



Açık Ultra Deniz Gaz Sahaları: Geliştirme Seçenekleri ve Ortak Problemler

Ultra Deep Offshore Gas Fields: Development Options and Common Problems

MURAT ÇINAR ¹, SARP KILIÇKAP ¹, İSMAİL HAKKI SARIÇAM ¹, MUHARREM HİLMİ ÇEVİK ¹

¹ İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul, Türkiye

Geliş (received): 9 Mart (March) 2021 Kabul (accepted): 19 Ekim (October) 2022

ÖZ

Dünya doğal gaz tüketimi hızla artmaktadır. Bu ihtiyaca cevap vermek için gerçekleştirilen arama çalışmaları, yıllar içinde daha derin sulara kaymaktadır. Son yirmi yılda gerçekleştirilen büyük petrol ve doğal gaz keşiflerinin yarısından fazlası derin sularda gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde de 2020 yılında Türkiye Petrollerinin Karadeniz'de gerçekleştirdiği keşif, ülke tarihinin en büyük gaz keşfidir. Sakarya gaz sahası ultra derin sularda bulunmakla birlikte, bu tip sahaların sayısı dünyada oldukça sınırlıdır. Bu çalışmada dünyadaki ultra derin gaz sahalarının bir özeti ve üretim teknolojileri verilmiştir. Ayrıca bu sahalarda karşılaşılan ortak problemler ve çözümler sunulmuştur. Mevcut örnekler ve sınırlı veriler kapsamında, Sakarya sahası için olası geliştirme yöntemleri ve olası problemler irdelenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Ultra-Derin, Açık deniz gaz sahaları, Üretim teknikleri, Sakarya Sahası, Akış güvencesi, Hidrat, Kum kontrolü

ABSTRACT

Global natural gas consumption is increasing with pace. Exploration activities are directed towards deeper waters to meet the demand. More than half of the major oil and gas discoveries were made in deep waters. In 2020, Turkish Petroleum Corporation has made a gas discovery in the Black Sea that is the largest find in country's history. Sakarya gas field is located in ultra-deep waters and there is a limited amount of field found in ultra-deep waters in the world. In this study, a summary and development technologies of ultra-deep gas fields in the world are given. In addition, common problems encountered in these fields and solution techniques employed are presented. Considering these examples with limited data available on the Sakarya field, development options and possible problems are discussed.

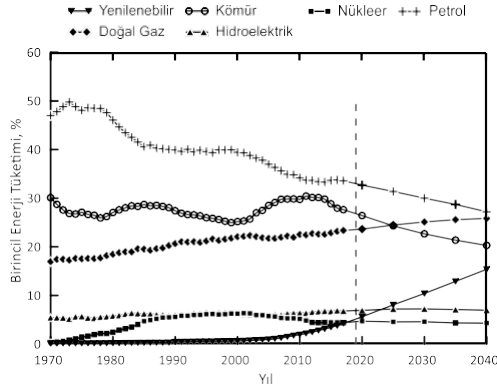
Keywords: Ultra-Deep, Offshore gas fields, development options, Sakarya Field, Flow assurance, Hydrate, Sand control

<https://doi.org/10.17824/yerbilimleri.893997>

*Sorumlu Yazar/ Corresponding Author: cinamura@itu.edu.tr

GİRİŞ

Dünya birincil enerji tüketiminde doğal gazın payı son elli yıldır artmaktadır. Yapılan projeksiyonlar bu payın önümüzdeki 20 yıl boyunca artmaya devam edeceğini öngörmektedir (BP, 2020). Geçtiğimiz elli yıllık döneme bakıldığında petrolün birincil enerji tüketimindeki payı %50'lerden %30'lara gerilemiştir. Kömürün payı ise petrole göre daha inişli-çıkışlı bir seyirle %30'lardan %27'lere gerilemiştir. Buna karşın doğal gazın birincil enerji tüketimindeki payı %17'lerden %24'lere yükselmiştir (Şekil 1).



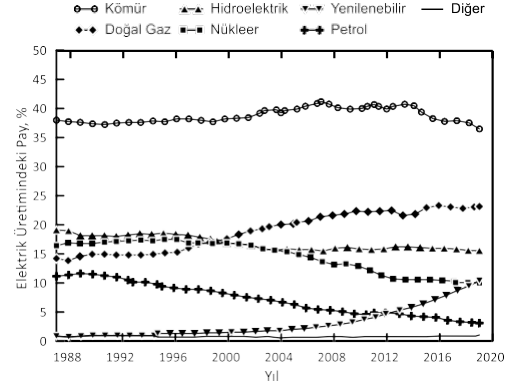
Şekil 1. Farklı kaynakların Dünya birincil enerji tüketimine katkıları (BP, 2020).

