ekonomik açıdan uygulanabileceği Türkiye'de bulunan başlıca on tane üretim sahası bulunmaktadır. Bu sahaların rezervuar özellikleri ve üçüncül üretim yöntemlerinin uygulama kriterleri karşılaştırılıp, sahalara için uygun olan yöntemler belirlenmiştir.

Hem üretim sahalarının rezervuar özelliklerinden hem de sahaların yakınında bulunan büyük karbon salınımı yapan termik santraller, demir çelik endüstrisi, çimento fabrikaları, rafineriler, şeker fabrikaları tesislerinden ötürü, CO₂ enjeksiyonu Türkiye için en uygun üçüncül üretim yöntemi olarak değerlendirilmektedir. Kurulacak olan boru hattı ağıyla bölgede CO₂ enjeksiyonu yaygınlaştırılıp çevresel, ekonomik ve stratejik açıdan önemli katkıların sağlanacağı düşünülmektedir. Buradan sağlanacak ilave ham petrol üretiminin iki büyük saha keşfine eşdeğer olacağı tahmin edilmektedir.

Dr. Emre Özgür
Petrol ve Doğalgaz Mühendisi

TABLolar LİSTESİ

Tablo 2.1. Ham Petrol Sınıflandırması.....	8
Tablo 3.1. Dünyada Ülkeler Bazında Uygulanan Üçüncül Üretim Yöntemleri.....	25
Tablo 3.2. Ivanhoe ve Leckie Tekniğine Göre Dünyadaki ve Türkiye'deki Üretim Sahalarının Sınıflandırılması.....	27
Tablo 3.3. Türkiye'nin Başlıca Üretim Sahaları.....	27
Tablo 3.4. İleriye Dönük Dünyadaki Üçüncül Üretim Tahminleri.....	29
Tablo 3.5. Üçüncül Üretim Yöntemlerinde Maliyet- Üretim Faktörü İlişkisi.....	30
Tablo 3.6. Yöntemlerin Petrol Gravitesine Göre Uygun Çalışma Aralığı..	30
Tablo 3.7. Türkiye'deki Ham Petrol Üretim Sahalarının Listesi.....	31
Tablo 5.1. Türkiye'de Üçüncül Üretim Yöntemi Uygulanmış Sahalar.....	50
Tablo 5.2. Türkiye'deki Üretime Destek Amaçlı Kullanılan CO₂ Sahaları.....	52
Tablo 6.1. Türkiye'deki Başlıca Üretim Sahalarının Rezervuar Bilgileri..	53
Tablo 6.2. Türkiye'deki Üretim Sahalarıyla İlgili Üçüncül Üretim Tahminleri.....	60
Tablo 6.3. CO₂ Enjeksiyonu Projeleri için Önerilen Boru Hatları.....	62
Tablo 6.4. CO₂ Enjeksiyon Maliyet Unsurları.....	62
Tablo 6.5. Üçüncül Üretim Kaynaklı Türkiye İlave Ham Petrol Üretim Tahmini.....	69
Tablo 6.6. Türkiye'deki Başlıca Sahaların Teknik ve Ekonomik Analizi..	70
Tablo 6.7. Üçüncül Üretim Yöntemlerine İstatistiksel Bakış.....	70
Tablo E.1. ABD'deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri.....	80
Tablo E.2. Kanada'daki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri.....	85
Tablo E.3. Diğer Ülkelerdeki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri.....	86

RESİMLER LİSTESİ

Resim 2.1. Petrolün Oluşum Ortamı.....	5
Resim 2.2. Petrolün Yeraltında Bulunma Ortamı.....	6
Resim 2.3. Birincil, İkincil ve Üçüncül Üretim Yöntemlerinin Petrol Türüne Göre Potansiyelleri.....	9
Resim 3.1. Birincil, İkincil ve Üçüncül Üretim Yöntemleri.....	12
Resim 3.2. Polimer Enjeksiyonu Öncesi Viskoz Karışma.....	14
Resim 3.3. Polimer Enjeksiyonu Sonrası Viskoz Karışma.....	14
Resim 3.4. Buhar Enjeksiyonu Uygulama Örneği.....	16
Resim 3.5. Gaz Enjeksiyonu Uygulaması Örneği.....	21
Resim 3.6. Hubbert Eğrisi Örneği.....	26
Resim 3.7. Türkiye'nin Tarihsel Ham Petrol Üretimi ve Gelecek Petrol Üretim Tahmini.....	26
Resim 3.8. Dünyadaki Üçüncül Üretim Uygulamalarının Yıllar İtibariyle Sayısı.....	28
Resim 3.9. Dünyada Üçüncül Üretim Yöntemleriyle Üretilen Ham Petrol Miktarının Yöntem Şekline Göre Payı.....	29
Resim 5.1. Batı Raman Sahasının Yıllar İtibariyle Üretim Tarihçesi...	50
Resim 6.1. Buhar Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Derinliklerinin Karşılaştırılması.....	55
Resim 6.2. Mikroorganizma Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Tuzluluğunun Karşılaştırılması.....	57
Resim 6.3. Mikroorganizma Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Sıcaklıklarının Karşılaştırılması.....	57
Resim 6.4. Çözünür CO ₂ Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının API Gravitelerinin Karşılaştırılması.....	59
Resim 6.5. Türkiye Başlıca Ham Petrol Üretim Sahaları, CO ₂ Sahaları ve Bölgedeki Çimento Fabrikaları.....	61
Resim 6.6. Yıllar İtibariyle Üçüncül Üretim Kaynaklı Türkiye Petrol Üretim Potansiyeli.....	63
Resim 6.7. Türkiye'nin Tarihsel Ham Petrol Üretimi ve Gelecek Tahminleri.....	68

TANIMLAR

Akmazlık (viskozite): Akmazlık, akışkanlığa karşı dirençtir. Sıvıların özelliğidir. Viskozite, bir akışkanın, yüzey gerilimi altında deforme olmaya karşı gösterdiği direncin ölçüsüdür. Akışkanın akmaya karşı gösterdiği iç direnç olarak da tanımlanabilir.

Birincil üretim: Rezervuardaki petrolün doğal akış ile ya da pompa yardımıyla üretilmesini içeren kısımdır.

Doğalgaz: Ham petrol gibi yeraltından çıkarılan, esas itibariyle metan gazı ile az miktarda etan, propan, bütan ve eser miktarda diğer gazları barındıran yanıcı gaz.

Formasyon: Bir jeolojik zamanda oluşmuş tabaka dizisi.

Geçirgenlik (permeabilite): Kayaçların sıvıları iletebilme potansiyelidir.

Gravite: Petrolün yoğunluk derecesidir. Yoğunluk ile gravite arasında ters orantı vardır. Gravite değeri olarak uluslararası anlaşmalara göre Amerikan Petrol Enstitüsü (API) gravitesi kullanılır. Petrolün yoğunluğu düştükçe, API gravitesi ve kalitesi artmaktadır.

Ham petrol: Çeşitli hidrokarbonların birleşiminden oluşmuş yer altından çıkarılan doğal yanıcı mineral yağdır.

Islatımlılık: Sıvı ile kayaç arasındaki moleküller çekimden ötürü kayaç yüzeyinin sıvıyla kaplanması eğilimidir. Farklı sıvıların bulunduğu ortamda katı maddenin (kayaç) hangi sıvı tarafından ıslatılması, sıvıların katı ile arasındaki ara yüzey gerilimi ile ilişkilidir. Islatımlılık maddelerin gözenekte bağlanması ve yapışmasında önemlidir. Islatımlılığı kontrol eden yüzey kuvvetleri, moleküller arası etkileşmeden kaynaklanır.

İkincil üretim: Rezervuara su ya da üretilen petrolün içindeki gazı basarak yeraltı enerjisini arttırıp üretimin gerçekleşmesini sağlayan bir operasyondur.

Kondensat: Doğalgazından üretim esnasında basınç düşümüyle temin edilen kaliteli sıvı hidrokarbondur. 50 ve üstünde API gravitesine sahiptir.

Petrol: Ham petrol ve doğalgazı içeren hidrokarbonlara denir. Yerküre içerisinde organik materyalin başkalaşımı ile oluşmuş ve gözenekli kayalar içerisinde depolanmış sıvı haldeki hidrokarbonlara ham petrol ve gaz haldekilere ise doğalgaz adı verilir.

Rezervuar: Yeraltında ham petrol ve doğalgazın içinde bulunduğu gözenekli kayalara denir. Bazen hazne kaya olarak da adlandırılır.

Üçüncül üretim: Yeraltında rezervuara termal etkilerde bulunularak ya da rezervuara dışarıdan gaz, kimyasal/polimer basılarak üretimin gerçekleşmesini sağlayan operasyonlardır.

Üretim faktörü: Rezervuarda bulunan hidrokarbon miktarının ne kadarının üretilebilir olduğunu gösteren terimdir. Üretilebilecek hidrokarbon miktarının rezervuarda bulunan toplam hidrokarbon miktarına bölünmesiyle hesaplanır.

PMO Yayınları
Mustafa Kemal Mahallesi
2152. Sokak Kent İş Merkezi No:2/2
06520 Çankaya, Ankara

PETROL REZERVUARLARINDA UYGULANAN ÜÇÜNCÜL ÜRETİM YÖNTEMLERİ VE TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

Dr. Emre Özgür

2017 ANKARA

ISBN 978-605-01-0+ ' & \$

Kapak ve İç Baskı: MRK Baskı ve Tanıtım Hizmetleri

1. GİRİŞ

1.1. ÇALIŞMANIN AMACI VE ÖNEMİ

Enerji, dünyada kalkınmadaki temel unsurlardan bir tanesidir. Ülkemizin enerji bağımlılığı %70'i geçen bir seviyeye ulaşmıştır. Ham petrolde %92, doğalgazda ise %99 seviyelerinde dışa bağımlılığımız bulunmaktadır. Türkiye'nin enerji güvenliği açısından da mevcut kaynaklarını daha iyi bir şekilde değerlendirilmesi gerektiği açıktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının 2015-2019 Stratejik Planında da üretim tekniklerinin uygulanması (üçüncül üretim yöntemleri ya da konvansiyonel olmayan yöntemler) ile hidrokarbon üretiminin artırılması hedeflenmektedir. Üretim arttırma yöntemleri diğer bir deyişle üçüncül üretim yöntemleri petrol sektöründe azalan keşif sayıları ve artan enerji talebinden ötürü tekrar popüler bir konu haline gelmeye başlamıştır. Bu üçüncül üretim yöntemleri sayesinde sağlanacak üretim artışı, yeni keşfedilen rezervlerden gelecek üretimden daha fazla olabilmektedir. Bu bakımdan üçüncül üretim yöntemleri son zamanlarda sıklıkla kullanılmaya başlanmıştır. Bu yöntemler ham petrol rezervuarlarında uygulanmaktadır; doğalgazın yüksek akışkanlığından ötürü doğalgaz rezervlerinde üçüncül üretim yöntemlerine ihtiyaç bulunmamaktadır. Bu çalışmada, tatlı su (akıllı su) enjeksiyonu, buhar/sıcak su enjeksiyonu, rezervuarda ateş yakılması, kimyasal/polimer enjeksiyonu, CH₄/CO₂ enjeksiyonu, mikroorganizma enjeksiyonu ve kuyu tamamlama yöntemleri olan rezervuarda nükleer patlama yaratılması, mikrodalga ısıtması teknikleri de kısaca incelenecektir.

Türkiye'de rezervuardan üretilen petrolün, yerinde petrole oranı ortalama %20 civarındadır. Bu rakamın %1 bile artırılmasıyla üretime dâhil edilecek petrol miktarı, yeni keşfedilecek sahalardan gelen petrolden daha fazla olmaktadır. Bu çalışmada mevcut yöntemler değerlendirilip Türkiye'deki sahalara için uygun olanları

araştırılacak ve bu sahaların Türkiye'nin üretimine katkısının ne oranda olabileceği tartışılacaktır.

Gözenekli ortamda yer alan hidrokarbonların (ham petrol ve doğalgaz) rezervuardan üretim kuyusuna akmasını sağlayan enerjisi belli bir seviyenin altına indiği zaman üretim durur. Böyle durumlarda üretimi tekrar başlatıp, büyük kısmı hala rezervuarda bulunan hidrokarbonun üretim kuyusuna doğru hareket etmesini sağlamak için tek çare gerekli enerjiyi yeryüzünden rezervuara enjekte etmektir. Petrolün hareketini sağlamak için değişik yöntemler kullanılmaktadır. Bunlar yüksek basınçlı su gaz enjekte ederek petrolün ötelenmesini sağlayan yöntemler olabileceği gibi, kimyasal madde enjekte ederek petrolle kimyasal madde arasındaki yüzey gerilimini düşük olmasını sağlayarak petrolü öteleyen ve kalıcı petrol doymuşluğunu azaltan yöntemlerde olabilir. Özellikle ağır petrolerin üretimini canlandırmak içinde enerjinin ısı şeklinde enjeksiyonu ile petrolün akmazlığının düşürülmesini ve tekrar hareketliliğini sağlayan ısı yöntemlerinde en önemli ve verimli yöntemler olarak petrol sahalarında kullanılmaktadır. Yöntemler değişik şekilde sınıflandırılmaktadır. Petrolün kendi enerjisiyle ya da pompa yardımıyla üretiminin sağlandığı devreyi birincil üretim devresi olarak adlandıranlar, birinci devrenin hemen bitiminde kullanılan su veya gaz enjeksiyonu (rezervuarın içinden üretilen gaz) yöntemlerini ikincil üretim yöntemleri ve bu ikinci devreden sonra kullanılan kimyasal madde enjeksiyonu, ısı yöntemleri ve diğer yöntemleri de üçüncül üretim yöntemi olarak adlandırılırlar. Ancak, bu sınıflandırmalarda evrensel bir tanımlama yoktur. Bu sınıflandırmaların doğuracağı karışıklığı önlemek için tüm yöntemler “Üretim Arttırma Yöntemleri” ya da “Üçüncül Üretim Yöntemleri” olarak tek bir isim altında toplanabilirler (Satman, 1980).

Petrol mühendisliğindeki en önemli amaçlardan birisi rezervardaki petrolün mümkün olduğu kadar çoğunu üretmektir. Üretimi arttırmak için devamlı olarak yeni yöntemler geliştirilmektedir. Buna da sebep, normal üretim sonucunda büyük miktarda petrolün hala rezervuarda duruyor olmasıdır. Dünya standartlarında yeraltındaki petrolün ortalama olarak %30-35 kadarı üretilmekte geri kalanı yerinde kalmaktadır.

Birçok petrol üreticisi firma için yeni saha keşfindense eski sahalardaki üretimi arttırmak daha cazip gelmektedir. Dünyadaki üretilen ham petrolün yaklaşık %2'si üçüncül üretim yöntemleriyle (üretimi artırma teknikleriyle) üretilmektedir.

Dünya genelinde özellikle ağır petrol içeren, düşük kurtarım oranına sahip karmaşık jeolojik yapılı olan petrol sahalarında daha önce uygulama maliyetlerinin yüksek olması nedeniyle çoğu kez düşünülmeyen buhar enjeksiyonu, karbon dioksit enjeksiyonu, polimer enjeksiyonu gibi gelişmiş üretim teknikleri dünyada teknolojinin gelişmesi ve ucuzlamasıyla hem de petrol fiyatlarının yükselmesi ile sıklıkla uygulanmaya başlanmıştır (DEK, 2007). Uygulama yöntemine göre değişmekle birlikte petrol kurtarımının ciddi miktarda artışı söz konusu olmaktadır. Ülkemizde bu yöntemlerden sadece karbondioksit enjeksiyonu şu an için Batı Raman sahasında uygulanmaktadır. Özellikle A.B.D.'de ve Avrupa Birliği ülkelerinde karbondioksit enjeksiyonu proje sayılarında ciddi bir artış görülmektedir. Ağır petrol içeren, düşük kurtarım oranına sahip karmaşık jeolojik yapılı olan sahalarda ülkemizde de bulunmaktadır. Buhar enjeksiyonu gibi ısısal uygulamalarda ve marjinal petrol sahalarında başarı, kalan petrolün nerede olduğunun bilinmesiyle gelmektedir. Batı Raman'da 1986 yılında başlayan ve geliştirilerek günümüze kadar sürdürülen karbondioksit uygulaması, dünyadaki en büyük karbondioksit uygulamaları arasındadır. Diğer bazı üretim sahalarında da belli dönemlerde kısa vadeli uygulamalar gerçekleştirilmiştir. Bunlarla ilgili detaylı açıklamalar çalışmanın diğer bölümlerinde belirtilecektir.

2. PETROLÜN OLUŞUMU VE ÜRETİMİ

2.1. PETROL VE OLUŞUMU

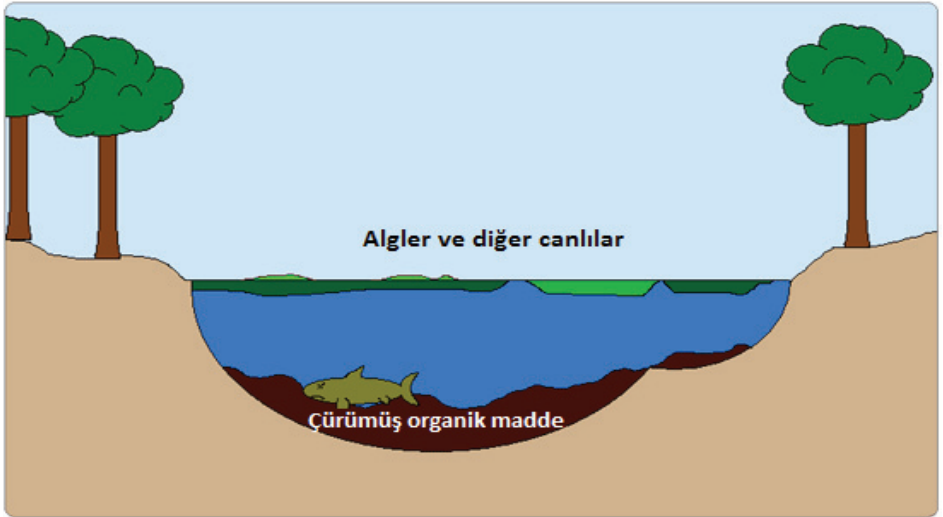
Petrol sözcüğü Latince “Petra” (Taş) ve “Oleum” (Yağ) birleşmesiyle oluşmuştur. Taşyağı anlamına gelir. Petrol, başlıca hidrojen ve karbondan oluşan ve içerisinde az miktarda nitrojen, oksijen ve kükürt bulunan çok karmaşık bir bileşimdir ve yalın bir formülü yoktur. Normal şartlarda gaz, sıvı ve katı halde bulunabilir. Rafine edilmiş petrolden ayırt etmek için ham petrol diye isimlendirilen sıvı petrol, ticari açıdan en önemli olanıdır. Gaz halindeki petrol, imal edilmiş gazdan ayırt etmek için genelde doğal gaz olarak adlandırılır. Yarı katı ve katı haldeki petrol ise ağır hidrokarbonlardan oluşur. Bu türden petrole, özelliklerine ve yöresel kullanımlarına bağlı olarak asfalt, zift, katran ve diğer isimler verilir. Ham petrol ve doğal gazın ana bileşenleri hidrojen ve karbon olduğu için “Hidrokarbon” olarak da isimlendirilirler.

Ham petrol başlıca sıvı hidrokarbonlarla, değişen oranlarda çözünmüş hidrokarbonlardan ve katkı maddelerinden oluşur. Ham petrolün fiziksel özellikleri geniş sınırlar arasında değişir. Çoğunlukla hafif (yüksek graviteli) petroller açık kahverengi, sarı veya yeşil renkli, ağır (düşük graviteli) petroller ise koyu kahverengi veya siyah renklidirler. Yüksek graviteli petrolün rafinajından çoğunlukla benzin, gazyağı ve motorin gibi hafif ve beyaz ürünler, düşük graviteli petrolün rafinajından ise daha ziyade fuel oil ve asfalt gibi ağır ve siyah ürünler elde edilir.

Doğal gaz hafif hidrokarbonların bir karışımıdır; ana bileşeni metandır. Dünya doğal gaz rezervlerinin yaklaşık 2/3'ü ham petrolden ayrı olarak bulunur. Kalan kısmı ise ham petrolle birlikte veya ham petrol içinde çözünmüş halde bulunur. Doğal gazın bileşenleri Dünyada çok değişken olmakla birlikte, değişen oranlarda başlıca metan ve etan ile birlikte doğal gaz sıvıları olarak bilinen propan, bütan ve diğer daha ağır hidrokarbonlardır. Doğal gaz sıklıkla ısı değerini ve buna

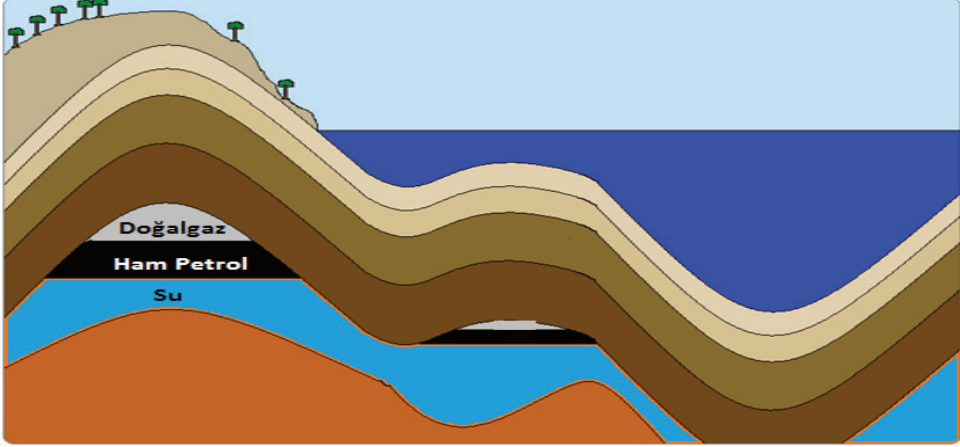
bağlı olarak ticari değerini olumsuz etkileyen kükürt ve karbondioksit gibi diğer maddelerle birlikte bulunabilir. Doğal gazın rezervuar şartlarında gaz halinde olan hafif bir ham petrol (kondansest) ile birlikte bulunması ticari değerini artırır.

Petrol, denizlerdeki canlı kalıntılarının milyonlarca yıllık süreç içerisinde deniz tabanına çökerek yeraltında birikmesiyle oluşur. Resim 2.1’de petrolün oluşum ortamı gösterilmektedir. Canlı kalıntılarının üzerinde biriken toprak ve çamur katmanları zamanla taşlaşır ve bu katmanların altında kalan, çürümüş canlı kalıntıları, basıncın, sıcaklığın ve zamanın etkisiyle oksijensiz bir ortamda çürüyerek petrol ve gaz haline gelir. İçerisinde petrol oluşan çökellere ana kaya adı verilir. Oluşan petrolün basınç altında sıkışan çökellerden küçük damlacıklar halinde sızarak, içerisinde yerleştiği gözenekli ve geçirgen çökellere hazne kaya denir. Hazne kayanın üzerindeki petrolün kaçmasını önleyen geçirimsiz kayaç örtü kaya olarak adlandırılır. Petrolün kaçmasını engelleyip, birikimini sağlayan şartların bulunduğu yerlere kapan denir. Kapanın petrol ve gaz ihtiva eden kısmı rezervuar olarak adlandırılır. Eğer birçok petrol ve gaz rezervuarı bir tek jeolojik yapı içerisinde veya yakın ilişkili ise bu rezervuarlar grubu saha olarak adlandırılır. (DPT, 2001)



Resim 2.1. Petrolün Oluşum Ortamı

Ham petrol ve doğalgaz yeraltındaki katmanlar içerisinde bulunur. Yoğunluk farkından dolayı doğalgaz en üst noktada, yeraltındaki su en alt noktada, petrol ise aralarında bulunur. Resim 2.2’de petrolün yeraltında bulunma ortamı gösterilmektedir.



Resim 2.2. Petrolün Yeraltında Bulunma Ortamı

Herhangi bir bölgenin petrol rezervi o bölgenin petrol kaynaklarından ayrı tutulmalıdır. Bölgedeki rezervuarlarda bilinen petrol ve gaz miktarı yerinde rezervi oluşturur. Ancak bunun büyük çoğunluğunu üretmek mümkün değildir. Petrolcülükte kullanılan en önemli terimlerden birisi olan üretilebilir rezerv ise bugün kullanım için hazır olan petrol ve gazı içerir. Üretilebilir petrol oranı, petrolün niteliğine, hazne kayanın gözeneklilik ve geçirgenlik özelliğine bağlıdır. Bu oran ülkemizde, sahaların niteliğine göre %5 ile %35 arasında değişmekte olup ortalama %20 civarındadır. Bu oranlar dışındaki petrol yeraltında kalmakta ve üretilememektedir. Bu orana üretim faktörü de denir. Petrol kaynakları rezervlerden her zaman çok fazladır. Yerinde rezerv, olası bulunmamış ve geliştirilmemiş rezervlerle petrol üretilebilecek diğer kaynakları kapsar. Petrollü alanın büyüklüğü ve üretilebilir petrol miktarı saptandıktan sonra, bu petrolü yeryüzüne çıkarmak için yeteri kadar kuyu açılır. Bu kuyulara “geliştirme kuyusu” veya “üretim kuyusu” denir. Çıkarılan petrol boru hatları ile toplama istasyonlarındaki büyük tanklara, buradan da rafinerilere taşınmaktadır. Ham petrol rafinerilerde çeşitli petrol ürünlerine (likit gaz, benzin, motorin, gazyağı, fueloil, asfalt, madeni yağ vb.) dönüştürülmekte ve bu ürünler

akaryakıt dağıtım kuruluşları vasıtası ile tüketicinin hizmetine sunulmaktadır (PETFORM, 2015).