Figure 1. World primary energy consumption (BP, 2020).

Doğal gaz tüketiminin birincil enerji tüketimi içerisindeki payının, 2040 senesine kadar kömürü geride bırakacağı ve petrole aynı seviyelere geleceği öngörülmektedir. Ayrıca doğal gazın elektrik üretimine katkısı son 20 yıldır artmaktadır (Şekil 2). Doğal gazın elektrik üretimindeki payının daha da artacağı beklenmektedir.

Dünya doğal gaz rezervleri, geçtiğimiz yirmi yılda 66 trilyon m³ artarak; 132.8 trilyon m³'ten 198.8 trilyon m³'e yükselmiştir (BP, 2020).

Artan doğal gaz ihtiyacını karşılamak için gerçekleştirilen arama çalışmaları daha derin sulara yönelmektedir.



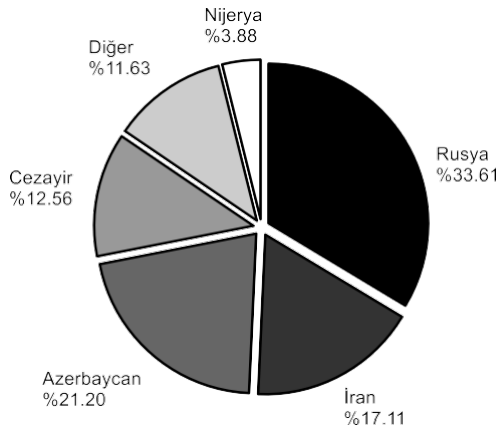
Şekil 2. Farklı kaynakların elektrik üretimine katkıları (BP, 2020).

Figure 2. Electricity production by source (BP, 2020).

Son yirmi yılda gerçekleştirilen büyük petrol ve doğal gaz keşiflerinin yarısından fazlası derin sularda gerçekleştirilmiştir (Zhang vd., 2019). Dünya'daki toplam doğal gaz rezervlerinin %45'i açık denizlerde bulunmaktadır (IEA, 2018).

Açık denizlerde yer alan hidrokarbon sahaları derinliklerine göre: 0-300 metre su derinliğinde bulunan sahalar sıg; 300-1500 metre su derinliğinde bulunan sahalar derin ve 1500 metre üzerinde su derinliğinde bulunan sahalar ultra derin su sahaları olarak sınıflandırılmaktadır (Zhang vd., 2019). Açık deniz arama ve üretim teknolojileri geliştikçe, sahaların su derinlikleri de artmıştır. Günümüzde, üretimde olan çok az sayıda ultra derin gaz sahası mevcuttur ancak planlama ve geliştirme aşamalarında olan projeler mevcuttur. Derin ve ultra derin sularda gerçekleştirilen hidrokarbon arama faaliyetleri son yıllarda önemli bir ivme kazanmıştır. IEA'ya (International Energy Agency) göre (IEA, 2018) 2008-2018 yılları arasında gerçekleşen tüm petrol ve doğal gaz sahası keşiflerinin yaklaşık

olarak %50'si derin ve ultra derin sularda gerçekleşmiştir. Türkiye Petrollerinin Karadeniz'de gerçekleştirdiği keşif, ilginizi ultra derin gaz sahalarına yönlendirmiştir. Bu kapsamda mevcut ultra deniz gaz sahalarında kullanılan üretim teknolojileri incelenmiş ve bir özet sunulmuştur.



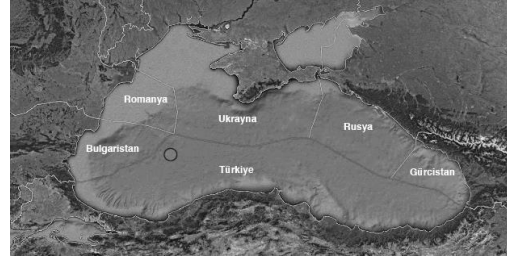
Şekil 3. Türkiye 2019 yılı toplam doğal gaz ithalatının gerçekleştirildiği ülkeler.