2.2. ÜRETİM YÖNTEMİ

Yeraltında gözenekli ve geçirgen bir ortamda bulunan hidrokarbonun rezervuardan kuyuya akışını sağlayan temel mekanizmalar; üretimle oluşacak basınç düşüşü ile kayaç ve mayi genişmesi, petrolün içinde erimiş halde bulunan gazın basınç düşüşü ile serbest hale gelerek genişmesi, su itimi ve gravite etkisidir. Rezervuardaki hidrokarbonların bu mekanizmaların yardımı ile ve doğal enerjisi ile kuyu içine akmasıyla gerçekleştirilen üretime birincil üretim denir. Yeraltındaki hidrokarbon yüksek basınca sahip ise açılan kuyudan kendi enerjisi ile yüzeye gelir. Yüzeye gelmek için yeterli enerjiye sahip olmayan hidrokarbonların üretimi ise pompa sistemleri ile yapılır. Dünyada bu konuda belli başlı sistemler; kuyuya gaz enjeksiyonu ile üretim sistemi, hidrolik, at başı, burgu, elektrikli dalgıç pompa sistemleridir. Dünyada kullanımı en yaygın olan pompa at başı pompalarıdır.

İkincil üretim yöntemleri ise rezervuara çeşitli mayilerin enjekte edilmesi ile nihai üretimin artırılmasına yöneliktir. Rezervuarın basıncını ve hidrokarbonların üretim kuyularına akışını arttırmayı hedefleyerek enjekte edilen maddeler arasında su ve rezervuardan üretilen gazlar (karbondioksit, metan, vb.) bulunmaktadır.

Üçüncül üretim yöntemleri ise birincil ve ikincil yöntemler dışında rezervuara kimyasal, termal, dışarıdan sağlanan gazın enjeksiyonlarını veya diğer farklı uygulamaları (tatlı su enjeksiyonu, mikroorganizma enjeksiyonu vb.) içeren yöntemlerdir.

2.3. HAM PETROLÜN SINIFLANDIRILMASI

Dünyada üretilen petrolün sınıflandırılmasında dikkate alınan en önemli faktörler petrolün özgül ağırlığı, akmazlığı ve içerdiği kükürt miktarı gibi özellikleridir. Amerikan Petrol Enstitüsü (API) tarafından çıkarılan ve özgül ağırlığa

bağlı API gravite tanımı, bütün dünyada petrolün sınıflandırılması için genel kabul görmüştür. Bu tanıma göre düşük özgül ağırlıklı petrolün API gravitesi yüksektir. Petrolün graviteye göre sınıflandırılması ve API gravitesinin yoğunluk değerine göre hesaplanması Tablo 2.1’de ve Denklem 1.1’de aşağıdaki gibidir.

Tablo 2.1. Ham petrol sınıflandırması (API, 2015)

Petrolün türü	API yoğunluğu
Hafif	>31.1
Orta	22.3-31.1
Ağır	<22.3
Çok Ağır	<10

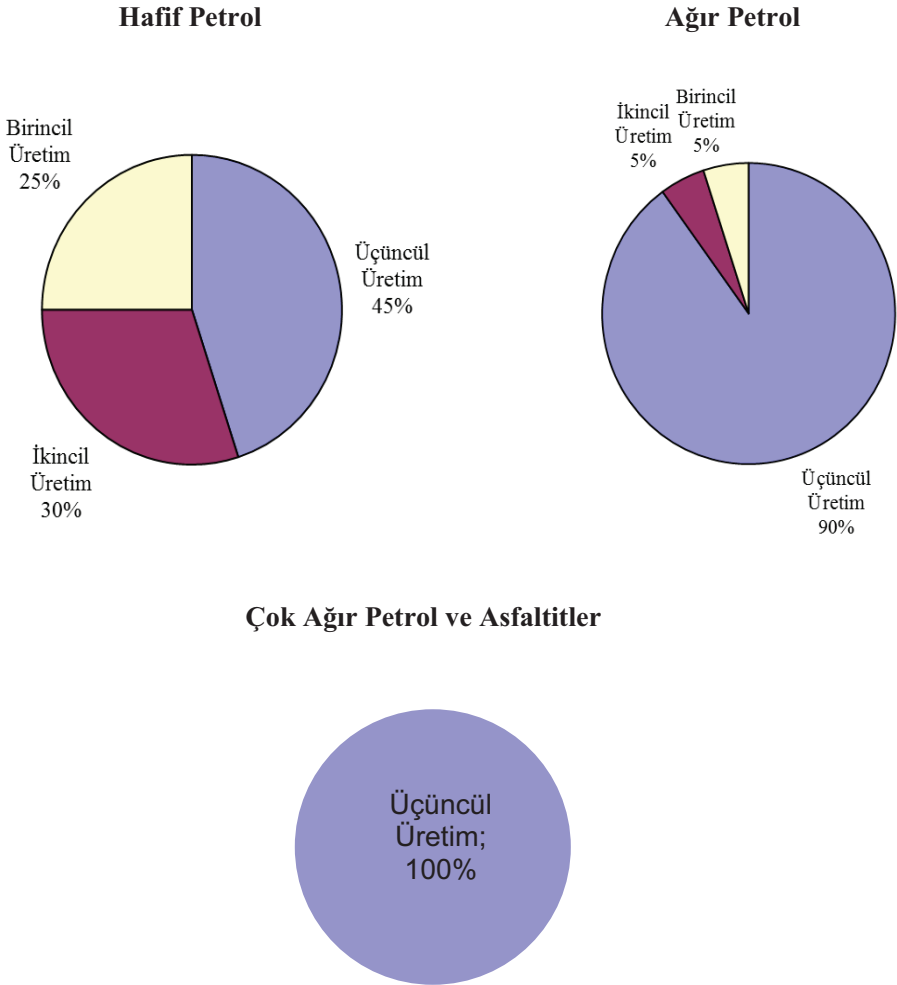
$$\text{API yoğunluğu} = (141.5 / \text{ham petrol yoğunluğu}) - 131.5 \quad (1.1)$$

Kolay üretilebilir olması, taşınabilmesi ve işlenebilmesi sebebi ile günümüzde dünya petrol talebinin %90’ı hafif ve orta petrol ile karşılanmaktadır. Dünya petrol kaynaklarının ancak %25’ini hafif ve orta petrol teşkil etmektedir. Dünyada ağır petrol rezervleri fazla miktarda (başlıca Venezuela, Kanada, ABD, Brezilya ülkelerinde) bulunmaktadır. Ancak, ağır petrolün taşınması ve mevcut rafinerilerde ham madde olarak kullanılması için iyileştirilmesi gerekmektedir. Ağır petrol kaynaklarının ortaya çıkarılması, iyileştirilmesi ve sahaların geliştirilmesi ilave maliyet gerektirmektedir. Enerji arz/talep dengeleri, petrol fiyatlarındaki değişim, yeni ve gelişmiş teknolojilerin ortaya çıkması ağır petrol sahalarının geliştirilmesi çalışmalarını etkilemektedir.

Ham petrolün üretilmesinde ve işlenmesinde önemli bir diğer faktör de akmaya karşı direnç olarak tanımlanan viskozitedir ya da akmazlıktır. Düşük viskoziteli petrolerin üretimi, taşınması işlenmesi daha kolay ve ekonomik olduğundan dünya ticaretinde bu tür petroler tercih edilmektedir. Petrol, içerdiği kükürt miktarı açısından da sınıflandırılır. Bu konuda belirlenmiş kesin sınırlar yoktur. Bununla birlikte, genelde kükürt yüzdesinin %0,5’in altında olması

durumunda, petrol kükürtsüz kabul edilir. Doğal gazda ise ürün standardı, gazın ısı değeriyle ilgili olarak belirlenmektedir.

Üçüncül üretim yöntemleri uygulanarak üretimi arttırmak, petrolün kalitesi azaldıkça (API yoğunluğu düştükçe) daha da önem kazanmaktadır. Petrolün kalitesi azaldıkça, birincil ve ikincil yöntemlerle rezervuardan üretilebilecek petrolün oranı düşmektedir, bu noktada üçüncül üretim yöntemlerinin üretimdeki payı artmaktadır. Resim 2.3’de (Thomas, 2008) görüldüğü gibi birincil, ikincil ve üçüncül üretim yöntemleriyle üretilebilecek ham petrolün oranı ham petrol türüne göre verilmiştir.



Resim 2.3. Birincil, ikincil ve üçüncül üretim yöntemlerinin petrol tipine göre potansiyelleri (Thomas, 2008)

Ham petrol rezervi nispeten çok ve ağır tip olan ülkelerde üçüncül üretim yöntemlerinin uygulaması daha da fazla olmaktadır. Kanada, Venezuela gibi hidrokarbon rezervi yüksek fakat ağır hidrokarbon kaynaklarına sahip olan ülkelerde bu yöntemlerin kullanımı zorunlu hale gelmektedir. Her ne kadar Dünya’da şuan için üçüncül üretim yöntemlerinin ham petrol üretimine katkısı sınırlı ise de ileride artan küresel enerji talebi ve azalan hidrokarbon rezervlerinden ötürü enerji fiyatlarının artması üçüncül üretim yöntemlerinin uygulamasını hem daha ekonomik hale getirecek hem de stratejik amaçlı olarak önemli hale getirecektir.

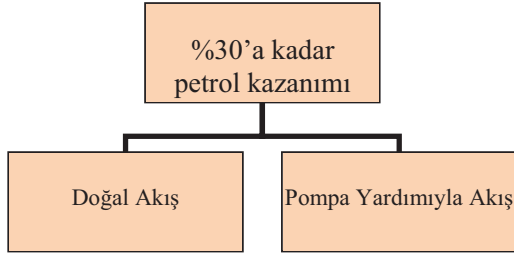
Türkiye’de faaliyet gösteren milli petrol şirketi Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı’nın ya da yerli ve yabancı özel şirketlerin petrol sektöründe ileride önemli bir konu olacak olan üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili araştırmalara ve çalışmalara şimdiden başlaması ilerisi için zaman kazandıracaktır. Üçüncül üretim yöntemleri zaman alan aşamalı projeler olduğundan ilave üretim sağlanması için hazırlıklara şimdiden başlanılmasının yararlı olacağı değerlendirilmektedir.

3. ÜÇÜNCÜL ÜRETİM YÖNTEMLERİ

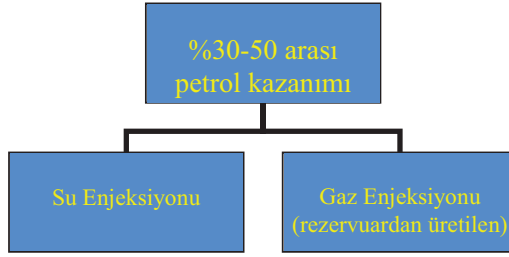
Bu bölümde dünyada uygulanan üçüncül üretim yöntemlerinden (petrol üretimi arttırma yöntemlerinden) bahsedilecektir. Bu kapsamda bölümün ilk kısmında termal yöntemler olan buhar enjeksiyonu, sıcak su enjeksiyonu ve yerinde yakma; gaz yöntemleri ile ilgili öteleme ve çözünür gaz (CH_4 , CO_2 , N_2) enjeksiyonu; kimyasal yöntemlerden alkali, polimer ve sürfaktan enjeksiyonu; diğer tekniklerle ilgili olarak tatlı su (akıllı su) enjeksiyonu ve mikroorganizma enjeksiyonu hakkında bilgi verilecektir. Resim 3.1’de birincil, ikincil ve üçüncül üretim yöntemlerinin şema halinde dağılımı ve bu yöntemler sayesinde rezervuardan üretilebilecek petrolün oranları da yaklaşık olarak verilmiştir. Resimde de görüldüğü üzere birincil üretimden üçüncül üretime doğru geçildikçe petrol kazanım oranında artış sağlanmaktadır.

Bu bölümün ikinci kısmında ise dünyadaki üçüncül üretim uygulamaları ile ilgili genel bilgiler verilmiştir. Üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili uygulama aralıkları ve gerekli kriterlere değinilmiştir. Ayrıca, Türkiye’de ki üretim sahalarıyla ilgili ve üçüncül üretim yöntemlerinin dünya çapındaki uygulaması ile ilgili bazı istatistikî bilgiler de sunulmuştur. Bunların yanında, üçüncül üretim yöntemleri ile sıklıkla karıştırılan kuyu tamamlama yöntemleri hakkında da kısaca bilgi verilmiştir. Üretimi arttırmak için kuyu bazında uygulanan yöntemler olan kuyu tamamlama yöntemleri saha bazında operasyonlar olmadığı için farklı bir kategoride ele alınmıştır.

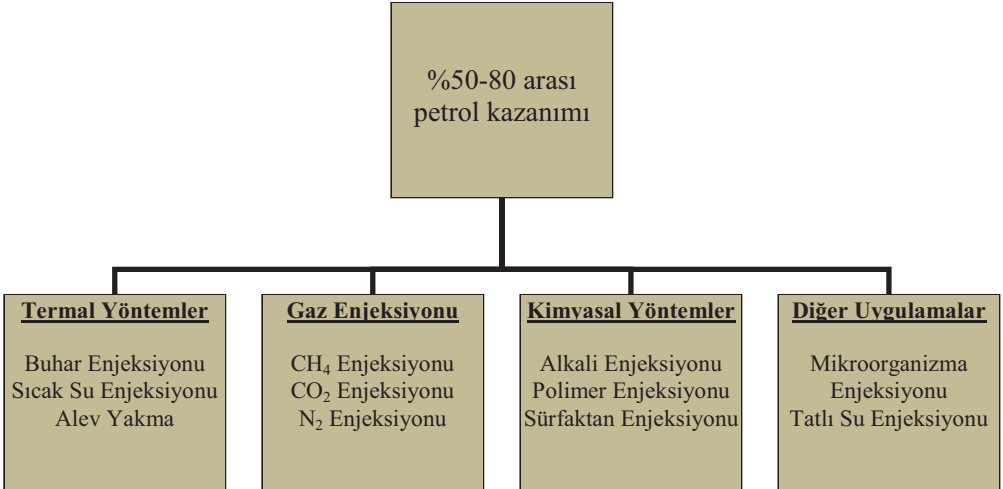
Birincil Üretim Yöntemleri



İkincil Üretim Yöntemleri



Üçüncül Üretim Yöntemleri



Resim 3.1. Birincil, İkincil ve Üçüncül Üretim Yöntemleri

3.1. KİMYASAL ENJEKSİYON

Kayaç yüzeyinde etkisini gösteren kimyasal maddeler rezervuara enjekte edilirler. Rezervuar petrolü ve öteleyen akışkan arasındaki ara yüzey gerilimini düşürerek üretim artışını sağlarlar. En çok kullanılanları sülfonatlar ve alkollerdir. Operasyonda kullanılan kimyasallar pahalı olmakla birlikte, etkili bir üretimi artırma yöntemidir. Kimyasal enjeksiyon yöntemleri; polimer, alkali ve sürfaktan (yüzey aktif madde) basımını içerir. Basılan suyun içerisinde genellikle yaklaşık olarak hacimce %1-2 civarında bulunurlar. Bazı operasyonlarda uygun formasyon koşullarında daha fazla verim sağladığı için bu üç kimyasal enjeksiyon yöntemi birlikte uygulanıp ASP (Alkali-Sürfaktan-Polimer) enjeksiyonu olarak da bilinmektedir (Delamaide, 2014).

3.1.1. Alkali Enjeksiyonu

Alkali (NaOH) veya sodyum karbonat kimyasalların rezervuara enjeksiyonunu içerir. Alkali bileşiğin yüksek asidik petrol ile temasıyla sürfaktanlar oluşup, petrol ve kayacın arasındaki ara gerilimini (etkileşimini) azaltırlar. Aynı zamanda kayaçtaki ıslatımlılık mekanizmasını değiştirmek için de kullanılır. Karbonat rezervuarlarda basımı rezervuardaki kalsiyum iyonu fazlalığından dolayı tavsiye edilmez çünkü kalsiyum hidroksit çökmesine sebep olup formasyonu kirletir. Alkali enjeksiyonu kimyasal enjeksiyon yöntemleri arasında en ucuz yöntemdir. Sürfaktanlar pahalı olduğu için ve sudaki oranının yüksek olması gerektiği için alkali enjeksiyonu sürfaktan oluşumu için kullanılmaktadır fakat çok sınırlı çalışma kriterleri (asidik petrol, kumtaşı formasyonu, vb.) olduğu için uygulaması çok azdır.

3.1.2. Polimer Enjeksiyonu

Petrol üretiminin devamını sağlamak amacıyla yapılan su enjeksiyonlarında zamanla su ile petrol karışır ve suyun petrolü ötelemesi verimsiz hale gelir. Bunun

sebebi su ile petrol arasındaki akma farkıdır. Su ötelemesini verimli hale getirmek için bu akma farkını azaltmaya yönelik olarak kullanılan üçüncül üretim yöntemine polimer enjeksiyonu denir. Suyu ilave edilen özel polimerler ile suyun akma değeri artırılır ve petrole yakın bir değere getirilerek enjeksiyona başlanır. Polimerle birlikte enjekte edilen suyun akmazlığı artacak ve görece geçirgenliği azalacağından polimerli enjeksiyon için mobilite oranı yalnız su enjeksiyonundaki mobilite oranından düşük olacak ve dolayısıyla petrol ile su arasında oluşan viskoz karışım önemli ölçüde azaltıldığından petrol üretimi de artacaktır (Satman, 1980). Polimerler yalnız sulu faz içinde hareket ederler ve petrolle reaksiyona girmezler. Ham petrol ile enjekte edilen su arasındaki akma farkı ne kadar az olursa, yapılan işlem de o kadar verimli olur. Resim 3.2’de ve Resim 3.3’de su ve ham petrol arasındaki oluşan viskoz karışımın polimer enjeksiyonu öncesindeki ve sonrasındaki biçimi görülmektedir.



Resim 3.2. Polimer Enjeksiyonu Öncesi Viskoz Karışım



Resim 3.3. Polimer Enjeksiyonu Sonrası Viskoz Karışım

3.1.3. Sürfaktan Enjeksiyonu

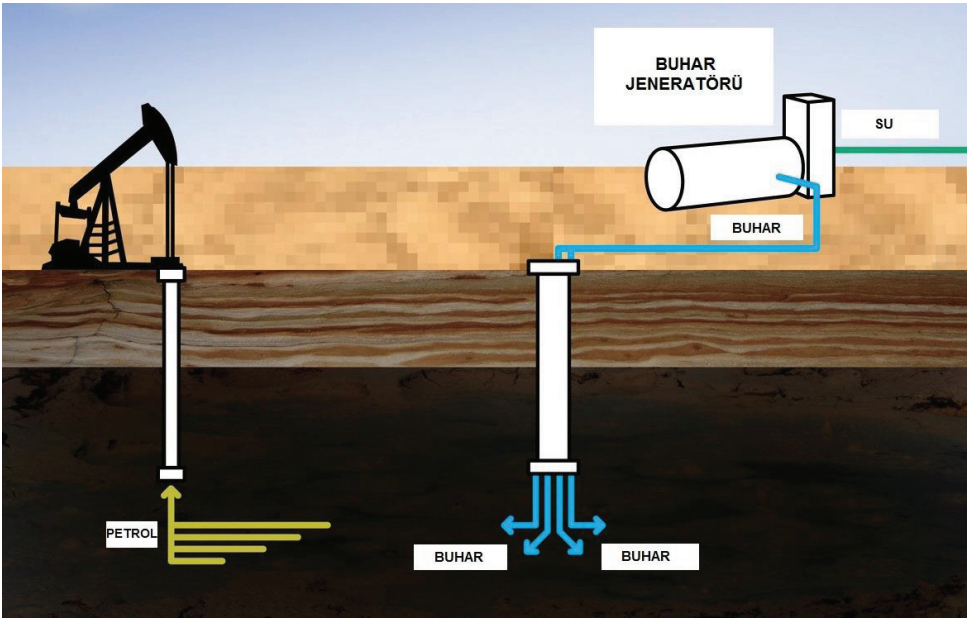
Sürfaktan enjeksiyonu bazı kimyasalların rezervuara basılmasını içerir. Yüzey hareketlendiren kimyasal maddeler olan sürfaktanlar rezervuara enjekte edilirler. Petrol ile su/kayaç arasındaki bağları zayıflatıp ara yüzey gerilimini düşürerek petrolün kolay bir şekilde akmasını hedefler. Tıpkı günlük hayatta lekeleri yüzeyden sökmek için kullanılan sabun gibi görev görür. Sürfaktanlar pahalı kimyasallar olduğu için sürfaktan enjeksiyonu pahalı bir yöntemdir. En çok kullanılanları sülfonatlar ve alkollerdir.

3.2. TERMAL YÖNTEMLER

Termal yöntemler; buhar enjeksiyonu, sıcak su enjeksiyonu ve yerinde yakma yöntemlerini içermektedir. Termal yöntemlerin temel mantığı ham petrolün sıcaklığını arttırarak akışkanlığını arttırmaya dayanmaktadır.

3.2.1. Buhar Enjeksiyonu

Buhar enjeksiyonu petrol üretimini arttırma yöntemleri arasında yaygın olarak kullanılanlardan bir tanesidir. Özellikle ağır petrolerin üretilmesi için uygulanmaktadır. Bu yöntemde, kuyulardan enjekte edilen buhar petrolün akmazlığını düşürür ve daha akışkan hale gelen petrolün üretim kuyularına doğru ötelenmesini sağlar. Başkaca bir yakıt kaynağı yoksa, üretilen petrolün bir kısmı (%25-40) buharın elde edilmesinde yakıt olarak kullanılır. Rezervuarda üstteki örtü kayaca ve alttaki kayaçlara ısı kaybının az olması için kalın formasyonlar tercih edilmektedir. 800 metreden sonraki derinliklerde ısı kayıpları büyük olmakta, genellikle 1300 metreye kadar ekonomik bir şekilde yöntem uygulanmaktadır. Resim 3.4'de buhar enjeksiyonu uygulamasının şematik bir gösterimi sunulmuştur.



Resim 3.4. Buhar Enjeksiyonu Uygulama Örneği

Suyun yüksek sıcaklığa getirilip buharlaştırılmasından sonra petrol rezervuarına basılarak, ham petrolün viskozitesini azaltıp akışkanlığını arttırmaya dayanan buhar enjeksiyonunun Kanada ve Venezuela ülkelerinde ağır ve çok ağır petroler bulunduğu için kullanımı çok yaygındır. Buhar enjeksiyonu uygulamasının üç tipi vardır (Alvarez ve Han, 2013):

3.2.1.1. Tek kuyu uygulaması

Bu yöntemde buhar bir tek kuyudan basılır ve belli bir süre sonra kuyu kapatılıp birkaç gün ısının rezervuarın tamamına yayılması beklenir. Daha sonra aynı kuyudan üretim yapılır. Bu uygulamada verim nispeten düşük olsada, uygun rezervuar koşullarında etkili olmaktadır. Rezervuar içindeki petrolün %10 ile 40 kadarının üretilmesini sağlar.

3.2.1.2. Çoklu kuyu buhar enjeksiyonu

Bu uygulamada en az bir enjeksiyon kuyusu ve de bir üretim kuyusu bulunur. Buhar enjeksiyonu ve petrol üretimi sürekli devam eder. Verim yüksektir, rezervuar içindeki petrolün %50 ile 60 kadarının üretilmesini sağlar.

3.2.1.3. Buhar destekli yerçekimsel üretim

Bu yöntemde birbirine paralel iki tane yatay kuyu üst üste kazılmaktadır. Üstteki kuyudan buhar enjeksiyonu yapılmakta, buharın etkisiyle aşağıya akan ağır petrolde aşağıdaki kuyudan üretilmektedir. Verim çok yüksek olmakta, rezervuar içindeki petrolün %60 ile 70 kadarının üretilmesini sağlamaktadır.

3.2.2. Sıcak Su Enjeksiyonu

Sıcak su enjeksiyonu, suyun ısıtılıp yerin altına enjekte edilmesine dayanan üretim artırma yöntemidir. Tıpkı buhar enjeksiyonunun da olduğu gibi sıcak su ağır ham petrolü ısıtıp akma hızını azaltarak akışkanlığını artırır. Fakat, buharın sahip olduğu yüksek buharlaşma ısısından dolayı, buharın kütlece etrafına verdiği kullanılabilir ısı miktarı suya göre 5 kattan fazla olduğu için sıcak su enjeksiyon yöntemi buhar enjeksiyonuna göre çok daha az verimli bir yöntemdir. Bunun yanı sıra, yüzey tesislerinde, boruhatlarında ve kuyudaki tijlerde ısı kaybı buhar enjeksiyon yöntemindekine göre çok daha fazla olduğundan operatörler tarafından tercih edilen bir yöntem değildir. Yüzeğe yakın ve uygun özelliklere sahip formasyonlarda uygulanmaktadır.

3.2.3. Yerinde Yakma (Alev Yakma)

Buhar enjeksiyonunun uygulanmadığı daha derin, ince ve nispeten ağır petrol içeren rezervuarda yerinde yakma yöntemi uygulanabilmektedir. Bu yöntemde rezervuara yüzey tesislerinden hava enjekte edilerek mevcut petrolün bir kısmının yanması sonucu ısı elde edilmektedir. Rezervuarda yanan petrol miktarı ve

dolayısıyla meydana gelen ısı, enjekte edilen hava miktarı ile kontrol edilmektedir. Yüksek sıcaklık, alev cephesinin önündeki petrolün hafif uçlarının buharlaşmasına yol açmakta ve yavaş ilerleyen yanma cephesinin önünde ağır artık koku veya karbon kalıntılarını bırakmaktadır. Sıcaklık, rezervuardaki suyun da buharlaşmasına yol açmakta ve ağır petrolün bir kısmının hareketlenerek ötelenmesine yardımcı olmaktadır. Rezervuarda yanma devam ettikçe ısıtılan petrolün üretim kuyularına doğru ötelendiği görülmektedir. Ancak, yerinde yakma, diğer petrol üretimini arttırma yöntemlerine göre daha karmaşık ve kontrolü güç bir yöntemdir. Ayrıca yerinde yakma diğer yöntemler arasında en pahalı olanlardan biridir.

Diğer bir deyişle yeraltındaki rezervuarda yangın çıkartılması esasına dayanarak ısınan petrolün akma hızını azaltarak akışı kolaylaştıran yöntem dünyada bazı sahalarda uzun süre uygulandıysa da, yanmayı istenilen gibi kontrol altında tutmak zor olduğundan günümüzde sadece Venezuela'da çok az sahada uygulanmaktadır. 1920'den beri ABD'de 230'dan fazla yer altı yanması gerçekleştirilerek uygulama yapılmıştır (Wikipedia, 2015). Bazı durumlarda rezervuar içindeki petrolün %70 ile 80 kadarının üretilmesini sağlamaktadır.

ABD, Kanada, Romanya ve Hindistan ülkelerinde geçmişte uygulamaları gerçekleştirilmiştir. Uygulamaların büyük çoğunluğu ağır petroleri barındıran kumtaşları rezervuarlarında yapılmıştır (Kokal ve Al-Kaabi, 2010).

3.3. MİKROORGANİZMA ENJEKSİYONU

Dünyada çeşitli ülkelerde ve sahalarda uygulanmış ve farklı sonuçlar alınmış bir yöntemdir (Misra, 2010). Diğer üçüncül üretim yöntemlerine göre maliyeti düşük bir yöntemdir. Saha koşullarına göre sonuçlar değişiklik göstermektedir. Mikrop/bakteri enjeksiyonunun çalışma mekanizması ile ilgili henüz mutlak bir mutabakat yoktur (Zhaowei, 2011). Yöntemle ilgili çeşitli laboratuvar çalışmaları ve pilot uygulamalar yapılmış olsa da saha ortamını yansıtmadığı hakkında bir kesinlik yoktur (Lazar, 2007). Bu yöntemde laboratuvar ortamında hazırlanan mikroorganizmalar su ile rezervuara basılmaktadır. Hem mikroorganizmaların hızlı

çoğalmasi için hem de rezervuara enjeksiyonu yapılacak mikroorganizma ihtiyacını azaltmak için suya şeker katkıları (glikoz) da ilave edilmektedir. Bunun yanında inorganik tuzların (nitrat, fosfat vb.) ve vitaminlerin ilavesi de mikroorganizma gelişimine katkı sunan unsurlardır. Rezervuardaki mikrop/bakteriler zaman içinde ham petroldeki kuvvetli zincirleri/bağları kırarak ham petrolün akma hızını azaltmakta böylece kolay üretilmesini sağlamaktadır (Guo ve diğerleri, 2015). Aynı zamanda yan ürün olarak bazı kimyasalların üretimi, petrol ile kayaç arasındaki bağları zayıflatır. İlave olarak reaksiyonlar sonucu ortaya çıkan gazında basınç etkisi üretimi kolaylaştırır. Sonuçlar operasyon başladıktan birkaç ay sonra alınmaya başlamaktadır. Mikroorganizmaların bulunduğu su kuyudan enjekte edildikten sonra kuyu kapanmaya alınır ve birkaç hafta kapalı kaldıktan sonra aynı kuyudan üretim işlemine başlanır. Maliyeti ve çevresel zararları diğer yöntemlere göre nispeten azdır. Diğer üretim artırma yöntemlerinde, operasyonun etkisi zamanla ve uzaklıkla azalırken, mikroorganizma enjeksiyonu yönteminde tam tersi şekilde etkisi zamanla ve uzaklıkla artmaktadır.

Mikroorganizma enjeksiyonunun rezervuardaki olumsuz etkileri ise; biyolojik reaksiyonlar sonucu oluşan hidrojen sülfür (H_2S) borularda ve ekipmanlarda korozyona sebep olup arızalara yol açtığı rapor edilmiştir (Jackson ve diğerleri, 2011). Yine uygulama sırasında rezervuara basılan bakteriler tarafından petrolün bir kısmı da tüketilebilmektedir. Bazen de rezervuarda gerçekleşen biyolojik reaksiyonlardan ötürü gözeneklerde mineral oluşumuna rastlanmakta ve bu durumdan dolayı gözeneklerde beklenmedik negatif etkiler olmaktadır.

Mikrop ve bakterilerin rezervuarda yayılabilmesi için rezervuar geçirgenliğinin yaklaşık olarak 50 md üzerinde olması önerilmektedir. Daha düşük geçirgenlik değerlerinde gözeneklilik de düşeceğinden, mikrop ve bakterilerin geçişi zorlaşacak ya da mümkün olmayacaktır. 70 °C üzerindeki sıcaklıklarda mikropların çalışma hızı yavaş olacaktır. Tuzluluk da bakteri faaliyetlerine karşı önemli bir değişkendir. Yöntem için uygun olan sahaların düşük tuzluluğa (< %5) ve düşük sıcaklığa (< 70 °C) sahip olması gerekmektedir. Yöntem henüz tüm yönleriyle ispatlanmış ve oturmuş bir yöntem değildir. Yapılan çalışmaların çoğu laboratuvar sonuçlarına

dayanmaktadır. Yöntemin çalışma mekanizmalarını ve uygulama kriterlerini belirlemek için daha çok çalışmaya ihtiyaç bulunmaktadır.

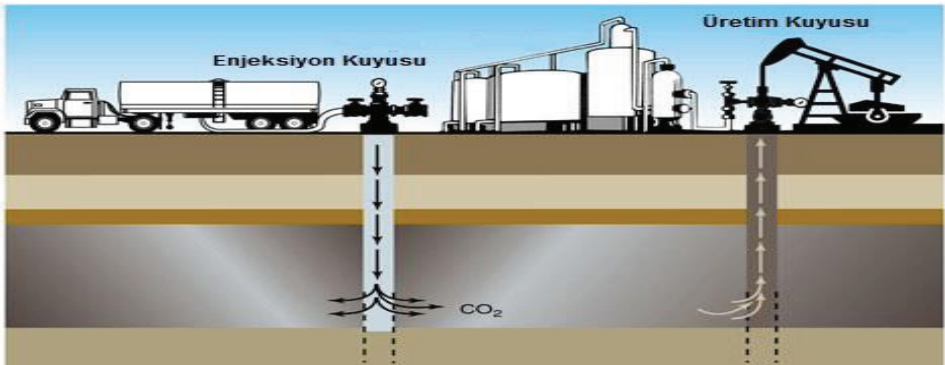
3.4. TATLI SU ENJEKSİYONU (AKILLI SU ENJEKSİYONU)

Üretim arttırma yöntemleri alanında uygulanan yeni tekniklerden bir tanesi de tatlı su (akıllı su) enjeksiyonudur (UEA, 2013). Yeraltındaki rezervuarda kayacın ıslatımlılık mekanizmasını değiştirmeye dayanır. İlk olarak 1990'lı yılların sonunda Norveç'in Kuzey Denizinde bulunan Ekofisk sahasında (çatlaklı kireçtaşı) uygulanmıştır. Bu yöntemde, yeraltına tuzlu su yerine, tuzundan ve minerallerinden arındırılmış saf suya yakın düşük tuzluluğa, düşük mineralli yapıya sahip su ya da deniz/okyanus suyu basılmaktadır. Kayaçların mineralli yapısından dolayı, düşük tuzlu su kayaçla etkileşime girmekte ve petrolle yer değiştirerek kayaçla temas etmektedir. Böylece kayaçtan ayrıştırılan petrol üretilebilmektedir. Yüksek tuzluluğa sahip sudan ayrıştırılan mineraller Na^+ ve Cl^- iyonlarıdır; ağırlıklı SO_4^{2-} iyonu olmak üzere, Ca^{2+} ve Mg^{2+} iyonları ise petrol-su değişimini kolaylaştırmak için suya ilave edilmektedir (Chandrashegaran, 2015).

Tatlı su enjeksiyonu uygulamasıyla ilgili örnek vermek gerekirse, düşük tuzlu su enjeksiyonu sayesinde Shell Şirketi'nin faaliyette bulunmuş olduğu Suriye'deki Omar sahasında ıslatımlılık petrolden suya dönüşmüş olup %10-15 civarında ilave petrol kazanımı gerçekleştiği bildirilmiştir. (Vledder ve diğerleri, 2010). Karbonat ve kumtaşları için yapılan tatlı su enjeksiyonları uygulamada tamamen farklı mekanizmalar içermektedir (Al-Hashim ve diğerleri, 2015). Literatürdeki çalışmaların çoğu kumtaşı rezervuarlarına yöneliktir. Karbonatlara yönelik yapılan çalışmalarda ciddi bir petrol kazanımı görülmemiştir fakat Suudi Arabistan'daki karbonat sahalarda yapılan çalışmalarda petrol kazanımları belirtilmiştir. Karbonatlardaki kimi bazı çalışmalarda %2-5 arası ilave petrol kazanımı rapor edilmiştir (Zahid ve diğerleri, 2012). Karbonatlardaki etkinin yüksek sıcaklığa sahip rezervuarlarda daha çok görüldüğü literatürde belirtilmiştir. Bu yöntem ile ilgili literatürde yeterli çalışma ve bilgi bulunmamakta olup, araştırmaların çoğu laboratuvar çalışmalarına dayanmaktadır.

3.5. GAZ ENJEKSİYONU

Petrol üretimini arttırmak için rezervuara gaz enjekte etmek eskiden beri kullanılan bir yöntemdir. Enjekte edilen bu gazlarla petrolün akma hızını düşürmek ve petrol hacmini arttırmak suretiyle ilave üretim sağlamak mümkündür. Genellikle hidrokarbon gazlarına oranla karbondioksit petrol içerisinde daha fazla eriyebilmekte, petrol hacmini arttırmakta ve akma hızını düşürmektedir. Gaz enjeksiyonu yöntemi çözünür ve öteleme şeklinde ikiye ayrılır. Basılan gazın ham petrol içerisinde çözünmesine bağlı olarak değişir. Çözünerek operasyon gerçekleşiyorsa çözünür gaz enjeksiyonu; gaz çözünmeden öteleme şeklinde operasyon gerçekleşiyorsa öteleme gaz enjeksiyonu diye operasyon adlandırılır. Çözünme durumu hem rezervuarın basıncına bağlı hem de petrolün türüne bağlı olarak değişir. Düşük rezervuar basıncında ya da ağır (kalitesi az) petrolerde işlem öteleme şeklinde gerçekleşir (çözünme olmadan). Basılan gazlar genelde CO₂, N₂, CH₄ gazlarıdır. Çözünür gaz enjeksiyonu yöntemi öteleme gaz enjeksiyonuna göre daha verimlidir ve daha fazla petrol kazanımı sağlamaktadır. Çözünürde ötelemeye göre daha fazla petrol üretimi daha az gaz kullanımı ile gerçekleştirilir, ama her rezervuar ortamı çözünür gaz enjeksiyonu için uygun olmayabilir. Daha derin formasyonlarda çözünür şekilde operasyon gerçekleştirilebilir. Resim 3.5'de gaz enjeksiyonu uygulamasının görsel hali sunulmuştur. Kimi zamanda gaz enjeksiyonları su enjeksiyonuyla birlikte ardışık şekilde yapılmaktadır. Gaz enjeksiyonunun ardından yapılan su enjeksiyonuyla uygun koşullarda verim daha da artabilmektedir.



Resim 3.5. Gaz enjeksiyonu uygulaması örneği

3.5.1. Çözünür Gaz Enjeksiyonu

Gazın petrol içerisinde çözünür halde basılabilmesi için belli bir basıncın üzerinde rezervuar sisteminin bulunması gerekir. Bu koşullar derin kuyularda gerçekleşirken, yüzeye yakın formasyonlarda gerekli basınç sağlanamadığı için gaz enjeksiyonu öteleme şeklinde yani çözünmez gaz enjeksiyonu şekilde gerçekleştirilir.

Çözünür gaz enjeksiyonu hafif ve orta kalite ham petrolerde çok verimli bir uygulamadır. CH₄ ve CO₂ gazları bu operasyonlarda yaygın olarak kullanılan gazlardır. Gazın petrol içinde çözünmesi birçok etki sağlamaktadır. Hem petrolün akmağını azaltır, hem de kayaç ile petrol arasındaki ara yüzey gerilimini de düşürür. Böylece petrolün daha kolay ve daha fazla miktarda üretilmesini sağlar. Aynı zamanda gazın ham petrol içerisinden geçmesi gazın üretimi sırasında şişme etkisi ile ilave bir mobilite sağlar.

3.5.2. Öteleme Şeklinde Gaz Enjeksiyonu

Bazı durumlarda rezervuarda üretimi arttırmak için gaz enjeksiyonu yönteminde çözünme yerine öteleme şeklinde enjeksiyon operasyonu gerçekleştirilir. N₂ veya CO₂ gazları bu operasyonlarda kullanılan tipik gazlardır. Bu operasyonlarda en önemli husus, üretim sahasının yakınında operasyon için gerekli gaz sahasının/kaynağının bulunmasıdır. Operasyonun ekonomik olması için önemlidir. Düşük petrol gravitesi (<30 API) ve düşük rezervuar basıncı öteleme gaz enjeksiyon yöntemi için idealdir. Yöntem rezervuara basınç desteği sağlar fakat nispeten verimsizdir. Çözünme olmadığı için ve de gaz mobil olduğundan üretim kuyusuna gaz gelişi hızlı olmaktadır (Petrowiki, 2016).

3.6. DİĞER YÖNTEMLER (KUYU TAMAMLAMA YÖNTEMLERİ)

Bilinen üretimi artırma yöntemleri dışında, alternatif üretim yöntemleri de petrol sektöründe bugüne kadar uygulanmıştır. Dinamit patlatma, nükleer bomba patlatma, elektromanyetik ısıtma, hidrolik çatlatma, asit enjeksiyonu, jel enjeksiyonu

ve benzeri uygulamalar bunlar arasında sayılabilir. Bahsedilen yöntemler uygulama açısından kuyu ölçekli olduğundan kuyu tamamlama yöntemleri sınıflamasına girse de bilgi açısından kısaca değinilecektir.

Saha ölçekli uygulamalar üçüncül üretim yöntemleri olarak kabul edildiğinden, üretim arttırmaya yardımcı olan kuyu ölçekli uygulamalar kuyu tamamlama işlemi olarak kabul edilmektedir.

Kuyu dibinde dinamit patlatma, üretimi arttırmak için kuyu civarında çatlakların oluşması için kullanılan eski yöntemlerden biridir. Tehlikeli oluşundan ötürü zamanla yerini hidrolik çatlatma yöntemine bırakmıştır. Nükleer patlatma yöntemi de test amaçlı 1970li yılların başlarında ABD’de birkaç kere denenmiştir (Coffer, 1967). Bu yöntemin çevresel açıdan negatif etkileri vardır. Radyoaktif patlamadan ötürü çevreye yayılan radyasyon, üretilen mayi ile birlikte yukarıya gelen radyoaktif maddeler, kuvvetli patlamadan ötürü civar çevrede oluşan sarsıntı ve depremler ve de yeraltındaki kuvvetli patlamadan ötürü kontrol edilmeyecek çatlakların yaratılması ve sonucunda su kaynaklarına sızıntı gibi çevresel açıdan negatif etkilerinden ötürü uygulama daha sonra durdurulmuştur. Aynı zamanda pahalı bir işlem olması ve iyi verim alınmamasından dolayı sadece test aşamasında kalmıştır.

Hidrolik çatlatma yönteminde yüksek basınçlı su yer altına enjekte edilip bir süre beklendikten sonra su geri üretilir ve oluşan çatlaklardan ham petrolün akışı sağlanır. Çevresel kaygılardan ötürü çok tartışılan bir operasyon olsa da son yıllarda dünya ham petrol ve doğalgaz üretimine ciddi katkısı olmuştur.

Elektromanyetik ısıtma yönteminde ise kuyu dibinde yüksek frekansta dalga yayan kaynak sayesinde, elektromanyetik dalgalar ısı enerjisine dönüştürülür. Pahalı bir yöntemdir. Ağır petrolün ısıtılarak sıcaklığının artırılması ve akmazlığının düşürülmesi sağlanarak akışkanlığı artırılır. Kuyu civarında çok kısa bir mesafede etkili olduğu çalışmalarda belirtilmiştir (Bera ve Babadağlı, 2015). Bu yöntemle Mikrodalga Isıtma ve Plazma Atım Tekniği örnek gösterilebilir. Plazma Atım

Tekniği çok yeni bir uygulama olduğu için daha uygulamanın sonuçları net olarak bilinmemektedir.

Asit enjeksiyonu yönteminde ise kuyu etrafındaki kanalları tıkayan sondaj işleminden kalma metal parçaları, petrolün sıcaklık düşüşlerinden dolayı oluşan zift yapılarını ya da kuyu dibinde akışı azaltan başka kirleticileri eritip kanalları açmak amacıyla kuyu dibine asit enjekte edilir. Bunun sonucunda üretime katkıda bulunulur.

Jel enjeksiyonunda, basılan kimyasal madde yeraltında su gelen çatlaklara gidip çatlakları kapatmaya dayanır. Hidrofilik (su seven) ve kimyasal yapısından dolayı jel suyun olduğu çatlağa kolayca girip kanalları tıkar. Böylece petrol üretimi sırasında su gelişi azaltılmış ya da engellenmiş olur.

Asit enjeksiyonu olsun, hidrolik çatlatma, dinamit patlatma ve benzer yöntemler sadece uygulanan kuyunun etrafında bir etki yarattığı için üçüncül üretim yöntemlerinden ziyade kuyu tamamlama operasyonları sınıfına girmektedir. Bu yüzden üretimi artırma yöntemleri arasında sayılmamaktadır.

3.7. DÜNYA ÇAPINDAKİ UYGULAMALAR

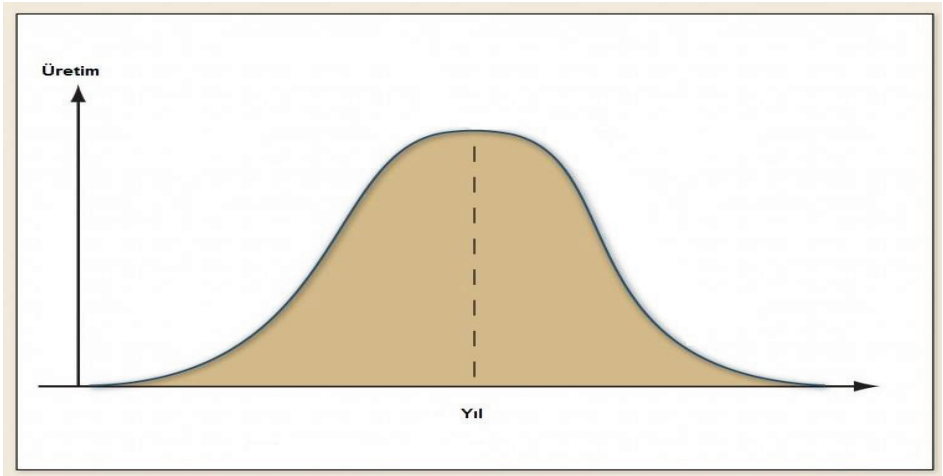
Uluslararası Enerji Ajansının (UEA) 2013 Dünya Enerji Görünümü Raporunda (UEA, 2013), dünyadaki yaklaşık 280 üçüncül üretim uygulamasının %75'i Kuzey Amerika bölgesinde, %10'u Çin'de, %15'i de dünyanın diğer bölgelerinde uygulandığı belirtilmiştir. Üretimi artırma teknikleri ile üretilen yaklaşık olarak 1.4 milyon varil/gün petrol üretimi, dünya günlük ham petrol üretiminde üçüncül üretim yöntemleriyle üretilen petrolün payını yaklaşık %2'lik bir orana getirmektedir. Raporda ayrıca üçüncül üretim projelerinin ekonomik olarak işletilmesi için ya da ilgi çekici hale gelmesi için ham petrol fiyatının 80 \$/varil civarında olması gerektiği açıklanmıştır. Bu projelerde ham petrol varil fiyatının önemi yanında, projelerde çalışabilecek kalifiye personel bulunmasının da diğer önemli bir husus olduğu belirtilmiştir. Çünkü petrol sektöründe uygulanan üçüncül

üretim yöntemleri pahalı ve özel operasyonlar olduğundan tecrübeli ve birikimli personel bulunmasının gerektiğine dikkat çekilmiştir. Tablo 3.1’de Dünyada uygulanan üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili bazı istatistiki bilgiler sunulmuştur. Bunlarla ilgili detaylı bilgi de ekler kısmında Tablo E.1’de verilmiştir. Mevcut kaynakta ve diğer kaynaklarda Çin ile ilgili yayımlanmış güncel üçüncül üretim uygulaması bilgileri bulunmasa da birkaç tane buhar enjeksiyonu, polimer enjeksiyonu ve iki tane de mikroorganizma enjeksiyonu uygulamalarının olduğu bilinmektedir. Buhar enjeksiyonu uygulamalarından günlük 150,000 varil/gün ve polimer enjeksiyonu uygulamasından da 20,000 varil/gün ham petrol üretimi yaptığı tahmin edilmektedir (UEA, 2013).

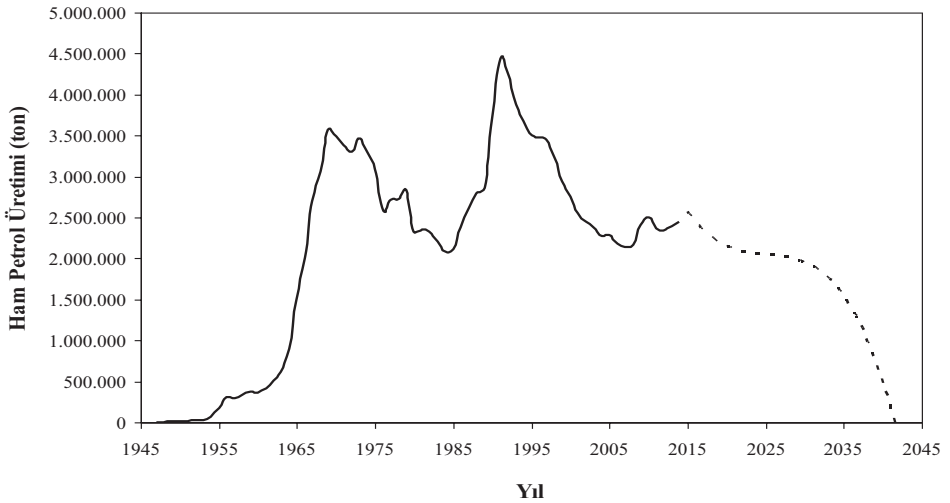
Tablo 3.1. Dünyada Ülkeler Bazında Uygulanan Üçüncül Üretim Yöntemleri (Koottungal, 2014)

Ülke	Üçüncül Üretim Yöntemi	Saha Sayısı
ABD	CO ₂ Çözünür	127
ABD	CO ₂ Öteleme	9
ABD	Çözünür Hidrokarbon Gaz Enjeksiyonu	12
ABD	Hidrokarbon Gaz öteleme	2
ABD	N ₂ Öteleme	3
ABD	Kimyasal Enjeksiyonu	3
Almanya	Buhar Enjeksiyonu	8
Brezilya	CO ₂ Öteleme	1
Brezilya	CO ₂ Çözünür	2
Brezilya	Mikroorganizma Enjeksiyonu	1
Brezilya	Buhar Enjeksiyonu	5
Endonezya	Buhar Enjeksiyonu	2
Hollanda	Buhar Enjeksiyonu	1
Kanada	CO ₂ Çözünür	7
Kanada	Çözünür Hidrokarbon Gaz Enjeksiyonu	20
Kanada	Buhar Enjeksiyonu	10
Kanada	N ₂ Öteleme	1
Kanada	Polimer Enjeksiyonu	2
Mısır	Buhar Enjeksiyonu	1
Trinidad	Buhar Enjeksiyonu	9
Trinidad	CO ₂ Öteleme	5
Trinidad	Sıcak Su Enjeksiyonu	2
Türkiye	CO ₂ Öteleme	1
Venezuela	Buhar Enjeksiyonu	43
Venezuela	Yanma İşlemi	1
Venezuela	Kimyasal Enjeksiyonu	1
Venezuela	Çözünür Hidrokarbon Gaz Enjeksiyonu	4

Hubbert eğrisi, bir ülkenin petrol üretiminin eğilimini gösteren bir eğridir (Resim 3.6). Bu eğriye göre üretim ilk başlarda hızla artar, saha ömrünün yarısına gelindiğinde ise üretim ani bir düşüş göstermeye başlar ve üretimin ne zaman biteceğine dair bir tahmin yapılabilir. Hubbert eğrisi bir çan eğrisini andırır fakat üretimdeki dalgalanmalardan ve üretimin düşüşü sırasındaki üretimi artırma operasyonlarından ötürü eğri sıklıkla simetrik değildir. Hubbert eğrisi analizine göre Türkiye'nin ham petrol üretim eğilimi Resim 3.7'de gösterilmiştir. Analize göre Türkiye'nin üretiminin, yeni rezervler bulunmadıkça ve üretimi artırma teknikleri uygulanmadıkça 2040-2045 yılları civarı biteceği öngörülmektedir.



Resim 3.6. Hubbert Eğrisi Örneği



Resim 3.7. Türkiye'nin Tarihsel Ham Petrol Üretimi ve Gelecek Petrol Üretim Tahmini (Özgür, 2016)

Türkiye’deki ve dünyadaki üretim sahalarının sınıflandırılması ve durumuyla ilgili bilgiler Tablo 3.2 ve 3.3’de sunulmuştur. Türkiye’deki üretim sahalarının dünyadaki yerine bakınca 10 tane saha dikkate değer rezerve sahip bulunmaktadır.