Figure 3. Turkey's total natural gas imports by country of origin as of 2019.

Türkiye, 360 - 490 milyon m³ yıllık üretimine karşılık 45 milyar m³ ile 55 milyar m³ arasında değişen doğal gaz tüketimine sahiptir (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2020). Ülkemizdeki doğal gaz tüketiminin %99'u ithalat yoluyla karşılanmaktadır. 2019 yılında 45.2 milyar m³ doğal gaz ithal edilmiş ve bu ithalatın %89'u beş ülkeden yapılmıştır (Şekil-3). Tükettiğimiz doğal gazın %72'si boru hatları vasıtasıyla gaz olarak, %28'i sıvılaştırılmış doğal gaz (Liquified Natural Gas, LNG) olarak

elde edilmiştir. 2019 yılında, LNG'nin %16.3'lük (Nijerya ve Cezayir) kısmı uzun dönemli ticari kontratlar ile, kalan %11.6'luk kısmı da spot piyasadan temin edilmiştir (EPDK, 2020).

Doğal gaz ithalatı ülke bütçesine her yıl 12 milyar dolar civarında bir maliyet yaratmaktadır (Hamit vd., 2020). Türkiye bu maliyeti düşürmek ve enerjide dışa bağımlılığını azaltmak amaçlarıyla, 2017 yılında Akdeniz ve Karadeniz'de derin su hidrokarbon araştırma faaliyetlerine hız vermiştir. Bu kapsamda, sondaj ve sismik gemileri satın alınmıştır. Türkiye, 2020 yılı itibarıyla, üç tane altıncı nesil derin su sondajı ve iki tane açık deniz sismik araştırması yapabilen gemiye sahiptir. Bu gemilerin genel özellikleri Tablo 1'de verilmiştir.



Şekil 4. Tuna-1 kuyusu konumu ve Karadeniz Münhasır Ekonomik Bölgeler haritası.

Figure 4. Tuna-1 well location and Black Sea Exclusive Economic Zones map.

Bu gemilerden Fatih sondaj gemisi, Akdeniz'de yürüttüğü çalışmaların ardından, Karadeniz'de sismik verilerle tespit edilmiş olası hidrokarbon bölgesine gönderilmiştir. Bu konum, Türkiye Cumhuriyeti Münhasır Ekonomik Bölge (MEB) sınırlarında yer almaktadır ve delinen kuyu Tuna-1 adıyla adlandırılmıştır (Şekil-4).

Tablo 1. Türkiye'nin 2020 yılı itibariyle envanterinde bulunan açık deniz sismik araştırma ve derin su sondaj gemileri.

Table 1. Turkey's inventory of offshore seismic exploration and drilling ships as of 2020.

Gemi	Envanter	İnşa Yılı	Kullanım Amacı	Çalışma Derinliği
B. Hayreddin Paşa	TPAO	2011	Sismik araştırma	8000 m deniz tabanı
MTA Oruç Reis	MTA	2015	Sismik araştırma	15000 m deniz tabanı
Fatih	TPAO	2011	Derin su sondajı	3650m su-12200m sondaj
Yavuz	TPAO	2011	Derin su sondajı	3000m su-11400m sondaj
Kanuni	TPAO	2012	Derin su sondajı	3000m su-11400m sondaj

Münhasır Ekonomik Bölge (MEB), bir ülkenin kıyı şeridinden itibaren 200 deniz mili içerisinde yer alan açık denizlerde egemenlik haklarının bulunduğu bölgeye denir (Churchill, 2013). Birleşmiş Milletler (BM) Genel Kurulu'nda 1982 yılında kabul edilen, BM Deniz Hukuku Sözleşmesi (United Nations Convention on the Law of the Sea)'ne göre, kıyı devletlerinin bazı hakları bulunmaktadır. Kıyı devletlerinin, MEB sınırları içerisinde; balıkçılık faaliyetleri yapması, doğal kaynaklar araştırması, üretmesi ve kullanması, dalga ve rüzgar yoluyla enerji üretimi, yapay ada ve adacıkların inşası gibi egemenlik hakları bulunmaktadır (UN General Assembly, 1982). Türkiye bu sözleşmeye uygun olarak, Karadeniz'de hidrokarbon arama çalışmaları yapmaktadır.

Fatih ultra derin su sondaj gemisi, 20 Temmuz 2020 tarihinde, Tuna-1 konumunda sondaja başlamıştır (Beğçecanlı, 2020). Tuna-1 konumu, 2115 m deniz derinliğinde delinmeye başlanmıştır ve son derinlik olarak 4525 m'ye ulaşması planlanmıştır (TPAO, 2020).

Tuna-1 arama kuyusunun delinmeye başladığı tarihten yaklaşık bir ay sonra, 21 Ağustos 2020 tarihinde, TPAO tarafından doğal gaz keşfi yapıldığı açıklanmıştır. Tuna-1 kuyusunda, Batı Karadeniz baseninde, pliyosen ve miyosen dönem kum taşlarında, bir rezervuar sisteminin varlığı, kuyu ve jeofizik verilerle tespit edilmiştir (TPAO, 2020).

TPAO'nun yaptığı açıklamalara göre, 405 milyar m³ yerinde doğal gaz içeren bir hidrokarbon rezervuarı keşfi gerçekleştirilmiştir (Kaytazoğlu vd., 2020). Jeofizik veriler göz önünde bulundurulduğunda, TPAO'nun gaz keşfi yaptığı blok alanın çevresinde benzer muhtemel keşifler için arama faaliyetlerine devam edileceği belirtilmiştir (TPAO, 2020).

Türkiye'nin açıklamış olduğu 405 milyar m³ yerinde gaz keşfi, önemli büyüklükteki açık deniz gaz keşifleri arasına girmektedir. Keşif, yaklaşık olarak 2.5 milyar varil petrol eş değerine sahiptir.

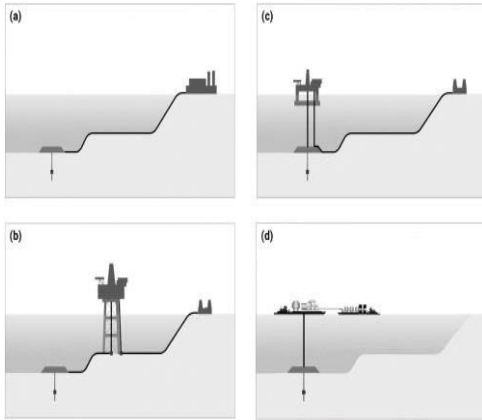
ULTRA DERİN GAZ SAHALARI

Sakarya gaz sahasının değerlendirilmesindeki ilk aşama, dünyadaki ultra derin gaz sahalarının incelenmesi olacaktır. Çalışma kapsamında, ultra derin gaz sahaları ve bu sahaların mevcut veya planlanan üretim şekilleri verilmiştir. Değerlendirilen sahalara Tablo 2 ile verilmektedir. Tablo, sahaları işleten firmaları, sahaların ortalama su derinliklerini ve uzaklıklarını, işletmeye alınma tarihlerini ve konumlarını içermektedir. Ayrıca ne tip bir yöntemle gazın aktarıldığı da sunulmuştur. Değerlendirilen sahalarda gazın iletilmesi farklı yöntemlerle gerçekleştirilmekte veya gerçekleştirilmesi planlanmaktadır. Bu yöntemler şunlardır: Uzun denizaltı bağlantısı (UDB, long subsea tieback), Yüzer

Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (FLNG, floating liquified natural gas), deniz tabanından kıyıya (DTK, subsea to beach), yüzer veya sabit istasyon (Y/Sİ, floating/fixed host). Şekil 5'te şematik olarak seçenekler gösterilmiştir. Tablo 2' deki uzaklıklar, uzun denizaltı bağlantılarında, bağlantı noktasına uzaklığı, diğerlerinde kıyıya veya kıyıdaki tesise olan mesafeleri göstermektedir.

Açık deniz doğal gaz üretimi, kuyular aracılığı ile gazın toplanması, işlenmesi ve karaya aktarılması süreçlerini kapsamaktadır. Doğal gaz önce karaya aktarılıp karada bir tesiste işlenebileceği gibi, açık denizde işlenip karaya iletilir. Birçok örnekte gaz, deniz tabanından uzun boru hatları ile bir platforma bağlanmaktadır.

Doğal gazın işlenmesi sırasında sıvılar (su ve yoğunlaşık) ayrıştırılır, gaz kurutulur, varsa H₂S



Şekil 5. Açık deniz üretim teknikleri: (a) DTK, (b) UDB, (c) Y/Sİ, (d) FLNG.