Tablo 3.2. Ivanhoe ve Leckie Tekniğine Göre Dünyadaki ve Türkiye’deki Üretim Sahalarının Sınıflandırılması (Ivanhoe ve Leckie, 1993; Özgür, 2016)

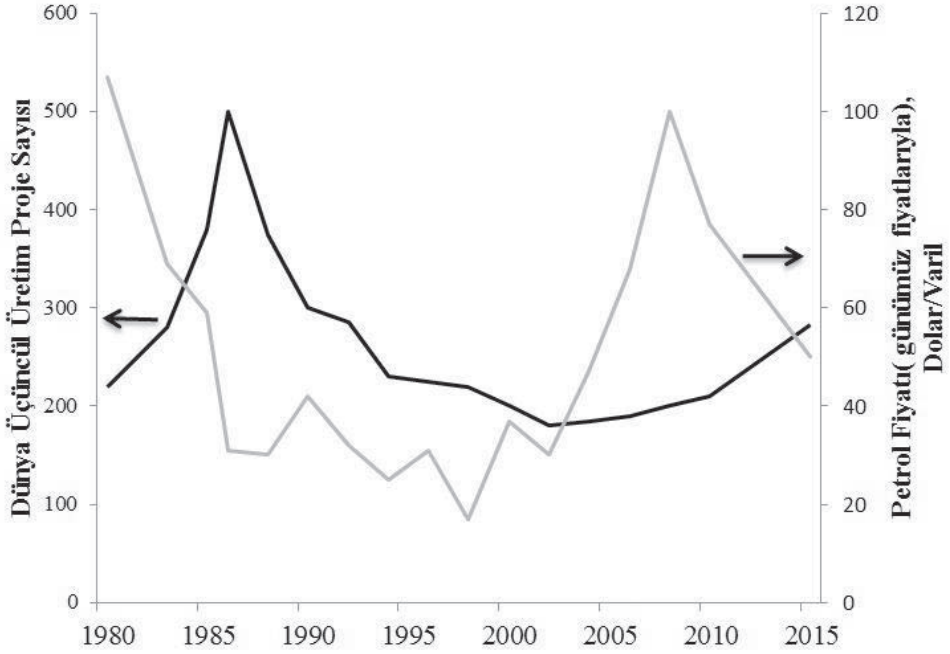
Saha Derecesi	Üretilabilir Rezerv (Milyon Varil)	Saha Sınıfı	Dünya Toplamı	Türkiye Toplamı
AAAAA	>50,000	Mega Dev	2	-
AAAA	5,000-50,000	Süper Dev	40	-
AAA	500-5,000	Dev	328	-
AA	100-500	Önemli	961	2
A	50-100	Büyük	895	5
B	25-50	Orta	1109	3
Diğerleri	<25	Küçük	37826	122
Toplam			41161	132

Tablo 3.3. Türkiye’nin Başlıca Üretim Sahaları (Özgür, 2016)

Saha İsmi	Keşif Yılı	Yerinde Rezerv (Milyon Varil)	Üretilabilir Rezerv (Milyon Varil)	API Yoğunluğu
Raman	1945	615.3	142.2	18
Batı Raman	1961	1,841.0	216.4	13
Kurkan	1963	287.0	67.3	31
Batı Kayaköy	1964	225.6	63.9	34
Beykan	1964	432.8	89.8	33
Şelmo	1964	539.0	99.3	34
Karakuş	1988	209.1	62.7	30
Garzan	1951	199.1	46.5	24
Kayaköy	1961	99.9	31.8	38
Kuzey Karakuş	1990	87.8	42.5	29

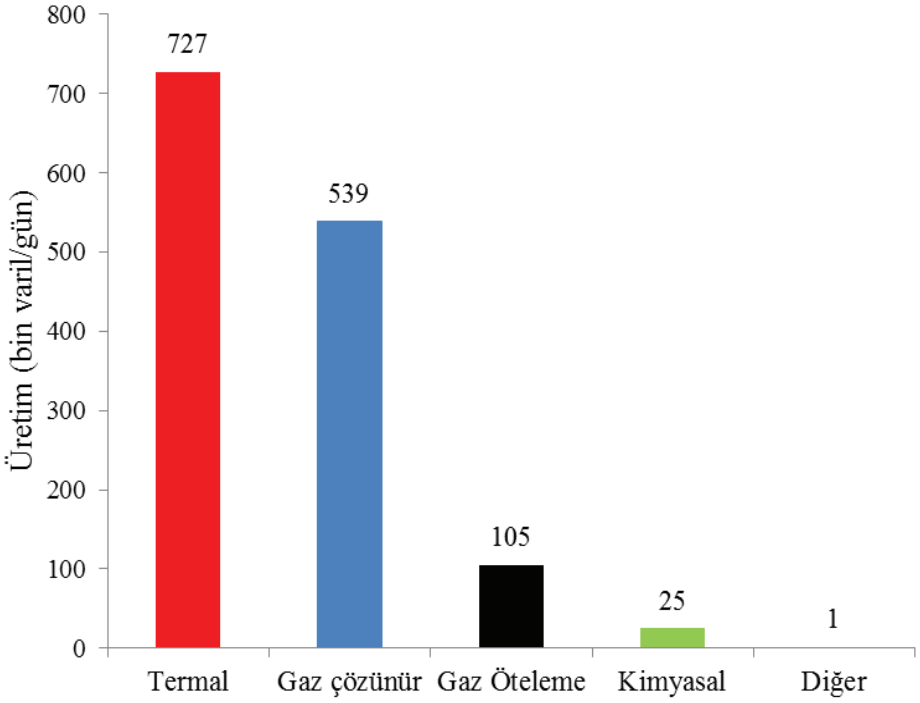
Türkiye’deki üretim sahaları artık olgunluğuna ulaştığı için birkaç yıl sonra Türkiye ham petrol üretiminde hızlı bir üretim düşüşü beklenmektedir. Bu düşüşü ötelemek ya da azaltmak için üçüncül üretim yöntemlerinin uygulanmasına ağırlık vermek kaçınılmaz görünmektedir.

Resim 3.8’de dünyadaki üçüncül üretim uygulamalarının ham petrol fiyatıyla olan ilişkisi sunulmuştur. Ham petrol fiyatlarıyla paralellik gösteren üçüncül üretim uygulamaları fiyatlar arttıkça artma eğilimine girmekte, fiyatlar düşünce de uygulama sayısında azalma gözükmektedir. Öte yandan üçüncül üretim projeleri gerçekleşmesi zaman alan uygulamalar olduğu için ham petrol fiyatlarının etkisini göstermesi de zaman almaktadır.



Resim 3.8. Dünyadaki Üçüncül Üretim Uygulamalarının Yıllara Göre Sayısı

Dünyada üçüncül üretim yöntemleriyle üretilen ham petrol miktarının üretim yöntemi şekline göre payları ise Resim 3.9’da verilmiştir. Termal yöntemler üçüncül üretimde katkısı en fazla olan yöntemlerdir. Termal yöntemlerden sonra katkısı en büyük olan yöntem ise gaz enjeksiyonu yöntemleridir. Kimyasal enjeksiyon ve diğer yöntemlerin katkısı sınırlı kalmaktadır.



Resim 3.9. Dünyada Üçüncül Üretim Yöntemleriyle Üretilen Ham Petrol Miktarının Yöntem Şekline Göre Payı (Koottungal, 2014)

Dünyadaki üçüncül üretim yöntemlerinin üretime katkısı günlük 1.6 milyon varil kadardır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili ileriye dönük üretim tahminleri Tablo 3.4'de verilmiştir. Üçüncül üretim miktarının dünyadaki payı Ajansın tahmininde önemli bir şekilde artmamakta ise de payının %2'ler civarından %5.5'ler civarına çıkacağı öngörülmüştür.

Tablo 3.4. İleriye Dönük Dünyadaki Üçüncül Üretim Tahminleri (UEA, 2014)

Yıl	2020	2025	2030	2035	2040
Üçüncül üretim miktarı (milyon varil / gün)	1.6	2.4	3.6	4.8	5.8

Üretimi arttırmak için kullanılan yöntemin maliyeti arttıkça, rezervuardan üretilen petrolün miktarı da yani üretim faktörü de genellikle artar (Renard ve diğerleri, 2011). Tablo 3.5'de üretimi arttırmak için kullanılan yöntemlerin maliyet

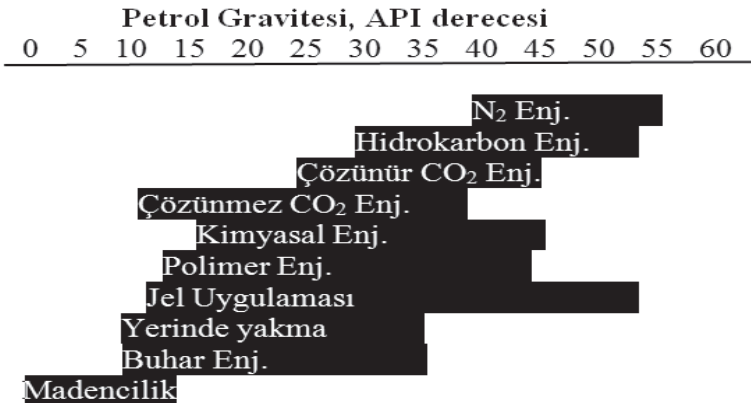
ve üretim faktörü arasındaki ilişki sunulmaktadır. Örnek olarak, su enjeksiyonu her üretim sahasının ilk aşamasında kullanılan ucuz bir yöntemdir ama bu yöntem ile rezervuardan üretilebilecek petrol oranı bir yere kadar sınırlıdır, üretimi daha fazla arttırmak için daha maliyetli yöntemlere ihtiyaç duyulmaktadır.

Tablo 3.5. Üçüncül Üretim Yöntemlerinde Maliyet- Üretim Faktörü İlişkisi

Üretim Yöntemi	Maliyet	Üretim Faktörü
Sülfaktan Enjeksiyonu		
Buhar Enjeksiyonu		
CO ₂ Enjeksiyonu	↑	↑
Polimer Enjeksiyonu		
Su Enjeksiyonu		

Her yöntemin uygulanabileceği rezervuar özellikleri ve ham petrol fiziksel özellikleri de farklılık göstermektedir. Tablo 3.6’da petrolün API gravitesine göre uygulanabilecek üretimi artırma yöntemlerin çalışma aralığı verilmiştir. Tablo 3.7’de Türkiye’deki ham petrol üretim sahalarının listesi şirketler bazında sunulmuştur.

Tablo 3.6. Yöntemlerin Petrol Gravitesine Göre Uygun Çalışma Aralığı (Taber ve diğerleri, 1997)



Tablo 3.7. Türkiye’deki Ham Petrol Üretim Sahalarının Listesi (PİGM, 2015)

Şirket	Saha	İl	Ort. Derinlik (m)	API Gravite
AME-GYP	ALTINAKAR	DİYARBAKIR	1562	14,0
AME-GYP	BAŞAKLI	DİYARBAKIR	1646	20,9
AME-GYP	KARAKİLİSE	DİYARBAKIR	2472	32,6
AME-GYP	PETEK	DİYARBAKIR	2917	35,9
AME-GYP-TLN	ARPATEPE	DİYARBAKIR	2455	40,3
AME-MDT-GYP	NEMRUT	ADIYAMAN	1550	18,0
AME-MDT-GYP	ZEYNEL	ADIYAMAN	1470	21,6
AME-SNR	DOĞU SADAK	SİİRT	2511	43,0
AOI-TPO	GÖÇERLER	TEKİRDAĞ	1298	Kondensat
ARR	BAĞ	ŞANLIURFA	1615	12,9
CBV	BATI GÜRGEN	TEKİRDAĞ	2735	Kondensat
CPA	BATI ÇALIKTEPE	DİYARBAKIR	2215	40,0
CPA	GÜNEY ÇALIKTEPE	DİYARBAKIR	2275	40,2
DMP	BATI YASİNCE	DİYARBAKIR	2095	22
GYP	DİRSEKLİ	MARDİN	2035	21,6
GYP	İNCEBAĞ	ADIYAMAN	1875	15,9
GYP-MDT	BULGURDAĞ	ADANA	1535	37,7
GYP-MDT	ÇAYBAŞI	ADIYAMAN	1375	19,1
GYP-MDT	KAHTA	ADIYAMAN	1040	11,0
IPK	İPEK KOZA	BATMAN	2850	33,5
NTP	BATI KAYAKÖY	DİYARBAKIR	1886	34,7
NTP	GÜNEY DOĞU ŞAHABAN	DİYARBAKIR	1815	35,1
NTP	GÜNEY KURKAN	DİYARBAKIR	1956	34,7
NTP	KAYAKÖY	DİYARBAKIR	2083	38,2
NTP	KÖPRÜ	DİYARBAKIR	1901	35,2
NTP	MALATEPE	DİYARBAKIR	1685	33,9
NTP	SİNCAN	DİYARBAKIR	1585	31,1
NTP	ŞAHABAN	DİYARBAKIR	1789	34,4
NTP	YEŞİLDERE	DİYARBAKIR	2100	34,5
NTP-TPO	GÜNEY KIRTEPE	DİYARBAKIR	1725	25,4
NTP-TPO	HANÇERLİ	DİYARBAKIR	1530	35,1
NTP-TPO	KASTEL	DİYARBAKIR	2400	34,7
NTP-TPO	MİYADİN	DİYARBAKIR	2624	36,2
TAT-TEM	GÖKSU	DİYARBAKIR	2286	21,0
TEM	BAHAR	DİYARBAKIR	3207	36,0
TEM	ÇATAK	DİYARBAKIR	3361	34
TEM-DMP	ŞELMO	BATMAN	2000	34,4
TGT-PIN-CBV	BATI KAZANCI	TEKİRDAĞ	1700	Kondensat
TGT-PIN-CBV	GÜRGEN	TEKİRDAĞ	2000	Kondensat
TPI	ALTINTOP	ADIYAMAN	1845	24,4

Şirket	Saha	İl	Ort. Derinlik (m)	API Gravite
TPI	BOZHÜYÜK	ADİYAMAN	2368	25,8
TPI	DOĞU ŞAMBAYAT	ADİYAMAN	1419	18,9
TPI	ŞAMBAYAT	ADİYAMAN	1720	19,3
TPO	ADİYAMAN	ADİYAMAN	1750	26,7
TPO	AKGÜN	ADİYAMAN	2130	25,0
TPO	AKPINAR	ADİYAMAN	3250	31,0
TPO	ALACAOĞLU	KIRKLARELİ- TEKİRDAĞ	1885	Kondensat
TPO	ARIKAYA	BATMAN	2975	22,0
TPO	BAKACAK	ADİYAMAN	1900	21,0
TPO	BARBEŞ	DİYARBAKIR	2272	29,7
TPO	BATI ALTINTOP	ADİYAMAN	1540	15,0
TPO	BATI FIRAT	ADİYAMAN	2570	35,2
TPO	BATI GÖKÇE	ADİYAMAN	2750	27,5
TPO	BATI KOZLUCA	ŞIRNAK	1515	12,4
TPO	BATI MALATEPE	DİYARBAKIR	1595	33,9
TPO	BATI RAMAN	BATMAN	1300	13,0
TPO	BAYSU	DİYARBAKIR	1950	33,3
TPO	BEŞİKLİ	ADİYAMAN	1900	25,6
TPO	BEYAZ ÇEŞME	DİYARBAKIR	2000	42,5
TPO	BEYKAN	DİYARBAKIR	1889	33,2
TPO	BOSTANPINAR	DİYARBAKIR	2485	24,0
TPO	BOZOVA	ŞANLIURFA	2087	24,0
TPO	BÖLÜKYAYLA	ADİYAMAN	3120	34,5
TPO	ÇAKILLI	BATMAN	1972	22,7
TPO	ÇAMURLU	MARDİN	1450	12,2
TPO	ÇAYLARBAŞI	ŞANLIURFA	1600	11,8
TPO	ÇELİKLİ	SİİRT	3200	35,2
TPO	ÇEMBERLİTAŞ	ADİYAMAN	3200	31,0
TPO	ÇIKSOR	DİYARBAKIR	3250	30,0
TPO	DEĞİRMENKÖY	İSTANBUL	1023	Kondensat
TPO	DERE	KIRKLARELİ	2200	Kondensat
TPO	DERİN BARBEŞ	DİYARBAKIR	3300	Kondensat
TPO	DEVEÇATAĞI	KIRKLARELİ	1450	37,0
TPO	DİKMETAŞ	ADİYAMAN	2580	25,9
TPO	DOĞU BEŞİKLİ	ŞANLIURFA	1860	19,4
TPO	DOĞU ÇEMBERLİTAŞ	ADİYAMAN	3160	27,6
TPO	DOĞU KARAKUŞ	ADİYAMAN	2400	28,4
TPO	DOĞU SINIRTEPE	MARDİN	1400	15,9
TPO	DOĞU SİLİVANKA	BATMAN	2474	22,0
TPO	DOĞU YATIR	DİYARBAKIR	1563	30,9
TPO	ELBEYİ	ADİYAMAN	2250	27,0
TPO	ESKİTAŞ	ADİYAMAN	2000	16,0

Şirket	Saha	İl	Ort. Derinlik (m)	API Gravite
TPO	GARZAN	BATMAN	1440	24,0
TPO	GERMİK	BATMAN	1975	18,8
TPO	GÖLGELİ	ADİYAMAN	2490	27,5
TPO	GÜNEY DİNÇER	ŞIRNAK	1626	15,5
TPO	GÜNEY KARAÇALI	TEKİRDAĞ	1840	Kondensat
TPO	GÜNEY KARAKUŞ	ADİYAMAN	2370	26,5
TPO	GÜNEY KAYAKÖY	DİYARBAKIR	2620	30,4
TPO	GÜNEY SARICAK	DİYARBAKIR	1600	31,0
TPO	GÜNEY ŞAHABAN	DİYARBAKIR	1660	33,2
TPO	GÜZELDERE	BATMAN	2645	30,9
TPO	HAMİTABAT	KIRKLARELİ	3000	Kondensat
TPO	İKİZCE	ADİYAMAN	2285	26,4
TPO	İKİZTEPE	MARDİN	1490	11,3
TPO	KAPIKAYA	SİİRT	2040	33,2
TPO	KARACAN	DİYARBAKIR	1725	25,4
TPO	KARAÇALI	TEKİRDAĞ	2200	Kondensat
TPO	KARAKUŞ	ADİYAMAN	2700	30,1
TPO	KARTALTEPE	DİYARBAKIR	2000	32,0
TPO	KATİN	DİYARBAKIR	2611	29,5
TPO	KUMRULAR	KIRKLARELİ	3150	Kondensat
TPO	KURKAN	DİYARBAKIR	1621	31,4
TPO	KUZEY AKÇELİ	ADİYAMAN	2750	28,3
TPO	KUZEY ARIKAYA	BATMAN	2900	23,1
TPO	KUZEY İKİZCE	ADİYAMAN	2620	25,3
TPO	KUZEY KARAKUŞ	ADİYAMAN	2590	29,0
TPO	KUZEY MARMARA	İSTANBUL	1200	Kondensat
TPO	KUZEY OSMANCIK	KIRKLARELİ	1150	37,6
TPO	LİLÂN	ADİYAMAN	2750	28,8
TPO	MAĞRİP	SİİRT	1740	18,5
TPO	MALATEPE	DİYARBAKIR	1685	33,9
TPO	MEHMETDERE	DİYARBAKIR	2000	32,0
TPO	OYUKTAŞ	BATMAN	2325	31,0
TPO	OZAN SUNGURLU	ADİYAMAN	2800	37,2
TPO	RAMAN	BATMAN	1360	18,0
TPO	SARICAK	DİYARBAKIR	1600	31,5
TPO	SEVİNDİK	TEKİRDAĞ	2400	Kondensat
TPO	SİLİVANKA	BATMAN	2250-2500	21.5-25.2
TPO	SİLİVANKA SİNAN	BATMAN	1300	15,7
TPO	ŞAMBAYAT	ADİYAMAN	1720	19,3
TPO	TOKARİS	ADİYAMAN	2410	24,1
TPO	VAKIFLAR	TEKİRDAĞ	1076	Kondensat
TPO	YANANKÖY	GAZİANTEP	1750	14,0
TPO	YANARSU	BATMAN	1440	14,7

Şirket	Saha	İl	Ort. Derinlik (m)	API Gravite
TPO	YENİKÖY	DİYARBAKIR	1940-2100	32.0-33.1
TPO	YULAFLI	TEKİRDAĞ	1972	Kondensat
TPO-TWY	CENDERE	ADYAMAN	2700	29,0

(TPAO/TPO: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, TPI: TPIC, NTP: Perenco, AME: Alaaddin Middle East, ARR: Arar Petrol, CPA: Çalık Petrol, GYP: Güney Yıldızı Petrol, MDT: Madison Oil, TEM, DMP, TGT, AOI: Transatlantik Grubu, PIN: Pinnacle, CBV: Corporate, SNR: Sonar Petrol, TWY: Tiway Petrol, IPK: İpek Enerji; Kondensatlar doğalgaz sahalarından üretilen kaliteli ham petrolü göstermektedir.)

4. DAHA ÖNCE YAPILAN ÇALIŞMALAR

4.1. YURTİÇİ ÇALIŞMALAR

Şu ana kadar literatürde üçüncül üretim ile ilgili yapılan çalışmalar incelendiğinde, Türkiye geneli için yayımlanmış kapsamlı bir çalışma bulunmamaktadır. Yapılan çalışmalar saha özelinde rapor edilmiştir. Bu kısımda Türkiye’de üretim sahalarında uygulanmış veya çalışması yapılmış üçüncül üretim projeleri ile ilgili literatürde yayımlanmış makaleler hakkında bilgi verilmiştir.

Warren ve diğerleri (1987) Garzan sahasıyla ilgili bilgisayar simülasyonu ile sayısal modelleme çalışmasında bulunmuşlardır. Gaz öteleme enjeksiyonu, buhar enjeksiyonu ve yerinde yakma yöntemlerinin incelendiği çalışma sonucunda ardışık gaz enjeksiyonu yönteminin saha için en uygun yöntem olduğunu önermişler ve termal yöntemlerin maliyetinden ötürü uygun olmadığını belirtmişlerdir.

Babadağlı ve diğerleri (2008) Batı Raman sahasındaki CO₂ enjeksiyonu hakkında ve olası buhar ve kimyasal enjeksiyonu hakkında çalışma yapmış ve farklı üçüncül üretim yöntemleri uygulamalarının ve mevcut CO₂ enjeksiyonu uygulamasının sahanın farklı yerinde uygulanmasının sahadaki petrol kazanımını arttıracığına dair önerilerinde bulunmuştur.

Çobanoğlu (2001) Batı Kozluca sahasının üçüncül üretim yöntemleriyle üretim artış potansiyelini incelemiştir. Önceki uygulanan CO₂ enjeksiyonu yönteminin devamında su enjeksiyonuyla desteklenmesinin sahadaki üretim faktörünü arttıracığını hesaplamıştır. Çalışmasında ardışık su gaz enjeksiyonu yönteminin Batı Kozluca sahası için uygulanmasını önermiştir.

Bardon ve diğerleri (1986) Çamurlu sahasıyla ilgili CO₂ enjeksiyonu pilot uygulamasının sonuçlarını tartışmışlardır. Çalışmada testlerin devam edilmesini ve sahanın diğer taraflarında da yapılmasını önermişlerdir.

Göndiken (1987) Çamurlu sahasında CO₂ enjeksiyonu pilot uygulamasıyla ilgili sonuçları değerlendirmiştir. Uygulamanın ileride daha kapsamlı projelerin hazırlığı için iyi bir başlangıç olduğunu belirtmiştir.

Nakamura ve diğerleri (1995) İkiztepe sahasında TPAO ve JNOC ile birlikte yapılan buhar enjeksiyonu uygulamasıyla ilgili sonuçları paylaşmışlardır. Uygulamanın pilot proje olarak önemli olduğu fakat yaşanan teknik sıkıntıların ve projenin ekonomik boyutunun uygulamayı ertelediğini belirtmişlerdir.

Ishi ve diğerleri (1997) ise İkiztepe sahasında yine TPAO ve JNOC tarafından ortaklaşa uygulanan CO₂ öteleme enjeksiyonunun sonuçlarıyla ilgili değerlendirmede bulunmuşlardır. Yazarlar uygulamanın teknik olarak iyi sonuçları olduğu ve daha çok araştırma yapılması gerektiğini belirtmiştir.

İşsever ve diğerleri (1993) Batı Raman sahasının CO₂ enjeksiyonuyla ilgili uygulamanın başlangıç etkilerini tartışmışlardır. Çalışmanın iyi sonuçlar vadettiğini ve devamlılık göstereceğini belirtmişlerdir.

Şahin ve diğerleri (2008), Şahin ve diğerleri (2012), Şahin ve diğerleri (2014) farklı yıllardaki yayınlarında Batı Raman sahasındaki CO₂ öteleme enjeksiyonu ve buhar enjeksiyonu uygulamasıyla ilgili sonuçları sunmuşlardır. Sahadaki düşük akifer desteği ve çok düşük gaz oranından dolayı birincil üretimle petrolün kurtarımının az olduğunu belirtmişlerdir. Yapılan çalışmada CO₂ öteleme operasyonun devamlılık gösterdiğini öte yandan buhar uygulamasının teknik ve ekonomik sebeplerden ötürü işleyişinde kesintiler yaşadığını belirtmişlerdir.

4.2. YURTDIŞI ÇALIŞMALAR

Dünyada uygulanan üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili literatürde çok sayıda ve farklı alanlarda yayınlar bulunmaktadır. Başlıca olanları hakkında aşağıda kısaca değinilecektir.

Manrique ve diğeri (2010) dünyadaki üretim artırma teknikleriyle ilgili projeleri ve uygulamaları incelemiŐlerdir. Üçüncül üretim yöntemlerinin ileride dünyanın enerji ihtiyacını karşılama noktasında çok önemli rol oynayacağını belirtmişlerdir, bu nedenle petrol sektöründe daha da popüler bir konu olacağını vurgulamışlardır.

Ela ve diğeri (2014) dünyadaki üçüncül üretim yöntemlerinin uygulama kriterleri hakkında kapsamlı bir incelemede bulunmuşlardır. Dünyada uygulanan projelerle ilgili genel bir değerlendirme yapıp, üçüncül üretim projelerinin zaman alan ve çok aşamalı projeler olduğunu belirtmişlerdir.

Koottungal (2014) dünyadaki üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili tüm yapılan uygulamaların listesini ve projelerin detaylarını çalışmasında sunmuŐtur. Petrol sektöründe konuyla ilgili faydalı bir derleme çalışma olmuştur.

Kokal ve Al-Kaabi (2010) diğeri araŐtırmacılar gibi dünyadaki üçüncül üretim projeleri ile ilgili genel değerlendirmede bulunmuş ve enerji güvenliği açısından konunun önemine değinmişlerdir.

Renard ve diğeri (2011) çalışmalarında dünyadaki proje uygulamalarını ve yöntemlerin uygulaması için gerekli kriterleri açıklamışlardır. Üçüncül üretim yöntemlerinin yavaş gelişen bir sektör olduğunu vurgulamışlardır.

Misra (2010) dünyadaki proje uygulamalarını ve yöntemlerin uygulamaları hakkında bilgi vermiştir. Üçüncül üretim konusunun araştırma-geliştirme açısından gelişmeye çok açık bir konu olduğunu belirtmiştir.

Thomas (2008) dünyadaki üretim arttırma teknikleriyle ilgili projeleri ve uygulamaları incelemiştir. Ekonomik açıdan projelerin genelde zorlayıcı olduğunu vurgulamıştır.

Sheng (2013) kitap şeklindeki çalışmasında dünyadaki üçüncül üretim yöntemlerinin uygulama kriterleri hakkında kapsamlı bir incelemede bulunmuştur. Üretim arttırma yöntemlerinin petrol sektörü için öneminden bahsetmiştir.

5. TÜRKİYE'DE ÜÇÜNCÜL ÜRETİM UYGULAMALARI

Türkiye'nin günlük ham petrol üretimi ortalama 49,000 varil/gün seviyesindedir. Petrol sahalarından yapılan üretimin düşük olmasının nedenlerinden biri petrol üretim arttırma yöntemlerinin yeterince kullanılmamasındandır. Türkiye'de 132 adet petrol sahasından üretim yapılırken, bunlardan sadece birisinde üçüncül üretim yöntemi kullanılırken, diğer bazı sahalarda ise ikincil üretim yöntemi olan su enjeksiyonu yapılmaktadır. Petrol sahalarından üretimi arttırmak üzere yeni teknolojilerin ve üretimi arttırma yöntemlerinin kullanılması gerekmektedir. Yeraltında bulunan petrolün üretilebilirlik oranı dünya ortalaması %25-35 arası iken Türkiye'de %15-20 olmasının en önemli nedenlerinden birisi; petrol sahalarının karmaşık yapısı ve içerdiği ağır petrolün olmasının yanı sıra yukarıda değinildiği gibi üretim arttırma yöntem ve teknolojilerinin kullanılmamasındandır (Satman, 2013). Türkiye'de bugüne kadar üretimi arttırmak için çeşitli yöntemler uygulanmıştır. Kimisi ekonomik olmadığı için pilot uygulamada kalmıştır. Toplamda 4 sahada 6 üretimi arttırma uygulaması gerçekleştirilmiştir. Öteleme şeklindeki CO₂ enjeksiyonu TPAO tarafından dört sahada pilot ölçekli ve saha ölçekli olarak bugüne kadar denenmiştir (Şahin ve diğerleri, 2010). Batı Kozluca, Batı Raman, Çamurlu ve İkiztepe petrol sahalarında öteleme CO₂ enjeksiyonu çeşitli dönemlerde denenmiş fakat bir süre sonra ekonomik ve teknik sebeplerden Batı Raman dışındaki uygulamalardan vazgeçilmiştir. Buhar enjeksiyonu uygulaması ise Batı Raman ve İkiztepe sahalarında denenmiş ama uygulamalar araştırma projesinin ötesine geçememiştir. Hâlihazırda uygulanan tek üçüncül üretim yöntemi Batı Raman petrol sahasında uygulanan CO₂ öteleme enjeksiyonudur. Kuyu bazında bazı sahalarda (Raman, Batı Raman, Güney Raman, Beykan, Kurkan, Sarıcak, Güney Sarıcak, Güney Dinçer, Batı Kayaköy, Güneydoğu Şahaban, Şahaban vb.) TPAO ve özel şirketler tarafından jel enjeksiyonu uygulaması da zaman zaman yapılmakta ise de uygulamalar kuyu ölçeğinde üretimi arttırma amaçlı olduğu için üçüncül üretim yönteminden ziyade kuyu tamamlama operasyonları olarak kabul edilmektedir.

5.1. ÜÇÜNCÜL ÜRETİM UYGULANMIŞ SAHALAR

5.1.1. Çamurlu Sahası

Çamurlu sahası Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesinde, Nusaybin ilçesinin doğusunda yer almaktadır. Saha batıdan geçen bir fayla İkiztepe sahasından ayrılmaktadır. Sahada ilk olarak 1975 yılında doğalgaz bulunmuş, 1976 yılında düşük graviteli petrol keşfi olmuştur. Çamurlu CO₂ gazı rezervi de 1976 yılında keşfedilmiştir. 1984 yılında CO₂ enjeksiyon uygulaması yaklaşık 3 yıl süreyle tek kuyu bazında denenmiş ama istenen netice alınamamıştır. İstenilen CO₂ kaynağı sahanın hemen altında bulunan Muş formasyonundan sağlanmıştır. Yetersiz yüzey ekipmanlarından ve sahanın heterojen yapısından dolayı istenilen miktar gazın enjeksiyon yapılamamasından ötürü projeden bir süre sonra vazgeçilmiştir. Ekonomik olmasa da teknik açıdan TPAO açısından önemli bir proje olmuştur (DEK-TMK, 2007). Sahada gerçekleştirilen CO₂ enjeksiyonu ile ilgili ve Çamurlu-11 ve Çamurlu-22 kuyularında operasyonla ilgili detaylar aşağıda verilmiştir (Bardon ve diğerleri, 1986; Gündiken, 1987) :

- Uygulama öncesi laboratuvar çalışmaları TPAO ve IFP (Fransız Petrol Enstitüsü) kuruluşlarının merkezlerinde yapılmıştır.
- Çamurlu-11 ve Çamurlu-22 kuyularıyla hem enjeksiyon hem de üretim yapılmıştır.
- Sahadaki enjeksiyon için düşünülen CO₂ gazı, aynı sahanın daha derin noktasında bulunan 2200 metre derinlikteki kireçtaşı yapısı olan Muş formasyonundan sağlanmıştır.

Çamurlu-22 Kuyusu:

25.11.1984 – 17.12.1984, Enjeksiyon Dönemi

- CO₂ enjeksiyonuna başlanmış, enjeksiyon sırasında kış aylarındaki soğuk havadan kaynaklı yüzeydeki boru hattında oluşan hidrattan ötürü operasyon durdurulmuştur. Operasyon durana kadar 2.62 MMSCF gaz enjekte edilebilmiştir.

26.12.1984 – 28.03.1985, Üretim Dönemi

- Enjeksiyon sonrası kuyu kapatılıp 10 günlük bekleme dönemi sonrası üretime alınmıştır. 4 günlük doğal akış sonrası üretim pompa yardımıyla yapılmıştır. Asitleme desteği de kuyuda gerçekleştirilmiştir. Toplamda 2091 varil ham petrol üretimi gerçekleşmiştir.

05.04.1985 – 06.06.1985, Enjeksiyon Dönemi

- Yaklaşık 2 ay süren operasyon sonucunda 10 MMSCF gaz rezervuara enjekte edilmiştir. Enjeksiyon kesintili şekilde gerçekleşmiştir.

10.06.1985 – 30.10.1985, Üretim Dönemi

- Enjeksiyon sonrası kuyu kapatılıp 12 günlük bekleme dönemi sonrası üretime alınmıştır. Toplamda 4382 varil ham petrol 165 gün içerisinde (ort. 27 varil/gün) üretilmiştir.

08.12.1985 – 14.12.1985, Enjeksiyon Dönemi

- 3. Enjeksiyon kısmı 6 gün sürmüş toplamda 6.5 MMSCF gaz enjeksiyonu yapılmıştır. Daha önceki enjeksiyon dönemindeki enjeksiyon hızına göre 6-7 katlık bir enjeksiyon hızı ile gerçekleşmiştir.

24.12.1985 – 15.01.1986, Üretim Dönemi

- Enjeksiyon sonrası kuyu kapatılıp 10 günlük bekleme dönemi sonrası üretime alınmıştır. İlk 5 günde 616 varil ham petrol üretimi, sonraki 14 günde 638 varil ham petrol üretimi gerçekleşmiştir.

Çamurlu-11 Kuyusu:

17.12.1984 – 28.02.1985, Enjeksiyon Dönemi

- 74 gün boyunca yapılan enjeksiyon süresince dalgalı üretim hızları (ilk başlardaki 586,000 SCF/gün'den, 133,800 SCF/gün'e düşmüştür sonlara doğru) 10.85 MMSCF gaz enjekte edilmiştir.

11.03.1985 – 09.06.1985, Üretim Dönemi

- Enjeksiyon sonrası kuyu kapatılıp 10 günlük bekleme dönemi sonrası üretime alınmıştır. 6 günlük doğal akış sonrası üretim pompa yardımıyla yapılmıştır. Üretim dönemi boyunca toplamda 2104 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir.

03.07.1985 – 29.10.1985, Enjeksiyon Dönemi

- 119 günlük enjeksiyon dönemi boyunca toplamda 10.4 MMSCF gaz enjekte edilmiştir. 48. ve 67. günlerde seperatörde yaşanan teknik sorunlardan dolayı enjeksiyon durmuşsa da yaklaşık 100,000 SCF/gün enjeksiyon debisi yakalanmıştır.

12.10.1985 – 31.12.1985, Üretim Dönemi

- 10 günlük doğal akış süresi boyunca 448 varil ham petrol üretilmiştir, sonrasında üretim pompa yardımıyla yapılmıştır. Üretim dönemi boyunca toplamda 1485 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir.

Çamurlu sahasında tek kuyudan enjeksiyon-üretim döngüsü şeklindeki üçüncül üretim yöntemi uygulamasından alınan sonuçlar çoklu kuyu uygulamasına geçiş hakkında istenilen beklentileri karşılamamıştır. Hem teknik hem de ekonomik olarak sonuçlar iç açıcı olmasa da TPAO'nun üretim artırma yöntemleriyle ilgili bilgi ve deneyim kazanmasını sağlamış, diğer projeler için faydalı olmuştur. İstenilen CO₂ enjeksiyon hızına ulaşamaması ve boru hatlarında hidrat oluşumu operasyonu olumsuz yönde etkilemiştir.

5.1.2. İkiztepe Sahası

İkiztepe sahası Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesinde, Mardin ilinde yer almaktadır. Sahada ilk defa 1976 yılında keşif yapılmıştır. Sahada TPAO ve Japon milli petrol şirketi (JNOC) işbirliğinde 1987 yılında CO₂ öteleme ilgili çalışmalar başlamış ve birkaç sene sonra uygulamaya geçilmiştir. Sahada CO₂ operasyonu ile ilgili detaylar aşağıda verilmiştir:

- Operasyon ilk olarak 1993 yılının Mayıs ayında gerçekleştirilmiştir.
- Gerekli CO₂ miktarı komşu saha olan Çamurlu sahasından tedarik edilmiştir.

Tek Kuyu CO₂ Enjeksiyonu Uygulaması (Mayıs-Ekim, 1993)

- Tek kuyu uygulaması ile başlayan operasyonlar üç kez enjeksiyon-üretim döngüsü şeklinde bir uygulama ile 6 ay boyunca gerçekleştirilmiş ve 6.86 MMSCF CO₂ gazı enjekte edilmiş ve 921 varil ham petrol üretimi olmuştur.

Çoklu Kuyu CO₂ Enjeksiyonu Uygulaması (Ekim, 1993- Mart, 1995)

- Daha sonra çoklu kuyu uygulamasına geçilmiş, 1993 Ekim ayından sonra 339.42 MMSCF gaz enjekte edilmiş ve 17,284 varil ham petrol üretilmiştir.
- Operasyonel ve bakımda (pompa, ekipman arızaları vb.) yaşanan sorunlardan, 1995 yılının Mart ayında proje durdurulmuştur. Fakat bir süre sonra ekonomik olmadığından ötürü projeden vazgeçilmiştir.

İkiztepe sahasında aynı zamanda buhar enjeksiyonu uygulaması da yapılmıştır. Uygulama aynı sahadaki CO₂ öteleme projesinde olduğu gibi TPAO ve Japon milli petrol şirketi (JNOC) işbirliğinde gerçekleştirilmiştir (Ishi ve diğerleri, 1997). Konuyla ilgili iki kurum arasındaki çalışma 1988 yılında başlamış ve birkaç sene sonra uygulamaya geçilmiştir. Sahada buhar operasyonla ilgili detaylar aşağıda verilmiştir:

- Nisan-1993 ile Mart-1995 arasında uygulaması yapılmıştır.
- Operasyonda buhar oluşturmak için gerekli olan su Şelmo sahasındaki kumtaşı formasyonundan 100 metre ve 200 metre derinliğindeki iki kuyudan tedarik edilmiştir.
- Yakındaki Çamurlu sahasından da üretilen gaz suyun buhar hale getirilmesi için yakılmak için kullanılmıştır. Buhar oluşturma ünitesi enjeksiyon kuyusuna 700 metre uzaklıkta kurulmuştur. Uygulama merkezde bir buhar enjeksiyon kuyusu ve etrafında 4 üretim kuyusu şeklinde gerçekleştirilmiştir.

Tek Kuyu Buhar Enjeksiyonu Uygulaması (07.04.1993-12.09.1993)

- Tek kuyu uygulaması ile başlayan operasyonlar üç kez enjeksiyon - üretim şeklinde bir uygulama ile 6 ay boyunca gerçekleştirilmiş toplamda 1260 varil su karşılığı buhar enjekte edilmiş ve 4315 varil ham petrol üretimi olmuştur.

Çoklu Kuyu Buhar Enjeksiyonu Uygulaması (19.10.1993-16.02.1995)

- Daha sonra 1993 Ekim ayından sonra çoklu kuyu uygulamasına geçilmiş, istenilen enjeksiyon hızı sağlanamayınca enjeksiyon basıncında artırıma gidilmiştir (2500 psi basınçtan 3000 psi basınca geçilmiş ve enjeksiyon hızı 210 varil su/gün miktarından 600 varil su/gün değerine ulaşmıştır).
- 1994'ün Mart ile Haziran ayları arası buhar jeneratörünün bakım ve tamirinden ötürü operasyon durdurulmuş, 1994'ün Temmuz ayından 1995'in Şubat ayına kadar jeneratörle ilgili çeşitli sorunlara ve bazı operasyonel durumlara rağmen operasyon devam etmiştir.
- Çoklu kuyu uygulaması sırasında toplamda 81,394 varil su karşılığı buhar enjekte edilmiş ve 26,180 varil ham petrol üretimi olmuştur.
- Çatlaklı karbonat yapısından ısının sisteme istenilen şekilde dağılmaması ve hem derinlikten dolayı oluşan ısı kayıpları, hem de yüzey ekipmanları ve

kuyu tijlerindeki ısı kayıpları operasyonu verimsiz ve uygulaması zor hale getirdiğinden proje durdurulmuştur.

İkiztepe sahası Brea sahasından sonra literatürde bildirilen buhar enjeksiyonu uygulanmış en derin formasyonlardan biridir. 6 ay gerçekleştirilen enjeksiyon sonucunda üretim günlük 10-20 varilden 40-50 varil civarlarına çıkmıştır (Babadağlı ve diğerleri, 2008).

5.1.3. Batı Kozluca Sahası

Batı Kozluca sahası Güneydoğu Anadolu Bölgesi Nusaybin ilçesinde ve Suriye sınırında yer almaktadır. Batı Kozluca sahası 1984 yılında Batı Kozluca - 1 kuyusu ile keşfedilmiş ve kuyunun 1985 yılında üretime alınması ile sahada petrol üretimine başlanmıştır. Sahanın 9 km batısında yer alan Çamurlu sahasında CO₂ rezervi bulunması nedeniyle, Batı Kozluca sahasında CO₂ öteleme operasyonunun gerçekleştirilmesinin uygun olacağı TPAO tarafından değerlendirilmiştir. Sahada CO₂ operasyonu ile ilgili detaylar aşağıda verilmiştir:

- CO₂ kaynağı 9 km uzaklıktaki Çamurlu sahasından sağlanmıştır.
- 2003 yılında başlanan projede 2007 yılına kadar süren enjeksiyondan sonra sahanın üretim faktörü birincil üretimdeki yaklaşık %3'ten %4'ün üzerine çıkmıştır.
- 2007 yılından sonra ardışık su – CO₂ enjeksiyonuyla 2012 yılına kadar operasyona devam edilmiştir. Fakat sahada enjeksiyonu yapılan karbondioksitin geri kazanımı için ünite yapılmadığından üretilen petrolle birlikte gelen karbondioksit havaya verildiğinden, Çamurlu sahasında bulunan karbondioksit gazını tüketme kaygısından ve de enjeksiyonu yapılan CO₂'nin üretim kuyusuna beklenenden erken gelişinden ötürü gaz enjeksiyonu durdurulmuş ve normal üretime dönmüştür. Operasyona sadece su enjeksiyonuyla devam edilmiştir. Üretim 500 varil/gün

değerlerinden üçüncül üretim uygulaması sonrası 1000 varil/gün değerlerine ulaşsa da operasyonun durdurulmasından sonra tekrar 500 varil/gün değerlerine düşmüştür.

5.1.4. Batı Raman Sahası

Batı Raman sahası Batman ilinin yaklaşık 10 km güneydoğusunda yer almaktadır. 1961 yılında keşfedilen sahada petrol üretimi Garzan formasyonundan yapılmaktadır. Garzan formasyonu litolojik olarak kireçtaşından oluşmaktadır. Türkiye'nin rezerv bakımından en büyük ham petrol üretim sahasıdır. Yarım asrı aşkın üretimi devam eden saha Tablo 3.1 ve 3.2'de görüldüğü gibi Dünya'daki önemli sahalar listesinde yer almaktadır. Sahanın sahip olduğu ağır petrol üretimi zorlaştırmaktadır. 12° API yoğunluktaki petrole sahip sahanın rezervuar yapısı üretim faktörünü üçüncül üretim yöntemlerine rağmen düşük tutmaktadır (%10 civarı). İlk baştaki kayaç ve sıvı genleşmesinden kaynaklı rezervuardaki petrolün yaklaşık %1.7'si üretilmiştir. Sonradan düşen üretimi arttırmak için buhar enjeksiyonu, hava enjeksiyonu ve su enjeksiyonu yöntemleri denenmiş ama hiç biri rezervuarın çatlaklı yapısından ve ekonomik sebeplerden ötürü etkili olmamıştır. 1986 yılında Batı Raman sahasına 90 km uzakta bulunan Dodan sahasından CO₂ gazı boru hattıyla temin edilerek öteleme enjeksiyonu şeklinde üçüncül üretim operasyonu uygulanmış ve olumlu sonuçlar alınmıştır. 1991 yılında kurulan geri dönüşüm üniteleri sayesinde enjeksiyonu yapılan gazın belli miktarı tekrar sahaya enjekte edilebilir hale gelmiştir. Sahada günlük ortalama 30-40 milyon ft³ CO₂ enjeksiyonu yapılmaktadır. Sahada bugüne kadar 350 milyar ft³'den fazla CO₂ enjekte edilmiş, bu sayede 82 milyon varilden fazla ilave ham petrol üretimi artışı sağlanmıştır (Şahin ve diğerleri, 2012).

Sahadaki düşük akifer desteği ve çok düşük gaz oranından dolayı birincil üretimle petrolün kurtarımı az olmaktadır.

- Sahadaki İlk üretim 1961 yılında gerçekleşmiştir.

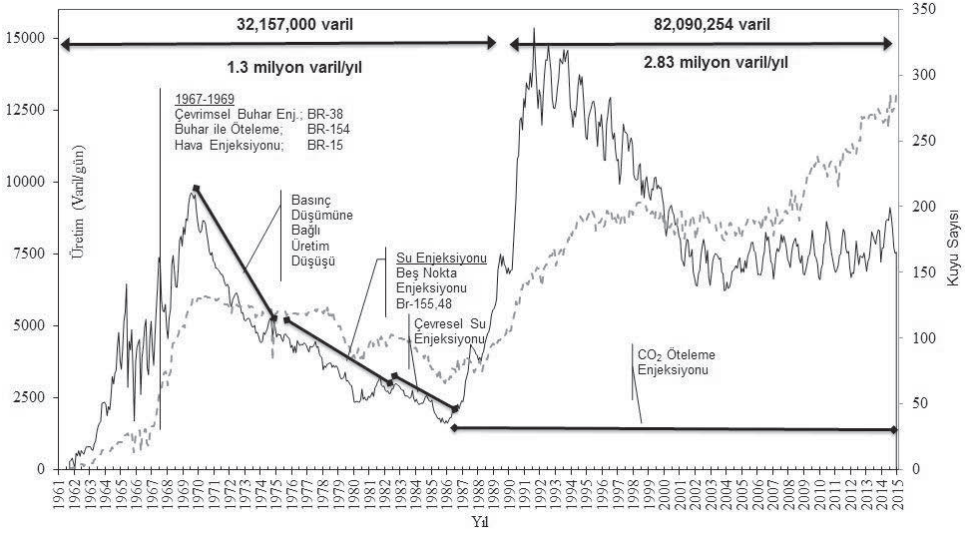
- 1965-1970 yılları arasında açılan birçok üretim kuyusuyla üretim 1969 yılında 9000 varil/gün değerini görmüştür. 1974 yılında rezervuar basıncının düşmeye başlamasıyla sahanın üretimi yarı yarıya düşmüştür.
- 1971-1979 yılları arasında beş nokta deseni (5-spot pattern) ile başlatılan su enjeksiyon denemeleri de sahanın çatlaklı oluşundan ve petrol ıslatımlı yapısından dolayı etkili olmayınca kesilmiştir.
- 1983 yılında 30 milyon varil kümülatif üretimden sonra, sahanın batı tarafındaki basınç 1800 psi'dan 400 psi'ye düşünce ve sahanın bir çok noktasında rezervuar basıncı kabarcık basıncı olan 160 psi değerine düşünce, basınç desteği için çalışmalar başlamıştır.
- Yaklaşık 80 km uzaklıktaki Dodan sahasından CO₂ temin edilerek, Batı Raman sahasındaki Garzan formasyonuna öteleme şeklinde enjeksiyonu yapılmıştır. Bu sayede üretim 1992 yılında 14,000 varil/gün ile tepe noktasını görmüştür.
- İlk buhar enjeksiyonu uygulaması 1967 yılında Batı Raman – 38 kuyusuyla sahanın merkez bölgesinde gerçekleştirilmiştir. 5 günlük operasyon sonunda muhafaza borusu yıkılması dolayısıyla enjeksiyon durdurulmuş, 16 gün sonra aynı kuyudan üretime geçilince üretim 90 varil/gün'den 155 varil/gün'e ulaşmıştır. Fakat iki hafta sonra üretim tekrar eski miktarına dönmüştür.
- Buhar uygulaması ekonomik olarak uygun görülmemiştir.
- İkinci buhar enjeksiyonu uygulaması 1969 yılında Batı Raman – 154 kuyusuyla gerçekleştirilmiştir. Batı Raman – 1, 14, 20, 41 kuyularında üretim artışı test edilmiş, 172 gün boyunca toplamda 170,000 varil su eşdeğeri buhar enjeksiyonu yapılmıştır. 114 gün sonra Batı Raman-14 kuyusunda su gelişi (breakthrough) görülmüş, o zaman kadar 30,738 varil petrol üretimi yapılmıştır. %80 olan buhar kalitesi zamanla %50'ye düşmüştür.

- Dört üretim kuyusunda farklı davranış gözlemlenmiştir; Batı Raman-1 ve Batı Raman-41 kuyuları, Batı Raman-14 ve Batı Raman-20 kuyularına göre daha iyi bir performans göstermiştir. Sahanın heterojen yapısı bu farklı davranışta etkili olmuştur.
- Toplamdaki üretim artışı 78 varil/gün olmuştur (Batı Raman-1 üretimi 65 varil/gün den 108 varil/gün olmuştur, Batı Raman-14 ve Batı Raman-20 de değişiklik gözlemlenmedi, Batı Raman-41 ise 62 varil/gün den 240 varil/gün olmuştur).
- Kuyudaki yüksek ısı kayıplarının operasyona olumsuz etkisi olmuştur. Sahanın fazla heterojenli yapısından dolayı düşük öteleme etkisi ve erken su gelişi de operasyonu verimsiz hale getirmiştir.
- Operasyonun sonunda buhar enjeksiyonu kaynaklı ilave 17,000 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir.
- Sahadaki üçüncü ve son buhar enjeksiyonu uygulaması ise 2012 yılının Eylül ayında gerçekleştirilmeye başlanmış ve 2013 yılının Aralık ayında uygulama sonlandırılmıştır. Uygulama iki enjeksiyon kuyusuyla yapılmış, operasyonun ilk 7 ayında bazı teknik sorunlardan dolayı kesintilere rağmen iki kuyuda da enjeksiyon gerçekleştirilmiştir. Yedinci aydan sonra enjeksiyon kuyularından bir tanesinde çimentonun yüksek sıcaklıktan ötürü yapı bozulmasından buhar sızma sorunları ortaya çıkmıştır. Bundan dolayı bir enjeksiyon kuyusu iptal edilmiş olup operasyona tek enjeksiyon kuyusuyla devam edilmiştir.
- Operasyon sonunda enjeksiyon kuyularının civarındaki üretim kuyularından gelen üretim verilerine göre ilave yaklaşık 60,000 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir. 55,000 varil ham petrolün buhar oluşturmak için kullanıldığı rapor edilmiştir. Enjeksiyon döneminde 400,000 varil su eşdeğeri buhar enjekte edilmiştir.
- Operasyon teknik ve ekonomik sebeplerden durdurulmuş olup, bir araştırma projesi olarak yer almıştır.

Özetle, Batı Raman sahasının birincil üretimle gelen petrol %1.7 kadar bir miktardır. Daha sonra ikincil ve üçüncül üretim yöntemleri denenmiştir. İkincil üretim için yapılan su enjeksiyonunda önemli bir üretim artışı elde edilmemiştir. CO₂ enjeksiyon uygulamasında önce tek kuyu ile başlanıp daha sonra çoklu kuyu uygulamasına geçilmiştir (Babadağlı ve diğerleri, 2008). Şuan itibariyle üretim faktörü %10 civarında bir değere ulaşmıştır. Resim 5.1’de Batı Raman Sahasının yıllar itibariyle üretim bilgileri ve diğer detaylar verilmiştir.

Batı Raman sahasında buhar enjeksiyonu uygulaması sonrası yaşanan muhafaza borusu yıkılması ve ısı kaybı sorunları operasyonu durdurmuştur. Dünyadaki diğer buhar enjeksiyonu uygulamalarıyla (sığ kumtaşı kayaçları) karşılaştırınca Batı Raman (derin karbonat kayaç) buhar enjeksiyonu verimsiz bir operasyon olarak değerlendirilmektedir. Batı Raman sahasının çok çatlaklı ve heterojen oluşu buharın istenildiği gibi enjeksiyonunu engellemiş dolayısıyla ısının dengeli bir şekilde yayılımını etkilemiş ve operasyonu verimsiz kılmıştır. Bunun yanında enjeksiyonun nispeten derin formasyona yapılması, ısı kayıp miktarlarını arttırdığı için de operasyonun verimini etkilemiştir. Isı kaybını önlemek için yalıtkan tijlerin kuyuya yerleştirilmesi gerekmektedir. Uygulama ekonomik bir proje olmaktan ziyade bir araştırma projesi olmuştur.

Batı Raman üretim sahası ile ilgili öneride bulunmak gerekirse; tektonik olarak aktif ve çok faylı bir bölgede bulunduğu için Batı Raman sahasında CO₂ enjeksiyonuna farklı noktalardan devam edilmesi ve teknik/ekonomik koşullar elverirse buhar enjeksiyonu operasyonu ile tepeden buhar uygulanıp yatay kuyular kazılarak üretimin desteklenmesi verimi arttıracaktır.



Resim 5.1. Batı Raman Sahasının Yıllar İtibariyle Üretim Tarihçesi

Türkiye’de üçüncül üretim yöntemi uygulanmış sahalarla ilgili genel bilgiler Tablo 5.1’de sunulmuştur (TPAO, 2015).

Tablo 5.1. Türkiye’de Üçüncül Üretim Yöntemi Uygulanmış Sahalar

İl	Saha	Metot	Operatör	Ø	k (md)	Alan(km ²)	Derinlik(m)	T(°C)	API	μ(cp)
Batman	Batı Raman	CO ₂ Buhar	TPAO	18	58	57	1300	65	12	600
Şırnak	Batı Kozluca	CO ₂	TPAO	25	500	4	1515	55	12.6	480
Mardin	Çamurlu	CO ₂	TPAO	20	30	8	1450	48	12	300
Mardin	İkiztepe	CO ₂ Buhar	TPAO- JNOC	19	50	4	1350	50	12	1000

(Ø: gözeneklilik, k: geçirgenlik, T: sıcaklık, API: API yoğunluğu, μ: akmaçlık, JNOC: Japon Milli Petrol Şirketi, TPAO: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı)

5.2. CO₂ SAHALARI

Türkiye’de bulunan Dodan ve Çamurlu CO₂ sahaları üçüncül üretim uygulamaları için önemli kaynaklardır. Bu sahaların Güneydoğu Anadolu Bölgesi’nde bulunması petrol sahalarına yakınlıktan dolayı CO₂ enjeksiyonu için önemli bir avantaj sağlamaktadır. Üçüncül üretim amaçlı Dodan Sahasındaki CO₂ gazı Batı Raman Üretim Sahasında kullanılmaktadır; Çamurlu Sahasındaki CO₂ gazı ise Batı Kozluca, Çamurlu ve İkiztepe Üretim sahalarında önceden üçüncül üretim amaçlı kullanılmıştır. Aşağıda Dodan ve Çamurlu CO₂ sahaları ile ilgili detaylı bilgi verilmiştir. Tablo 5-2’de Dodan ve Çamurlu sahaları ile ilgili rezervuar bilgileri sunulmuştur (TPAO, 2015).

Dodan CO₂ sahası Batman ilinin 100 km kuzeydoğusunda yer almaktadır. Türkiye’de keşfedilmiş en büyük CO₂ sahasıdır. Antiklinal bir yapıya sahip olan Dodan sahası, Kuzeybatı-Güneydoğu doğrultulu ters bir fayla güneyden sınırlandırılırken, Kuzey-Güney doğrultulu ters bir fayla da saha doğu ve batı olmak üzere iki parçaya bölünmektedir.

Dodan sahası Batı Raman sahasında uygulanan üretimi artırma projesi için önemli bir yere sahiptir. Batı Raman Sahasındaki üretimin devamlılığı Dodan sahasında üretilecek gazla doğrudan ilişkilidir.

Sahadaki ana üretim formasyonları Garzan, Karababa-c, Karababa-b ve Derdere formasyonlarıdır. Sahadaki üretim mekanizması çatlak-matriks etkileşimi ile kayaç-mayı genleşmesi ve su itimidir. Sahanın üretilebilir CO₂ gazı rezervi yaklaşık 11 milyar m³ olup bugüne kadar yaklaşık 7,7 milyar m³ CO₂ gazı üretilmiştir. Ortalama gözeneklilik %5’dir. Dodan Sahası CO₂ gazının özgül ağırlığı 1.270 olup, %90 oranında CO₂ gazı içermektedir. Üretim esnasında kondensat gelişi de olup, bugüne kadar yaklaşık 28,000 varil kondensat üretimi gerçekleşmiştir.

Çamurlu CO₂ gazı rezervi 1976 yılında keşfedilmiştir. Sahada, Telhasan ve Çamurlu formasyonları rezervuardır. Telhasan ve Çamurlu formasyonları dolomitik

kireçtaşı litolojisine sahiptir. Ortalama gözeneklilik %12'dir. Çamurlu sahası CO₂ gazının özgül ağırlığı 1.306 olup, %73 oranında saflıkta bulunmaktadır. Sahanın üretilebilir CO₂ gazı rezervi yaklaşık 1 milyar m³ olup, bugüne kadar yaklaşık 200 milyon m³ CO₂ gazı üretilmiştir. Üretim esnasında kondensat gelişi de olup, bugüne kadar yaklaşık 15,500 varil kondensat üretimi gerçekleşmiştir.

Tablo 5.2. Türkiye'deki Üretime Destek Amaçlı Kullanılan CO₂ Sahaları

İl	Saha	CO ₂ oranı (mol,%)	Ø	k (md)	Derinlik (m)	T (°C)	Spe. Gra.	μ (cp)
Mardin	Çamurlu	73.37	20	40	1450	46	1.306	0.0164
Siirt	Dodan (Garzan)	89.66	5	10	1800	68	1.270	0.0410
Siirt	Dodan (Mardin)	90.46	3	20	2050	74	1.406	0.0440

(Ø: gözeneklilik, k: geçirgenlik, T: sıcaklık, API: API yoğunluğu, μ: akmaçlık)

6. TÜRKİYE İÇİN ÖNERİLER

6.1. ÜRETİM SAHALARI VE UYGUN YÖNTEMLER

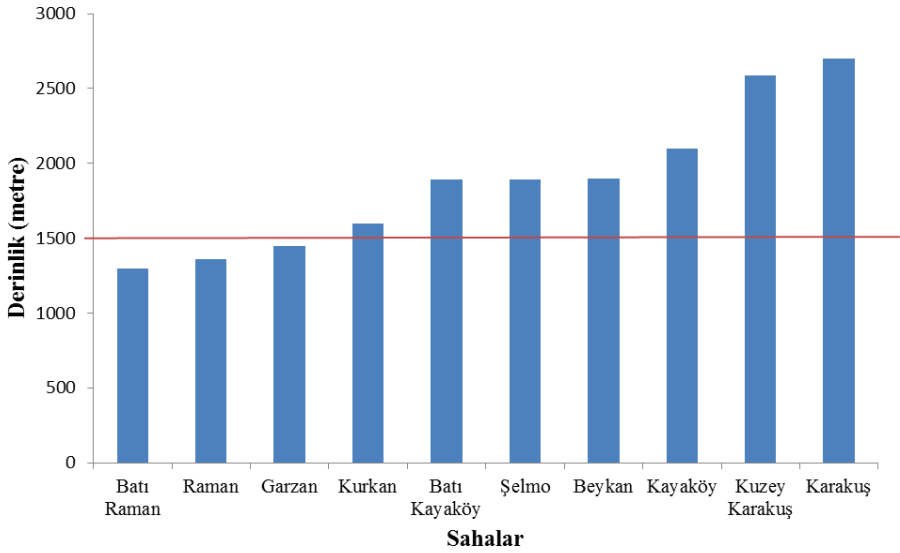
Bu bölümde Türkiye'deki üretim sahalarının rezervuar özellikleri ile mevcut üçüncül üretim yöntemlerinin uygulama kriterleri birlikte incelenip, hangi sahalarda hangi yöntemlerin uygulanabileceği tartışılacaktır. Dünyada üçüncül üretim yöntemlerinin uygulandığı sahalara bakıldığında, sahaların orta sınıf veya daha üzeri sahalarda olduğu görülmektedir. Yapılan operasyonun ekonomik olmasının en önemli unsurlarından biri sahanın sahip olduğu rezervdir. Dolayısıyla üretimi artırma yöntemleri rezervi belli bir miktarın üstündeki üretim sahalarında uygulanmaktadır. Bu çalışmada Türkiye'deki orta sınıf ve üzerindeki başlıca 10 üretim sahası incelenmiş olup, üçüncül üretim yöntemleri ile ilgili değerlendirmeler bu sahalara yönelik yapılmıştır. Sahalarla ilgili rezervuar ve diğer bilgiler Tablo 6.1'de verilmiştir. Dünyada üçüncül üretim yöntemlerinden kaynaklı üretimin %80'i kumtaşı formasyonlarından, %20'si karbonat formasyonlarından yapılmaktadır (Alvarado ve Manrique, 2010). Üçüncül üretim projelerinin kumtaşı formasyonlarda uygulanması daha verimli olduğu için karbonat tipli üretim sahalarına sahip Türkiye için bu tip projelerin uygulanması daha zor olmaktadır.

Tablo 6.1. Türkiye'deki Başlıca Üretim Sahalarının Rezervuar Bilgileri

Saha	Formasyon	Üretim Fak.	Ø	k, md	Alan, m ²	Derinlik, m	Tuzluluk (1000 ppm)	T,°C	API	µ, cp
Raman	kireçtaşı	23,9	14	50	29	1360	10-80	60	18	60
B. Raman	kireçtaşı	10,5	18	58	58	1300	50-190	65	13	600
Kurkan	kireçtaşı	23,4	15	9	13	1600	20	55	31	8,5
B. Kayaköy	kireçtaşı	28,1	17	4	3,5	1890	5	58	35	5
Beykan	kireçtaşı	20,7	12	0,5	19	1900	25	58	33	3,5
Şelmo	dolomit+kireçtaşı	18,4	7,5	100	32	1890	1-24	77	34	2,5
Karakuş	dolomit+kireçtaşı	29,5	6	100	23,3	2700	16-45	118	30	3
Garzan	kireçtaşı	23,4	11	15	5	1450	15-75	70	24	7
Kayaköy	kireçtaşı	31,2	15	2	4	2100	5-10	60	38	3
K. Karakuş	dolomit+kireçtaşı	48,1	6	100	9,4	2590	15-40	110	29,5	2,8

6.1.1. Termal Yöntemler:

Termal yöntemler buhar enjeksiyonunu, sıcak su enjeksiyonunu ve yerinde yakmayı kapsamaktadır. Termal yöntemler arasında çalışmada açıklanan sebeplerden hem ekonomik hem de teknik açıdan en değerlendirilebilir olanı buhar enjeksiyonu yöntemidir. Buhar enjeksiyonu için uygun formasyon derinliği en fazla 1500 metre kadardır. Daha derin operasyonlarda buhar istenilen yere varana kadar ısı kayıpları çok fazla olacağından işlem teknik ve ekonomik olarak başarılı olmayacaktır. Resim 6.1'de Türkiye'nin başlıca üretim sahalarının bulunduğu derinlikler verilmiştir. Bunlardan üç tanesi Batı Raman, Raman ve Garzan sahaları buhar enjeksiyonu için uygun derinliğe sahiptir. Derinlik dışında, buhar için gerekli su kaynağı da önemli bir husustur operasyonda. Batı Raman, Raman ve Garzan sahalarına yakın su kaynakları çevrede bulunmakta, aynı zamanda bu sahalar büyük rezervlere sahip olduklarından da pahalı bir yöntem olan buhar enjeksiyonunu uygulanabilir hale getirmektedir. Fakat diğer bir önemli nokta buhar enjeksiyonları için uygun formasyon tipleri kumtaşı formasyonlarıdır. Türkiye'de ki ham petrol üretim sahaları karbonat tipli olduğu için buhar enjeksiyonu için istenilen bir tercih değildir. Yüksek sıcaklıkta karbonatta buhar-su-kayaç arasındaki etkileşimden çökelmeler gerçekleşip enjeksiyon ve üretim kanallarını tıkayabilir, ve de karbonatlardaki çatlaklardan ötürü petrol verimli bir şekilde ötelenmeyebilir. Aynı zamanda karbonatların heterojen ve çatlaklı yapısı buharın etkisini de azaltıcı özelliği vardır. Türkiye'de Batı Raman ve İkiztepe sahalarındaki geçmiş tecrübelerden de dolayı buhar enjeksiyonu Türkiye için önerilen bir yöntem değildir.



Resim 6.1. Buhar Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Derinliklerinin Karşılaştırılması

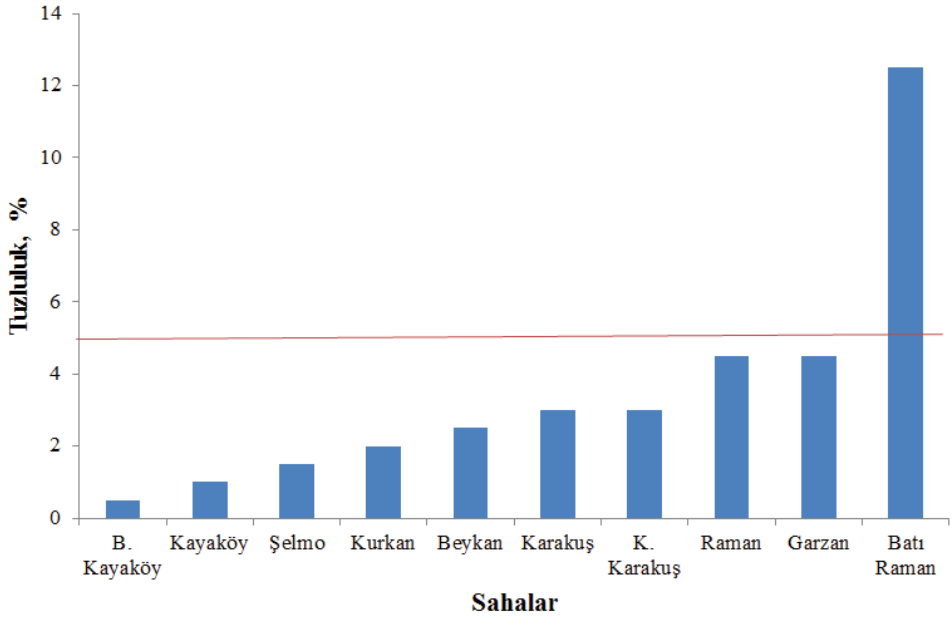
6.1.2. Kimyasal Enjeksiyon:

Kimyasal enjeksiyon; sürfaktan, polimer ve alkali enjeksiyonlarını kapsamaktadır. Dünya çapında bugüne kadar yapılan yaklaşık 90 sürfaktan enjeksiyon uygulaması incelendiğinde çok azının karbonatlarda denendiği, büyük çoğunluğunun kumtaşı formasyonlarında uygulandığı görülmüştür (Sheng, 2015). Sürfaktanlar tercihen kumtaşlarına basılır çünkü karbonatlar heterojen yapıya sahip olduğundan sürfaktanlar rezervuarda düzgün dağılamaz, aynı zamanda karbonatların sahip olduğu mineralli ve tuzlu yapı da sürfaktanın kimyasal yapısını bozabilir. Türkiye’de ki ham petrol üretim sahaları da karbonat yapılarına sahip olduğu için sürfaktan enjeksiyon yönteminin uygun bir yöntem olmadığı düşünülmektedir. Benzer durumun polimer ve alkali enjeksiyonu için de geçerli olduğu, kumtaşlarında etkili olduğu ama karbonat tipli formasyonlar için uygun olmadığı literatürde belirtilmektedir. Literatürde de karbonat formasyonlarında saha ölçeğinde yapılmış önemli bir çalışma bulunmamaktadır (Kiani ve diğerleri, 2011). Karbonat formasyonlarında kimyasal enjeksiyonuyla ilgili çalışmalar daha fazla araştırma

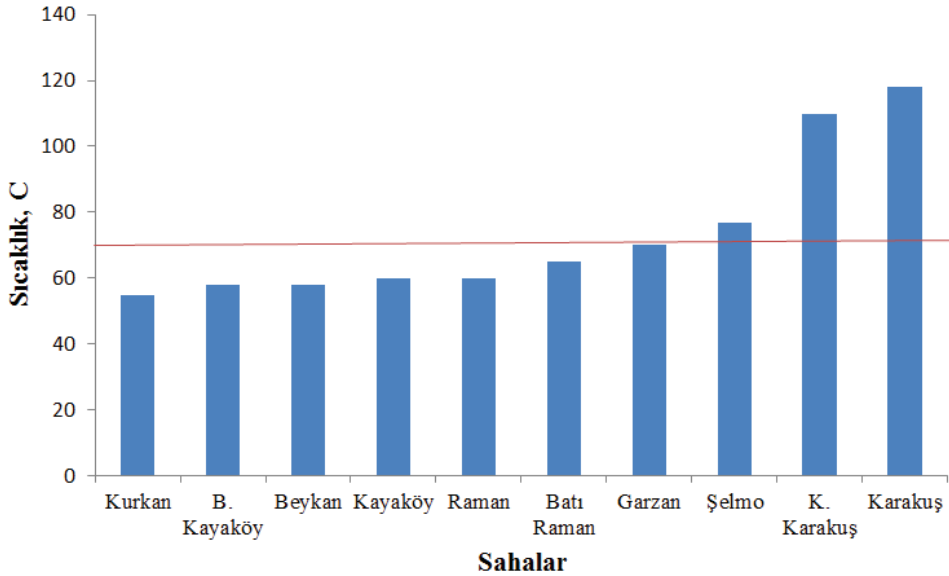
gerektirmektedir. Dolayısıyla Türkiye’de ki üretim sahaları için kimyasal enjeksiyonun uygun bir yöntem olmadığı düşünülmektedir.

6.1.3. Mikroorganizma Enjeksiyonu:

Mikroorganizma enjeksiyonu için uygun tuzluluk oranı en fazla kütlece %5 kadardır. Çünkü çok tuzlu ortamda mikroorganizmalar yaşamayacağı için operasyon etkisiz olmaktadır. Resim 6.2’de Türkiye’nin başlıca üretim sahalarının sahip olduğu tuzluluk oranları verilmiştir. Bunlardan sadece Batı Raman mikroorganizma enjeksiyonu için tuzluluk açısından uygun değildir. Mikroorganizmalar sadece tuzluluktan değil aynı zamanda yüksek sıcaklıklardan da etkilenirler. Genel olarak 70 °C ve üstü sıcaklıklar üretim arttırma operasyonlarında kullanılan mikroorganizmaların biyolojik faaliyetleri için uygun değildir. Resim 6.3’de Türkiye’nin başlıca üretim sahalarının sahip olduğu rezervuar sıcaklıkları verilmiştir. Şelmo, Karakuş ve Kuzey Karakuş sahalarının sıcaklıkları 70 °C ve üstüne sahip olduğu için mikroorganizma enjeksiyonu için uygun özellikli sahalar değildir. Kurkan, Beykan, Garzan, Kayaköy, Batı Kayaköy ve Raman sahaları mikroorganizma enjeksiyonu için sıcaklık ve tuzluluk parametreleri açısından uygun sahalar olarak gözükmekteyse de, yöntem henüz tüm yönleriyle ispatlanmış ve oturmuş bir yöntem değildir. Yöntemle ilgili yapılan çalışmaların çoğu laboratuvar sonuçlarına dayanmaktadır. Bazı çalışmalarda gözenek tıkanması gibi olumsuz sonuçlar alınmıştır ya da ilave petrol üretimine dair herhangi bir olumlu sonuç alınmamıştır. Yöntemin çalışma mekanizmalarını ve uygulama kriterlerini belirlemek için daha çok çalışma gerekmektedir. O yüzden mikroorganizma enjeksiyonuyla ilgili yukarıda uygun görülen sahalar arasında seçilecek bir pilot sahada araştırma projesi kapsamında çalışmalar yapılmasının önemli olacağı değerlendirilmektedir. Mikroorganizmaların dağılımı geçirgenliği fazla olan rezervuarlarda daha kolay olacağı için Raman Sahası pilot uygulama için uygun gözükmektedir.



Resim 6.2. Mikroorganizma Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Tuzluluğunun Karşılaştırılması



Resim 6.3. Mikroorganizma Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının Sıcaklıklarının Karşılaştırılması

6.1.4. Tatlı Su (Akıllı Su) Enjeksiyonu:

Tatlı Su enjeksiyonu düşük tuzluluğa/mineralliliğe sahip suyun yer altına basılıp kayaçtaki ıslatımlılık mekanizmasını değiştirerek daha fazla petrol üretimini hedefler. Yeraltında bulunan formasyon suyu çok tuzlu olduğu için enjekte edilecek tatlı su kayaçlar tarafından çekilerek petrole yer değiştirmek suretiyle ilave petrol üretimi sağlayacaktır. Tuzluluğu fazla olan büyük miktardaki suyun tuzluluğunu düşürmek çok maliyetli olduğu için düşük tuzluluğa sahip büyük miktarlarda su kaynağı gerekmektedir. Bu su kaynağı da deniz ve okyanuslarda olduğundan yakında bulunan sahalar için proje ekonomik olmaktadır.

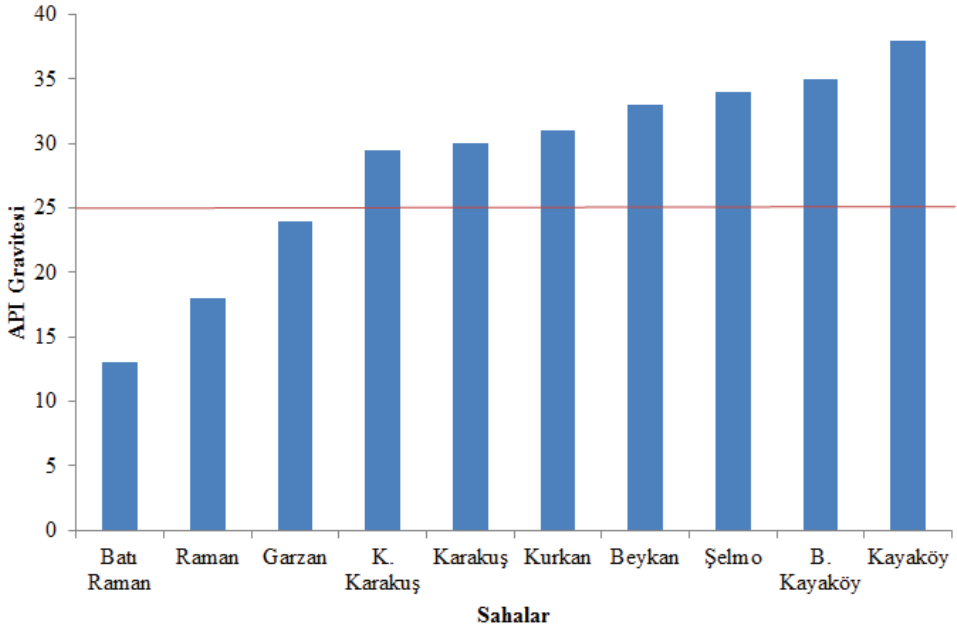
Tatlı su enjeksiyonu ile ilgili bugüne kadar yapılan araştırmaların büyük çoğunluğu kumtaşları formasyonlarına yönelik yapılmıştır. Yüksek kil oranına sahip kumtaşında ıslatımlılık mekanizmasının değişmesi tatlı su ile sağlanmaktadır. Karbonatlara yönelik yapılan çalışmalarda ciddi bir petrol kazanımı görülmemiştir fakat Suudi Arabistan'daki karbonat sahalarda yapılan çalışmalarda petrol kazanımları belirtilmiştir. Karbonatlardaki kimi bazı çalışmalarda %2-5 arası ilave petrol kazanımı rapor edilmiştir (Zahid ve diğerleri, 2012). Literatürde, yüksek sıcaklığa sahip karbonat rezervuarlarda petrol kazanımının görüldüğü belirtilmiştir.

Dolayısıyla karbonat formasyonlardaki tatlı su enjeksiyonu ile ilgili detaylı çalışmalar gerekmektedir. Bu yöntem ile ilgili daha yeterli çalışma ve bilgi bulunmamaktadır. Bu yöntemin Türkiye'de pilot uygulanmasından önce yeterli laboratuvar çalışmalarının yapılması gerekmektedir. Laboratuvar araştırmasından sonra pilot uygulamaya hem yüksek rezervuar sıcaklıklarından ötürü hem de tatlı su kaynaklarına (Fırat Nehri) yakınlığından ötürü Karakuş ve Kuzey Karakuş sahalarında başlanılmasının uygun olacağı değerlendirilmektedir.

6.1.5. Gaz Enjeksiyonu:

Gaz enjeksiyonları CO₂, CH₄ ve N₂ kullanılarak gerçekleştirilebilir. Gaz enjeksiyonları için çeşitli kriter vardır. CH₄ enjeksiyonu için yeterli gaz kaynağı gerekli olduğu için bu seçenek Türkiye için düşünülmemektedir. N₂ enjeksiyonu için

de üretim sahasının yeterli kritik basıncın sağlanması için derinde olması (3 km veya daha derin) ve sahadaki petrolün API gravitesinin yüksek olması (35 ve üstü) gerektiği için bu seçenek de Türkiye şartlarında düşünülmemektedir. Türkiye için CO₂ enjeksiyonu gaz enjeksiyonu yöntemleri arasında en uygun olan seçenektir. CO₂ enjeksiyonu için en önemli kriter, üretim sahasına yakın bir noktada CO₂ kaynağının bulunmasıdır. Projeyi ekonomik hale getiren en büyük etmen budur. CO₂ enjeksiyonu da çözümler ve öteleme olarak iki gruba ayrılmaktadır. Öteleme şeklinde CO₂ enjeksiyonuna göre çözümler CO₂ enjeksiyonu çok daha verimli bir üçüncül üretim yöntemidir ve daha fazla petrol kazanımı sağlamaktadır. Çözümler CO₂ yönteminde de çeşitli kriterler vardır. Bunların en önemlilerinden bir tanesi ham petrolün API gravitesidir (yoğunluğu). Resim 6.4’de Türkiye’deki başlıca üretim sahalarının API gravitesi verilmiştir. 25 ve üstü değerlere sahip sahalar çözümler CO₂ enjeksiyonu için uygun sahalardır. Kuzey Karakuş, Karakuş, Kurkan, Beykan, Şelmo, Batı Kayaköy ve Kayaköy sahaları bu operasyon için ideal sahalardır.



Resim 6.4. Çözümler CO₂ Enjeksiyonu İçin Üretim Sahalarının API Gravitelerinin Karşılaştırılması

Türkiye’de ham petrol üretim sahalarına yakın CO₂ rezervleri Dodan ve Çamurlu CO₂ sahalarıdır fakat bu sahaların CO₂ rezervleri tükenmek üzeredir. Üçüncül üretim amaçlı CO₂ kullanımı için bölgede üretim sahalarına yakında bulunan termik santraller, demir çelik endüstrisi, çimento fabrikaları, rafineri, şeker fabrikaları kaynaklı salınan CO₂ gazlarının ileride çevresel kaygılardan dolayı baca çıkışında yakalanması ve bu gazın yakındaki üretim sahalarında kullanılması durumunda ekonomik ve teknik yarar sağlanabilir (Okandan ve diğerleri, 2011). Bunun için bölgedeki karbon salınımı yapan tesislerle bölgedeki üretim sahaları arasında çeşitli boru hattı bağlantılarıyla ağ kurulması gerekmektedir. Adıyaman, Mardin ve Siirt illerindeki çimento fabrikaları önemli karbon salınımı yapan kaynaklardır. Karbon salınımı yapan bu tesislerle üretim sahaları arasında toplamı yaklaşık olarak 300 km uzunlukta boru hattı kurulması gerekmekte ve bunun maliyetinin ise 150 milyon TL civarında olması beklenmektedir. Ham petrol üretim maliyeti dışında, CO₂ enjeksiyonu için işletme giderinin de 15-20 ABD Doları / varil olacağı tahmin edilmektedir (UEA, 2013). CO₂ enjeksiyonu sayesinde sağlanacak üretim artışına dair tahminler Tablo 6.2’de verilmiştir. Öteleme enjeksiyonunun %10 civarında, çözünür enjeksiyonunun da %15 civarında üretim faktörüne katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

Tablo 6.2. Türkiye’deki Başlıca Üretim Sahalarıyla İlgili Üçüncül Üretim Tahminleri

Saha	Yerinde Rezerv	Üretilen Rezerv	Üretim Faktörü	Yöntem	Hedeflenen Üre. Fak.	İlave Üretim
Raman	615,3	146,9	23,9	CE	33,9	61,7
Batı Raman	1841	192,9	10,5	CE	12,0	28,0
Kurkan	287	67,3	23,4	ÇCE	38,4	42,9
Batı Kayaköy	225,6	63,4	28,1	ÇCE	43,1	33,8
Beykan	432,8	89,8	20,7	ÇCE	35,7	64,7
Şelmo	539	99,3	18,4	ÇCE	33,4	80,7
Karakuş	209,1	61,6	29,5	ÇCE	44,5	31,4
Garzan	199,1	46,5	23,4	CE	33,4	20,0
Kayaköy	99,9	31,20	31,2	ÇCE	46,2	15,0
Kuzey Karakuş	87,8	42,2	48,1	ÇCE	55,0	6,1
Toplam	4536,6	841,1	-	-	-	384,4

(Rezervler ve üretim miktarları “milyon varil” cinsinden belirtilmiştir. CE: Öteleme CO₂ Enjeksiyonu, ÇCE: Çözünür CO₂ Enjeksiyonu)

Tablo 6.3. CO₂ Enjeksiyonu Projeleri için Önerilen Boru Hatları

Boru Hattı Güzergâhı	Uzunluk (km)
Adıyaman-Karakuş	50
Siirt-Garzan,Raman	50
Siirt-Batman	75
Mardin-Diyarbakır	125

CO₂ enjeksiyon uygulamalarındanki en önemli maliyet unsurları CO₂ temini, CO₂ taşınması ve geri dönüşüm tesisleridir. Tablo 6.4’de CO₂ enjeksiyonu projesindeki maliyet unsurları ile maliyet oranları arasındaki ilişki verilmiştir. En maliyetli kısım gazın temini olmaktadır. Ondan sonra CO₂ taşınması ve geri dönüşüm tesisi sırasıyla gelmektedir.

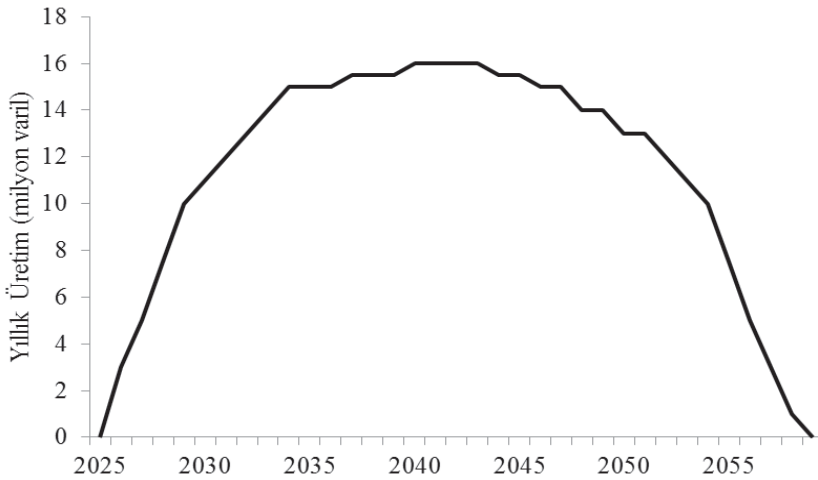
Tablo 6.4. CO₂ Enjeksiyon Maliyet Unsurları

Maliyet unsuru	Maliyet
CO ₂ Temini	
CO ₂ Taşınması	↑
CO ₂ Geri Dönüşüm Tesis	

Özet olarak kimyasal ve termal enjeksiyonlar kumtaşı formasyonlarında tercih edilmektedir. Gaz enjeksiyonu yöntemlerinin kumtaşı veya karbonat sahalarda uygulaması yapılabilmektedir. Ağır petrol barındıran ve rezervuar basıncı düşük sahalarda çözünür CO₂ uygulamak için gereken kritik basınca ulaşmak zor olduğu için öteleme CO₂ enjeksiyonu Batı Raman, Raman ve Garzan sahaları için uygun bir yöntem olarak gözükmektedir. Batı Raman sahasında uygulanan öteleme CO₂ enjeksiyonunun ilave karbondioksit ile desteklenmesiyle üretim biraz daha arttırılabilir. Çözünür CO₂ uygulaması ise Kuzey Karakuş, Karakuş, Kurkan, Beykan, Şelmo, Batı Kayaköy ve Kayaköy sahalarda uygulanabilir. Bunların

dışında mikroorganizma enjeksiyonu ve tatlı su enjeksiyonu da kumtaşı ve karbonat sahalar için uygulanabilmekteyse de, bu yöntemlerin şu aşamada araştırma amaçlı seçilecek pilot sahalarda denemesinin yapılmasının ilerisi için olumlu sonuçları olacağı değerlendirilmektedir. Tablo 6.2’de Türkiye’deki başlıca üretim sahalarıyla ilgili uygulanabilecek üçüncül üretim yöntemleri ve üretilebilecek ilave petrol miktarları verilmiştir. Türkiye’de ki mevcut üretim sahalarına uygulanacak üçüncül üretim yöntemleriyle yaklaşık 385 milyon varil ilave ham petrol üretiminin yapılabileceği düşünülmektedir. Bu miktar Türkiye’de keşfedilen en büyük saha olan Batı Raman rezervinin iki katı kadardır, yani arttırılacak üretim yeni iki büyük saha keşfine eşdeğer olacaktır. Bunun gelir olarak karşılığı petrolün varil fiyatı ile değişmekteyse de, 50 ABD dolar/varil ham petrol fiyatı için 19,25 milyar ABD Doları, 100 ABD dolar/varil fiyat için 38,5 milyar ABD Doları kadar olmaktadır.

Türkiye’de üçüncül üretim yöntemleriyle üretilebilecek yaklaşık 385 milyon varil ilave ham petrol miktarının yıllar itibariyle üretim tahmini Resim 6.6’da verilmiştir. Gerekli araştırmalar ve altyapı çalışmaları bitirildikten sonra üretime en erken 2025 yılında başlanabileceği düşünülmektedir. 35 yıllık bir sürede 385 milyon varil ilave ham petrolün üretilbileceği ve 2060 yılında mevcut teknik ve ekonomik şartlar çerçevesinde üçüncül üretim uygulamalarından gelen üretimin biteceği öngörülmektedir.



Resim 6.6. Yıllar İtibariyle Üçüncül Üretim Kaynaklı Türkiye Petrol Üretim Potansiyeli

6.2. SAHA BAZINDA ÜÇÜNCÜL ÜRETİM POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Üçüncül üretim yöntemleri projenin ekonomik olması açısından rezervi nispeten büyük ham petrol sahalarına uygulanmaktadır. Bu bakımdan saha sınıflandırılmasında “küçük” saha sınıfının üstündeki sahalar Türkiye’deki çalışma için seçilmiştir. Türkiye’de bu sınıfa giren 10 tane başlıca saha bulunmaktadır. Bu bölümde sahalar ayrı ayrı ele alınıp üçüncül üretim kaynaklı üretim potansiyelleri detaylı şekilde değerlendirilmiş olup bölüm sonunda Türkiye için üretim potansiyeli değerlendirilmiştir. Her üretim sahasının 2025 ile 2060 yılları arasındaki 35 yıllık dönem için üçüncül üretim kaynaklı potansiyeli hakkında bilgiler ve her saha için önerilen üçüncül üretim yöntemi verilmiştir. Sahalarda önerilen CO₂ enjeksiyonu için gereken karbondioksit miktarı ile ilgili teknik analize yer verilmiştir. Bugüne kadar yaklaşık yaklaşık 10 milyar m³ (18 milyon ton) CO₂ enjeksiyonu karşısında 82 milyon varilden fazla ham petrol üretimi Batı Raman sahasında gerçekleştirilmiştir. 1 ton CO₂ enjeksiyonu karşılığında yaklaşık 4,5 varil ham petrol üretimi gerçekleştirilmektedir. Yaklaşık 385 milyon varil ilave ham petrol üretimi için 35 yıllık süre sonunda toplamda 85 milyon ton CO₂ enjeksiyonu, yıllık 2 ila 2,5 milyon ton CO₂ ihtiyacı olacaktır. Türkiye’deki çimento sektöründen yıllık 15 milyon ton civarında CO₂ emisyonu (Okandan ve diğerleri, 2011) gerçekleştiği ve Güneydoğu Bölgesindeki çimento fabrikalarının CO₂ kaynağı için yeterli olacağı düşünülmektedir.

6.2.1. Raman Sahası

Raman sahası Türkiye’nin ilk keşfedilmiş ham petrol sahasıdır. 1945 yılında Batman ilinde keşfedilmiştir. Türkiye’nin rezerv açısından en büyük ikinci ham petrol üretim sahasıdır. Dünyadaki saha sınıflandırılmasında “Önemli” saha sınıfında yer almaktadır. Saha TPAO tarafından işletilmektedir. Sahaya uygulanacak öteleme CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle 60 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

Bununla birlikte sahanın sahip olduğu geçirgenlik ve uygun rezervuar parametrelerinden ötürü mikroorganizma enjeksiyonu yönteminin araştırma çalışmaları için pilot bir saha olabilme özelliğine de sahiptir. Hem tuzluluk hem de saha sıcaklığı ve de mikroorganizmaların yayılımını kolaylaştıracak yüksek geçirgenlik mikroorganizma enjeksiyonu için uygun bir ortam sağlamaktadır.

6.2.2. Batı Raman

Batı Raman sahası Türkiye'nin en büyük rezervine sahip ham petrol sahasıdır. 1961 yılında keşfedilen saha Batman ilinde bulunmaktadır. Mevcut devam eden teleme CO₂ enjeksiyonuna daha fazla miktarda karbon dioksit basımıyla projeden daha fazla ham petrol üretimi mümkün olabilecektir. Sahada uygulanan teleme CO₂ enjeksiyonu yönteminin daha fazla desteklenmesiyle 28 milyon varil miktardan fazla ilave ham petrol üretimi sağlanabilecektir. Hâlihazırda kurulu ve çalışan bir sistem olduğu için projenin geliştirilme maliyetinin az olacağı düşünülmektedir. Saha TPAO tarafından işletilmektedir. Dünyadaki saha sınıflandırılmasında “nemli” saha sınıfında yer almaktadır.

6.2.3. Kurkan

Kurkan sahası 1963 yılında keşfedilmiştir. Perenco şirketi tarafından 40 yıllık işletme ruhsatı dolduktan sonra TPAO'ya geçen saha dünyadaki sınıflandırmada “Büyük” saha sınıfında yer almaktadır. Sahaya uygulanacak znr CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle yaklaşık 43 milyon varil ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

6.2.4. Batı Kayaköy

Batı Kayaköy sahası 1964 yılında keşfedilmiştir. Perenco şirketi tarafından işletilmektedir. Sahaya uygulanacak znr CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle 33 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

6.2.5. Beykan

Beykan sahası 1964 yılında keşfedilmiştir. Perenco Şirketi tarafından 40 yıllık işletme ruhsatı dolduktan sonra TPAO'ya geçen saha dünyadaki sınıflandırmada “Büyük” saha sınıfında yer almaktadır. Sahaya uygulanacak çözünür CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle 64 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

6.2.6. Şelmo

1964 yılında keşfedilen saha Türkiye'nin rezerv bakımından en büyük üçüncü ham petrol üretim sahasıdır. Saha Transatlantik Şirketi tarafından işletilmektedir. Sahaya uygulanacak çözünür CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle 80 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

6.2.7. Karakuş

1988 yılında keşfedilen saha Kuzey Karakuş sahasıyla birlikte Türkiye'de en son keşfedilen başlıca sahalar arasındadır. TPAO tarafından işletilen saha “Orta” sınıfında yer almaktadır. Sahaya uygulanacak çözünür CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle yaklaşık 31 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir.

Saha ayrıca Kuzey Karakuş sahası gibi sahip olduğu yüksek rezervuar sıcaklığı ve tatlı su kaynaklarına (Fırat Nehri) yakınlığıyla tatlı su enjeksiyonu yönteminin pilot uygulaması için aday bir sahadır.

6.2.8. Garzan

1951 yılında keşfedilen sahaya uygulanacak öteleme CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle yaklaşık 20 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir. TPAO tarafından işletilen saha “Büyük” sınıfında yer almaktadır.

6.2.9. Kayaköy

1961 yılında keşfedilen sahaya uygulanacak çözünür CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle yaklaşık 15 milyon varil ham petrol üretimi sağlanabilecektir. Saha Perenco şirketi tarafından işletilmektedir.

6.2.10. Kuzey Karakuş

1990 yılında keşfedilen saha Türkiye’de başlıca sahalar arasında keşfedilen en son sahadır. Bu tarihten beri ciddi bir saha keşfi Türkiye’de gerçekleştirilmemiştir. Sahaya uygulanacak çözünür CO₂ enjeksiyonu yöntemiyle yaklaşık 6 milyon varil miktardan fazla ham petrol üretimi sağlanabilecektir. Sahadaki mevcut yüksek üretim faktöründen ötürü üçüncül üretim yönteminin etkisinin diğer sahalara nazaran daha az olacağı tahmin edilmektedir. Saha TPAO tarafından işletilmektedir.

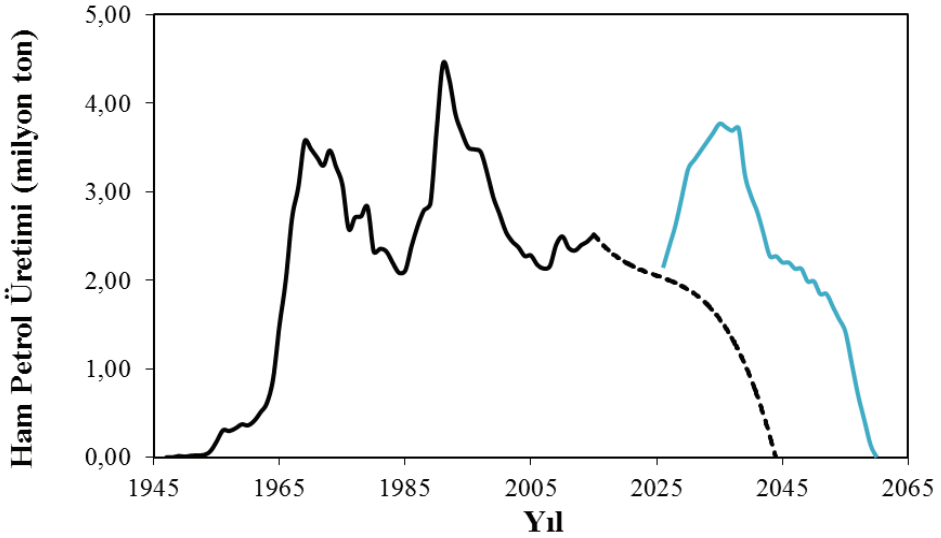
Saha ayrıca Karakuş sahası gibi sahip olduğu yüksek rezervuar sıcaklığı ve tatlı su kaynaklarına (Fırat Nehri) yakınlığıyla tatlı su enjeksiyonu yönteminin pilot uygulaması için aday bir sahadır.

6.3. TÜRKİYE ÜÇÜNCÜL ÜRETİM POTANSİYELİNE GENEL BAKIŞ

Planlanan üçüncül üretim projelerine yakın zamanda başlanması halinde en yakın 2025 yılında ilave üretime geçilmesi mümkün olabilecektir. 2025 yılı ile 2060 yılı arasındaki 35 yıllık süre içerisinde yaklaşık 385 milyon varil (54,7 milyon ton) ilave ham petrol üretiminin gerçekleştirilebileceği tahmin edilmektedir. Resim 6.7’de Türkiye’nin tarihsel ham petrol üretim bilgisi, geleceğe yönelik üretim tahmini ve 10 üretim sahasındaki üretim potansiyeline dayanarak üçüncül üretim kaynaklı üretim tahmini verilmiştir. Tablo 6.5’de üçüncül üretim kaynaklı potansiyelin yıllar itibariyle üretim potansiyeli ve günlük üretime olabilecek katkısı verilmiştir. Değişen ham petrol fiyatlarına göre projelerin amortisman süresi de değişmektedir. Ham petrol fiyatlarının yüksekliği amortisman süresini düşürmektedir. Üretim faktörünün %18,5’den %27’ye çıkartılması CO₂ enjeksiyonu ile mümkün olabilecek ve ileriki yıllarda ham petrol fiyatının 75 ABD Dolar/varil değerine ulaşması varsayılarak ilave 385 milyon varil ham petrol üretimi ile birlikte yaklaşık 29 milyar ABD Doları kadar bir gelir sağlanacağı tahmin edilmektedir. Üçüncül üretim yöntemi kaynaklı ilave ham petrol üretimi için teşvik uygulanmasının (devlet hissesi indirimi veya diğer teşvik uygulamaları gibi) kırk yıllık işletme ruhsatı sınırı karşısında özel sektör

için projeleri cazip hale getireceği düşünülmektedir. Tablo 6.6'da Türkiye'nin başlıca on sahasının üçüncül üretim yöntemleri açısından genel değerlendirmesi verilmiştir.

Çalışmada yapılan mevcut üretim tahminine göre Türkiye'nin ham petrol üretiminin yeni keşif olmaması durumunda 2040 ile 2045 yılları arasında biteceği tahmin edilmektedir. Gerçekleştirilecek üçüncül üretim projeleriyle bu sürenin 2060 yılına kadar uzatılabileceği beklenmektedir.



(Siyah Kesik Çizgi: Mevcut Üretim Tahmini, Mavi Çizgi: Üçüncül Üretim Kaynaklı Tahmin)

Resim 6.7. Türkiye'nin Tarihsel Ham Petrol Üretimi ve Gelecek Tahminleri

Tablo 6.7'de üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili bazı istatistiksel değerlendirmede bulunulmuştur. Görüleceği üzere dünyada üçüncül üretim kaynaklı üretimin %80'i özel şirketler tarafından gerçekleştirilmektedir. Bu pahalı ve zor olan bu yöntemlerin aslında piyasada gerçekliği olduğunu göstermektedir.

Tablo 6.5. Üçüncül Üretim Kaynaklı Türkiye İlave Ham Petrol Üretim Tahmini

Yıl	İlave Üretim (milyon varil)	İlave Üretim (varil/gün)
2025	0	0
2026	1,0	2740
2027	2,0	5479
2028	4,0	10959
2029	7,0	19178
2030	8,0	21918
2031	10,0	27397
2032	11,0	30137
2033	12,0	32877
2034	13,0	35616
2035	15,0	41096
2036	15,0	41096
2037	15,0	41096
2038	15,5	42466
2039	15,5	42466
2040	15,5	42466
2041	16,0	43836
2042	16,0	43836
2043	16,0	43836
2044	16,0	43836
2045	15,5	42466
2046	15,5	42466
2047	15,0	41096
2048	15,0	41096
2049	14,0	38356
2050	14,0	38356
2051	13,0	35616
2052	13,0	35616
2053	12,0	32877
2054	11,0	30137
2055	9,0	24658
2056	6,5	17808
2057	4,0	10959
2058	3,0	8219
2059	1,0	2740
2060	0	0

Tablo 6.6. Türkiye’deki Başlıca Sahaların Teknik ve Ekonomik Analizi

Başlıca 10 Sahanın Toplam Bilgisi	
Yerinde Petrol, milyon varil	4536,6
Üretilabilir Petrol, milyon varil	841,1
Üretim Faktörü, %	18,5
Önerilen Üçüncül Üretim Yöntemi	Çözünür/Öteleme CO₂ Enjeksiyonu
Önerilen Araştırma Projesi	Mikroorganizma Enjeksiyonu, Tatlı Su Enjeksiyonu
Operasyondan Sonra Üretim Faktörü, %	27,0
Proje Sonrası İlave Ham Petrol Üretimi, milyon varil	384,4
Proje Sonrası Gelir, milyar ABD Doları	28,83

Tablo 6.7. Üçüncül Üretim Yöntemlerine İstatistiksel BakışDünyada Üçüncül Üretim ile Yapılan Petrol Üretim Oranları:

Dünya Ortalaması: %2

ABD: %5

Kanada: %10

Venezuela: %15

Türkiye: %15

Dünyada Üçüncül Üretim Yapıldığı Formasyon Tiplerinin Oranları:

Karbonat: %20

Kumtaşı: %80

Dünyada Üçüncül Üretim Yapan Şirketlerin Türlerine Göre Oranları:

Devlet Şirketleri: %20

Özel Şirketler: %80

SONUÇ

Üretim sahalarındaki üretimi arttırmak için uygulanan üçüncül üretim yöntemleri masraflı operasyonlardır. Dünyadaki uygulamaları da petrol fiyatlarıyla paralellik göstermektedir. Üçüncül üretim yöntemlerinin uygulanabilmesi için petrol fiyatının çok düşük olmaması, belli bir sınır üzerinde olması gerekir. Operasyonların kendisini amorti etmesi için de birkaç yıllık zaman gerekir. 2015 yılında ortalama 50 ABD doları/varil olarak işlem gören ham petrol fiyatları, 2016 yılında daha da düşme eğilimi göstermektedir. Üçüncül üretim operasyonlarının fizibilitesini zorlayan düşük ham petrol fiyatları kısa vadede dünya çapında yeni projelerin başlamasını şüphesiz etkileyecektir. Her ne kadar bazı yöntemlerin pahalılığı dezavantaj oluştursa da, keşfedilmiş ve üretimi devam eden bir petrol sahasında uygulama yapıldığı için arama maliyetlerinin olmaması ve hazır altyapı kurulu olması nedeniyle (boru hatları ve tesisler), üretilen petrolün piyasaya hızlı bir şekilde sürülebilmesi önemli bir avantaj oluşturmaktadır. Maliyet unsuru dışında yoğun teknoloji içeren komplike uygulamalar olduğu için tecrübeli personel ihtiyacı da üçüncül üretim operasyonlarında önemli bir husustur.

Üçüncül üretim yöntemlerinin dünyadaki ham petrol üretimine katkısı şu an için çok düşük düzeyde bulunmaktadır. Dünyadaki mevcut ham petrol üretiminin yaklaşık %2'sini üçüncül üretim yöntemlerinden kaynaklı üretim oluşturmaktadır. Fakat ileride artan enerji talebi ve fosil yakıtlarının azalan rezervlerinden dolayı, ham petrol fiyatlarının yükseleceği dolayısıyla üçüncül üretim yöntemlerinin tekrar petrol sektöründe gündeme gelmesi muhtemeldir. Dolayısıyla şimdiden uygun sahaları ve uygun yöntemleri belirlemek, ilerisi için iyi bir hazırlık olacaktır. Uluslararası Enerji Ajansı'nın üretim artırma teknikleri ile ilgili petrol arzına katkısı bakımından ileriye dönük 2014 yılı tahminlerine göre yakın vadede üçüncül üretim yöntemlerinin küresel ham petrol üretimine katkısı aynı düzeyde kalmaya devam edecektir, 2040 yılına kadar kademeli bir artış gösterip şuan ki %2 oranlarından (1.4 milyon varil/gün) 2040 yılında %5.5 oranlarına (5.8 milyon varil/gün) gelecektir. Üçüncül

üretim yöntemleriyle 300 milyar varillik bir ham petrol miktarının 21. yüzyılda dünyadaki mevcut üretilebilir ham petrol rezervine ilave edileceği düşünülmektedir.

Üretimi artırma yöntemleri diğer bir deyişle üçüncül üretim yöntemleri tüm boyutlarıyla değerlendirildiğinde, her yöntemin belli koşullar içerisinde verimli olduğu görülmektedir. Ağır ve çok ağır petroler için buhar enjeksiyonu yönteminin, hafif ve orta petroler için CO₂ enjeksiyonu yönteminin, yerinde yakma ve buhar uygulamaları yöntemlerinin derin olmayan rezervuarlar için daha uygun olduğu değerlendirilmektedir. Termal yöntemlerde ısı kayıplarının önlenmesi yüzeye yakın rezervuarlar için daha kolay olmaktadır. Kimyasal enjeksiyon yöntemlerinde hafif ve orta petroler için uygulamanın daha başarılı olduğu bilinmektedir. Mikroorganizma enjeksiyonu yöntemi için ise daha önce dünyada birkaç sahada uygulama yapıldıysa da yöntemle ilgili detaylı çalışmalar devam etmektedir, yöntemle ilgili henüz üzerinde uzlaşmış bir görüş literatürde yoktur. Yöntemin nispeten düşük maliyetli olması ve olumlu bazı saha uygulamaları yöntemle ilgili ilerisi için gelecek vaat etmektedir. Tatlı su enjeksiyonu içinse bilimsel çalışmalar devam etmekte olup uygulamada bazı başarılı örnekler bulunmaktadır.

Türkiye’de ham petrol üretiminin çoğunluğu olgunlaşmış olan eski sahalardan yapılmaktadır. Üretim miktarında birkaç yıl içerisinde ciddi düşüşler beklenmektedir. Üretim seviyesini korumak ve arttırmak için üretim sahalarında üçüncül üretim yöntemlerinin uygulanmasına ihtiyaç vardır. Türkiye’de hâlihazırda 132 ham petrol sahasından petrol üretimi gerçekleştirilmektedir. Bunların dünya standardında rezervuar hacmine göre sınıfı; 122 tanesi “küçük”, 3 tanesi “orta”, 5 tanesi “büyük”, 2 tanesi de “önemli” statüsünde sahalardır. Ekonomik olarak üçüncül üretim operasyonu uygulanabilecek sahalardan başlıca bu 10 tanesidir. Üretim faktörleri ortalaması %18,5 olan bu sahalardan üretilebilecek petrol, üretim faktörü değerinin sahalara uygulanacak CO₂ enjeksiyon yöntemiyle %27’ye yükseltilmesi ile üretilebilir rezerv miktarında yaklaşık 385 milyon varil miktar ham petrol kadar önemli bir artış sağlayacaktır.

Bugüne kadar yapılan çalışmalar çerçevesinde, ülkemiz jeolojik açıdan yüksek hidrokarbon potansiyeline sahip görünmüyorsa da, petrol ve doğalgazın stratejik hammaddeler oldukları düşünülerek mevcut üretim faaliyetlerinin üçüncül üretim yöntemleriyle zenginleştirilerek devam ettirilmesi gereklidir.

Türkiye’de Batı Raman petrol sahasında gerçekleştirilen CO₂ öteleme operasyonu dışında şuan başka uygulanan bir üçüncül üretim yöntemi yoktur. Dünyada literatürde bilinen, alanında sayılı operasyonlardan biri olan Batı Raman CO₂ öteleme enjeksiyon uygulaması 1986 yılından beri gerçekleştirilmektedir. Batı Raman sahasındaki mevcut üçüncül üretim Türkiye ham petrol üretiminin yaklaşık %15’ini oluşturmaktadır. Buhar enjeksiyonu uygulaması iki sahada denense de teknik ve ekonomik sebeplerden araştırma projesi olmasının ötesine geçememişlerdir. Üçüncül üretim amaçlı CO₂ kullanımı için bölgede üretim sahalarına yakında bulunan termik santraller, demir çelik endüstrisi, çimento fabrikaları, rafineriler, şeker fabrikaları kaynaklı salınan karbondioksit (CO₂) gazının artan küresel çevresel kaygılardan dolayı yakalanması ve bu gazın yakındaki sahalarda enjeksiyon amaçlı kullanılmasının üçüncül üretim projelerine önemli etkisi olacaktır. Hem üretim sahalarının rezervuar özelliklerinden hem de sahaların yakınında bulunan büyük karbon salınımı yapan tesislerden ötürü, CO₂ enjeksiyonu Türkiye için en uygun üçüncül üretim yöntemi olarak değerlendirilmektedir. Kurulacak olan boru hattı ağıyla bölgede CO₂ enjeksiyonu yaygınlaştırılıp çevresel, ekonomik ve stratejik açıdan önemli katkıların sağlanacağı düşünülmektedir. Buradan sağlanacak ilave ham petrol üretiminin iki büyük saha keşfine eşdeğer olacağı tahmin edilmektedir.

Tatlı su enjeksiyonu ve mikroorganizma enjeksiyonu gibi diğer üçüncül üretim yöntemleriyle ilgili de daha fazla çalışma yapılması gerekmektedir. Türkiye’de tatlı su enjeksiyonuyla ilgili pilot uygulamaya hem yüksek rezervuar sıcaklıklarından ötürü hem de tatlı su kaynaklarına yakınlığından ötürü Karakuş ve Kuzey Karakuş sahalarında başlanılmasının uygun olacağı değerlendirilmektedir. Mikroorganizma enjeksiyonuyla ilgili pilot uygulamaya mikroorganizmaların

dağılımı geçirgenliği fazla olan rezervuarlarda daha kolay olacağı için Raman Sahasında başlanılmasını uygun gözükmektedir.

Dünyada halen üçüncül üretim yöntemlerinin uygulandığı rezervuarların çoğunluğu kumtaşı formasyonlarından oluşmaktadır. Karbonat tipli formasyonlar heterojen olup litolojik ve petrofiziksel özellikleri alansal olarak büyük farklılıklar göstermektedir. Gözeneklilik ve geçirgenlikteki değişiklikler arttıkça, süpürme verimi azalmaktadır. Son yıllarda termal ve kimyasal enjeksiyon alanında bazı üçüncül üretim uygulamalarına karbonat formasyonlarda da başlanmış ve başarılı sonuçlar alınmıştır. Üçüncül üretim yöntemlerinin karbonat sahalarda uygulanmasına yönelik bilimsel ve teknolojik gelişmeler üretim sahaları karbonat yapıda olan Türkiye için olumlu bir gelişme olacaktır.

Son olarak, Türk Petrol Kanununda ve Uygulama Yönetmeliğinde yapılacak değişiklik ile üçüncül üretim yöntemlerinden kaynaklı ilave ham petrol üretimi için teşvik sağlanması yatırımcılar için önemli bir destek olacaktır. Konuyla ilgili mevzuat değişikliği ekonomik olarak zorlayıcı üçüncül üretim projeleri için gerekli görülmektedir. Petrolün varil fiyatının düşük olduğu ve Türkiye'nin ham petrol üretiminin azalma eğilimine girdiği dönemde ve de aramacılığın jeolojik açıdan zor olduğu Türkiye'de Kanunda yapılacak böyle bir düzenlemenin ham petrol üretimine uzun vadede olumlu yansımalarının olacağı düşünülmektedir.

KAYNAKÇA

Al-Hashim, H.S., Al-Yousef, H.Y., Arshad, A., Mohammadain, A., Smart Water Flooding of Carbonate Reservoirs: Core Flooding Tests Using a New Approach for Designing Smart Water, SPE-172815-MS, 2015

Alvarado, V., Manrique, E., Enhanced Oil Recovery: An Update Review, Energies, Vol.3, 1529-1575, 2010

American Petroleum Institute (API), www.api.org, 2015

Babadağlı, T., Şahin, S., Kalfa, Ü., Çelebioğlu, D., Karabakal, U., Topgüder, N.N., Development of Heavy Oil Fractured Carbonate Bati Raman Field: Evaluation of Steam Injection Potential and Improving Ongoing CO₂ Injection, SPE 115400, 2008

Bardon, C.P., Karaoguz, D., Tholance, M., Well Stimulation by CO₂ in the Heavy Oil Field of Çamurlu in Turkey, SPE/DOE 14943, 1986

Bera, A., Babadağlı, T., Status of Electromagnetic Heating for Enhanced Heavy Oil/bitumen Recovery and Future Prospects: A Review, Applied Energy, 151, sf. 206-226, 2015

Chandrashegaran, P., Low Salinity Water Injection for EOR, SPE – 178414-MS, 2015

Coffer, H.F., Grier, H.E., Aronson, H.H., The Use of Nuclear Explosives in Oil and Gas Production, American Petroleum Institute, 1967

Çobanoğlu, M., A Numerical Study to Evaluate the use of WAG as an EOR Method for Oil Production Improvement at Batı Kozluca Field – Turkey, SPE 72127, 2001

Delamaide, E., Chemical EOR in Low Permeability Reservoirs, SPE 169673, 2014

Devlet Planlama Teşkilatı (DPT), Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu – Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Petrol ve Doğalgaz Çalışma Grubu, 2001

Dünya Enerji Konseyi (DEK) Türk Milli Komitesi – Petrol ve Doğalgaz Çalışma Grubu, Petrol Raporu, 2007

Ela, M.A., Sayyouh, H., Tayeb, E. S., An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects, Journal of Petroleum Science Research, Vol. 3, Iss. 4, 2014

Göndiken, Ş., Çamurlu Field Immiscible CO₂ Huff and Puff Pilot Project, SPE 15749, 1987

Guo, H., Li, Y., Yiran, Z., Wang, F., Wang, Y., Yu, Z., Haicheng, S., Yuanyuan, G., Chuyi, J., Xian, G., Progress of Microbial Enhanced Oil Recovery in China, SPE 174697, 2015

Ishi, H., Sarma, H.K., Ono, K., İşsever, K., A Successful Immiscible CO₂ Field Pilot in a Carbonate Heavy Oil Reservoir in the İkiztepe Field, Turkey, 9th European Symposium on Improved Oil Recovery, Hollanda, 20-22 Ekim 1997

Ivanhoe, L.F., Leckie, G.G., Global Oil, Gas Fields, Sizes Tallied, Analyzed. Oil and Gas Journal. 91 (7), 8–91, 1993

İşsever, K., Pamir, A.N., Tirek, A., Performance of a Heavy-Oil Field Under CO₂ Injection in Batı Raman – Turkey, SPE 20883, 1993

Jackson, S.C., Fisher, J., Alsop, A., Fallon, R., Considerations for Field Implementation of Microbial Enhanced Oil Recovery, SPE 146483, 2011

Kiani, M., Kazemi, H., Ozkan, E., Wu, Y.S., Pilot Testing Issues of Chemical EOR in Large Fractured Carbonate Reservoirs, SPE 146840, 2011

Kokal, S., Al-Kaabi, A., “Enhanced Oil Recovery: Challenges & Opportunities”, World Petroleum Council – Publication, 2010

Koottungal, L., 2014 Worldwide EOR Survey, Oil & Gas Journal, 04/07/2014

Lazar, I., Petrisor, I.G., Yen, T.F., Microbial Enhanced Oil Recovery, Petroleum Science and Technology, Vol. 25, 1353-1366, 2007

Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Alvarado, V., EOR: Current Status and Opportunites, SPE 130113, 2010

Misra, T.R., "Enhanced Oil Recovery" presented at IOR-EOR: Challenges, Process & Technologies, New Delhi, 15-16 April, 2010

Nakamura, S., Sarma, H.K., Umucu, T., Issever, K., Kanemitsu, M., A Critical Evaluation of a Steamflood Pilot in a Deep Heavy Carbonate Reservoir in İköztepe Field – Turkey, SPE 30727, 1995

National Energy Technology Laboratory (NETL), CO₂ Enhanced Oil Recovery, 2010

Okandan, E., Karakece, Y., Çetin, Ç., Topkaya, I., Parlaktuna, M., Akın, S., Bulbul, S., Dalha, C., Anbar, S., Cetinkaya, C., Ermis, I., Yılmaz, M., Ustun, V. Yapan, K., Erten, A.T., Demiralın, Y., Akalan, E. Assessment of CO₂ Emissions from Industrial Sites, Potential for Underground Storage in Turkey and Modelling of Storage in an Oil Field, Energy Procedia, no: 4, 4849-4856, 2011

Özgür, E., Upstream Petroleum Law and Activities in Turkey, Energy Policy, Vol. 38, Iss. 8, sf. 1039-1047, 2016

PETFORM (Petrol Platformu Derneği), 17 Kasım 2015 tarihinde erişildi: <http://www.petform.org.tr/?lang=tr&a=2&s=1>, 2015

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM), www.pigm.gov.tr, 2015

Petrowiki, http://petrowiki.org/Immiscible_gas_injection_in_oil_reservoirs adresinden 11.02.2016 tarihinde erişildi

- Renard, G., Vially,R., Argillier, J.F., IOR/EOR Methods to Increase Ultimate Recovery, IFP Energy Report, 2011
- Satman, A.: “Türkiye’de Petrol”, İTÜ Vakfı Dergisi, 33-38, Ocak 2013
- Satman, A. “İkincil Üretim Yöntemleri”, İstanbul Teknik Üniversitesi – Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümü Ders Notları, 1980
- Sheng, James J., Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Gulf Professional Publishing, 2013
- Sheng, James J., Status of Surfactant EOR Technology, Petroleum, no: 1, sayfa 97-105, 2015
- Şahin, S., Kalfa, Ü., Çelebioğlu D., Batı Raman Field Immiscible CO₂ Application – Status Quo and Future Plans, SPE 106575, 2008
- Şahin, S., Kalfa, Ü., Çelebioğlu D., Unique CO₂ Injection Experience in the Batı Raman Field May Lead to a Proposal of EOR/Sequestration CO₂ Network in the Middle East, SPE 139616, 2010
- Şahin, S., Kalfa, Ü., Çelebioğlu D., Duygu, E., Lahna, H., A Quarter Century of Progress in the Application of CO₂ Immiscible EOR Project in Batı Raman Heavy Oil Field in Turkey, SPE 157865, 2012
- Şahin, S., Kalfa, Ü., Uysal, S., Kılıç, H., Lahna, H., Design, Implementation and Early Operating Results of Steam Injection Pilot in Already CO₂ Flooded Deep-Heavy Oil Fractured Carbonate Reservoir of Batı Raman Field – Turkey, SPE 169035-MS, 2014
- Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, SPE 35385, 1997
- Thomas, S., Enhanced Oil Recovery – An Overview, Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP, 63, No: 1, sayfa 9-19, 2008

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Üretim Daire Başkanlığı, “Petrol ve Doğalgaz Sahaları Bilgileri”, 2015

Uluslararası Enerji Ajansı (UEA), Dünya Enerji Raporu, 2013

Uluslararası Enerji Ajansı (UEA), Dünya Enerji Raporu, 2014

Vledder, P., Fonseca, J.C., Wells, T., Gonzalez, I. and Ligthelm, D., 2010. Low salinity water flooding: Proof of wettability alteration on a field wide scale. SPE 129564, 2010

Warren, G.M., Memioglu, E., Bakiler, C.S., Case Study: Enhanced Oil Recovery Potential for the Garzan Field – Turkey, SPE 15751, 1987

Wikipedia, https://en.wikipedia.org/wiki/Enhanced_oil_recovery adresinden 5 Kasım 2015 tarihinde erişildi

Zahid, A., Shapiro, A., Yan, W., & Stenby, E. H., Smart Waterflooding in Carbonate Reservoirs. Kgs.Lyngby: Technical University of Denmark, 2012

Zhaowei, H., Xumou, D., Rui, J., Rui, W., Yanling, W., Wei, L., The Application of MEOR in Daqing Oil Fields, SPE 143952, 2011

EKLER

Tablo E.1. ABD'deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri (Koottungal, 2014)

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür CO ₂	ABD	Patrick Draw Monell	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Salt Creek Southern Unit	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Salt Creek Southern Unit	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Salt Creek Ph 1-8	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Salt Creek Ph 7	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Sussex	Anadarko
Çözünür CO ₂	ABD	Adair	Apache
Çözünür CO ₂	ABD	Adair	Apache
Çözünür CO ₂	ABD	Roberts	Apache
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter	Apache
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter	Apache
Çözünür CO ₂	ABD	Postle-PUMU	Breitburn Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Postle-HMAU	Breitburn Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Postle-WHMU	Breitburn Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Postle-HMU	Breitburn Energy
Çözünür CO ₂	ABD	NW Velma Hoxbar	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Camrick	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	North Perryton	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Albert Spicer Unit	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Booker Trosper Unit	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Gramstorff Unit	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Farnsworth	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Burbank	Chaparral Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Rangely Weber Sand	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Mabee	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter Sundown	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Vacuum	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Dollarhide (Devonian) Unit	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Dollarhide (Clearfork "AB") Unit	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	Reinecke	Chevron
Çözünür CO ₂	ABD	South Cowden	ConocoPhillips
Çözünür CO ₂	ABD	Vacuum	ConocoPhillips
Çözünür CO ₂	ABD	Charlton 6	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Charlton 30-31	Core Energy

Tablo E.1, devam. ABD'deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür CO ₂	ABD	Dover 33	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Dover 35	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Dover 36	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Chester 5	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Charlton 19	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Chester 16	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Chester 2	Core Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Bell Creek	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Little Creek	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Lazy Creek	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Grieve	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Hastings	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	West Mallalieu	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	East Mallalieu	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	McComb	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Smithdale	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Brookhaven	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Martinville	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Martinville	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Soso	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Soso	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Cranfield	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Lockhart Crossing	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Delhi	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Oyster Bayou	Denbury Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Beaver Creek	Devon
Çözünür CO ₂	ABD	East Penwell (SA) Unit	Energen Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Means (San Andres)	ExxonMobil
Çözünür CO ₂	ABD	Abell (Devonian)	Fasken
Çözünür CO ₂	ABD	Hanford	Fasken
Çözünür CO ₂	ABD	Hanford East	Fasken
Çözünür CO ₂	ABD	Hanford (San Andres)	Fasken
Çözünür CO ₂	ABD	River Bend (Devonian)	Fasken
Çözünür CO ₂	ABD	Twofreds	Great Western Drillings
Çözünür CO ₂	ABD	Garza	George R. Brown
Çözünür CO ₂	ABD	Seminole Unit-Main Pay Zone	Hess
Çözünür CO ₂	ABD	Seminole Unit- ROZ -P1	Hess

Tablo E.1, devam. ABD'deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür CO ₂	ABD	Seminole Unit- ROZ -P2	Hess
Çözünür CO ₂	ABD	Seminole Unit- ROZ -S1	Hess
Çözünür CO ₂	ABD	SACROC	Kinder Morgan
Çözünür CO ₂	ABD	Katz	Kinder Morgan
Çözünür CO ₂	ABD	Goldsmith-Landreth	Kinder Morgan
Çözünür CO ₂	ABD	Lost Soldier-1	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Lost Soldier-2	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Lost Soldier-3	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Wertz-1	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Wertz-2	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Northeast Purdy	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	Bradley Unit	Merit Energy
Çözünür CO ₂	ABD	East Ford	Orla Petco
Çözünür CO ₂	ABD	Anton Irish	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Cedar Lake	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Cogdell	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	El Mar	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	GMK South	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Levelland	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Devonian (Mid Cross)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Devonian (North Cross)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	North Cowden	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	North Dollarhide Devonian	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	North Hobbs	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Devonian (South Cross)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Salt Creek	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Sharon Ridge	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (A. S. E.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (C. M. U.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (F. U.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (H. T. B.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (I. S.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (N. W. M.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (S. E. U.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (S. I.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Slaughter (W. RKM. U.)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	South Wasson Clearfork	Occidental

Tablo E.1, devam. ABD'deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür CO ₂	ABD	South Welch	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	T-Star	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (BRU)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (Denver)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (ODC)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (Williard)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	West Welch	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Levelland (SouthEast)	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	West Seminole Sand Andres	Occidental
Çözünür CO ₂	ABD	Aneth Unit	Resolute Natural Resources
Çözünür CO ₂	ABD	McElmo Unit	Resolute Natural Resources
Çözünür CO ₂	ABD	Hansford Marmaton	Stanberry Oil
Çözünür CO ₂	ABD	East Seminole	Tabula Rasa
Çözünür CO ₂	ABD	Wellman	Trinity
Çözünür CO ₂	ABD	North Ward Estes	Whiting Petroleum
Çözünür CO ₂	ABD	Goldsmith	XTO Energy Inc.
Çözünür CO ₂	ABD	Cordona Lake	XTO Energy Inc.
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (Cornell)	XTO Energy Inc.
Çözünür CO ₂	ABD	Wasson (Mahoney)	XTO Energy Inc.
CO ₂ Öteleme	ABD	Salt Creek	Anadarko
CO ₂ Öteleme	ABD	Eucutta	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	Martinville	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	Tinsley	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	Heidelberg, West	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	East Heidelberg	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	East Heidelberg	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	West Hastings	Denbury Resources
CO ₂ Öteleme	ABD	Yates	Kinder Morgan
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Prudhoe Bay	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Eileen West End	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Aurora	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Borealis	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Orion	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Polaris	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Pt. McIntyre	BP Alaska
Çözünür Hidrokarbon	ABD	South Pass Block 89	ExxonMobil
Çözünür Hidrokarbon	ABD	South Pass Block 89	ExxonMobil

Tablo E.1, devam. ABD’deki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Kuparuk River	ConocoPhillips
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Tarn	ConocoPhillips
Çözünür Hidrokarbon	ABD	Alpine	ConocoPhillips
Hidrokarbon Öteleme	ABD	Prudhoe Bay	BP
Hidrokarbon Öteleme	ABD	Milne Point	BP Alaska
Nitrojen Öteleme	ABD	Hawkins	ExxonMobil
Nitrojen Öteleme	ABD	Hawkins	ExxonMobil
Nitrojen Öteleme	ABD	Elk Hills	Occidental
Kimyasal Enjeksiyon	ABD	Delaware-Childers	Cano
Kimyasal Enjeksiyon	ABD	North Burbank	Chaparral Energy
Kimyasal Enjeksiyon	ABD	Midland Farms Unit	Occidental

Tablo E.2. Kanada'daki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri (Koottungal, 2014)

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Asit gaz çözünür	Kanada	Zama-Keg River	Apache Kanada
Çözünür CO ₂	Kanada	Midale	Apache Kanada
Çözünür CO ₂	Kanada	Swan Hills	Devon Kanada
Çözünür CO ₂	Kanada	Weyburn Units	Cenovus
Çözünür CO ₂	Kanada	Judy Creek	Pengrowth Corp.
Çözünür CO ₂	Kanada	Joffre	PennWest Energy
Çözünür CO ₂	Kanada	Pembina	PennWest Energy
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Goose River	Conoco Kanada
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Swan Hills	Devon Kanada
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow II	ExxonMobil Oil Kanada
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow AA	ExxonMobil Oil Kanada
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow South B	ExxonMobil Oil Kanada
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow KR B Pool	Husky Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow South KR E Pool	Husky Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow South KR G Pool	Husky Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow KR F Pool	Husky Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina G Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina K Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina L Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina M Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina O Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina P Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Pembina Q Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Wizard Lake	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow FF Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow T Pool	Imperial Oil
Çözünür Hidrokarbon	Kanada	Rainbow Z Pool	Imperial Oil
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Tangleflags	CNRL
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Primrose	CNRL
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Foster Creek	Cenovus
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Christian Lake	Cenovus
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Pikes Peak	Husky Oil
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Cold Lake I	Imperial Oil
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Cold Lake II	Imperial Oil
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Orion	Shell Kanada
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Peace River	Shell Kanada
Buhar Enjeksiyonu	Kanada	Peace River	Shell Kanada
Nitrojen Enjeksiyonu	Kanada	Turner Valley	Talisman
Polimer Enjeksiyonu	Kanada	Pelican Lake	CNRL
Polimer Enjeksiyonu	Kanada	Pelican Lake	Cenovus

Tablo E.3. Diğer Ülkelerdeki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri (Koottungal, 2014)

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
CO ₂ Öteleme	Brezilya	Buracica	Petrobras
Çözünür CO ₂	Brezilya	Rio Pojuca	Petrobras
Çözünür CO ₂	Brezilya	Miranga	Petrobras
Mikroorganizma Enjeksiyonu	Brezilya	Carmopolis	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Brezilya	Estreito	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Brezilya	Fazenda Alegre	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Brezilya	Estreito	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Brezilya	Alto do Rodrigues	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Brezilya	Carmopolis	Petrobras
Buhar Enjeksiyonu	Mısır	Issaran	Scimitar
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 1	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 2	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 3	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 4 Northeast	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 5/7 North	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 8/9 North	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 4	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Almanya	Emlichheim, 11/14	Wintershall Holding AG
Buhar Enjeksiyonu	Endonezya	Duri	PT Caltex
Buhar Enjeksiyonu	Endonezya	Duri	PT Caltex
Buhar Enjeksiyonu	Hollanda	Schoonebeek	NAM
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Block E	New Horizon
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Guapo	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Cruse E	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Cruse E	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Parrylands	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Phase 1 Cyclic	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Phase 1 West	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Phase 1 East	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	North Palo Seco	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Bennett Village	Petrotrin
Buhar Enjeksiyonu	Trinidad	Antilles Quarry	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Trinidad	Area 2102	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Trinidad	Area 2121	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Trinidad	Area 2124	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Trinidad	EOR 34- Cyclic	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Trinidad	Oropouche	Petrotrin
CO ₂ Öteleme	Türkiye	Batı Raman	TPAO

Tablo E.3, devam. Diğer Ülkelerdeki Üçüncül Üretim Projelerinin Bilgileri (Kooitungal, 2014)

Yöntem Türü	Ülke	Saha	Operatör
Çözünür Hidrokarbon	Venezuela	Carito Central	PDVSA
Çözünür Hidrokarbon	Venezuela	Carito Oeste	PDVSA
Çözünür Hidrokarbon	Venezuela	Furrial	PDVSA
Kimyasal Enjeksiyon	Venezuela	Furrial	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Orocual	PDVSA
Yanma	Venezuela	Bare	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Bare	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Arecuna	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Melones	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	BEP-Cerro Negro	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Jobo	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Jobo-PETC	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	West Pilon	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Bachaquero	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Bachaquero Lago	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Lagunillas Lago	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Tia Juana	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Lagunillas	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	East Tia Juana	PDVSA
Buhar Enjeksiyonu	Venezuela	Main Tia Juana	PDVSA



TMMOB Petrol Mühendisleri Odası

“Petrol, önemli bir ihtiyaç ve güçtür...”

H. Atakut

ISBN 978-605-01-0954-2



9 786050 109542