Figure 5. Offshore production techniques: (a) STB, (b) LSB, (c) F/FH, (d) FLNG.

ve CO₂ uzaklaştırılarak gaz saflaştırılır. Bu işlemlerin temel sebepleri korozyonun ve hidrat oluşumunun engellenmesi ve darbeleri akış (slug flow) koşullarının ortadan kaldırılması olarak özetlenebilir. Su varlığında doğal gaz, özellikle H₂S ve/veya CO₂ olması durumunda, korozyona neden olmaktadır. Olası

problemlerin engellenmesi için boru hattında akan gazın H₂S içeriğinin 4 ppmv seviyesinde, CO₂ mol kesrinin ise en çok %2.5 olması istenir (Sukumar Laik, 2018). Bununla birlikte iki fazlı akış sırasında sıvı oranının yüksek olması darbeleri akış koşulları doğurabilmekte, bu da akış güvencesi (flow assurance) ile ilgili sıkıntılara yol açabilmektedir. Dolayısıyla bahsedilen sorunların en aza indirilerek, kaynakların üretilip taşınması için bir dizi donanıma ihtiyaç vardır. Bu donanımlar sahanın özelliklerine göre farklı şekillerde birleştirilebilir. Mevcut

uygulamalar

değerlendirildiğinde açık denizde üretilen gazın karaya aktarılması için şu seçeneklerin olabileceği anlaşılmaktadır.

1. Gazın kıyıya deniz tabanından boru hatları ile taşınması.
 - a. Gazın, deniz tabanından kıyıdaki işleme tesisine boru hatları ile iletilmesi (Deniz tabanından kıyıya).
 - b. Platformda işlenen gazın kıyıya boru hatları ile iletilmesi.
2. Gazın tankerler aracılığıyla taşınması.
 - a. FLNG (Yüzer Sıvılaştırılmış Doğal Gaz) ile işlenen ve sıvılaştırılan gazın, LNG tankerleri ile taşınması.
 - b. Platformda işlenen ve sıvılaştırılan gazın, LNG tankerleri ile taşınması.

Çalışma kapsamında değerlendirilen sahalara kısa özetleri sunulmuştur. Sahaların ortak özellikleri ultra derin sularda bulunan gaz sahalara olmalarıdır. Sahaların bir kısmı üretimde olup, bir kısmının ise gelecekte üretime alınması planlanmaktadır.

Leviathan

Doğu Akdeniz'de İsrail Münhasır Ekonomik Bölgesi'nde bulunan Leviathan sahası, 2010 yılında keşfedilmiştir. Yaklaşık rezervi 649 milyar m³ doğal gaz olan sahanın operatörlüğünü Noble Energy yapmaktadır. Leviathan sahasının kıyıya olan uzaklığı 130 km, su derinliği 1634 m ve rezervuar derinliği 5226 m'dir (*Offshore Technology*, y.y.-c).

Tablo 2. Ultra derin açık deniz gaz sahaları.**Table 2.** Ultra deep offshore gas fields.

Keşif	Üretim Başlangıç	İşletmeci	Saha	Konum	Su derinliği (m)	Uzaklık (km)	Üretim Şekli
12/2010	2018	Noble Energy	Leviathan	Akdeniz	1600	130	UDB
12/2013	2015	Noble Energy	Tamar South West	Akdeniz	1700	150	UDB
01/2009	2013	Noble Energy	Tamar	Akdeniz	1700	150*	UDB
Güz 1999	2002	Total	Canyon Express	Meksika Körfezi	2195	90*	UDB
08/2006	2014	Husky Oil	Liwan	Güney Çin Denizi	1500	78*	UDB
1987	1997	Shell	Mensa	Meksika Körfezi	1615	60*	UDB
2012	DSB	Equinor	Block 2	Tanzanya	2500	100	DTK
Güz 2010	DSB	Shell	Block 1 - 4	Tanzanya	2500	100	DTK
2012	2024	ENI	Mamba	Mozambik	1600	100	DTK
2012	2025	Total	Golfinho-Atum	Mozambik	1600	100	DTK
08/2015	2017	ENI	Zohr	Akdeniz	1600	215	DTK
2009	DSB	Lukoil	Block EG-27	Ekvator Ginesi	1900	140	FLNG
2012	2022	MRV	Coral South	Mozambik	2260	65	FLNG
2009	DSB	Noble Energy	Dalit	Akdeniz	1700	51	FLNG
2015	DSB	Kosmos Energy	Greater Tortue	Mortitanya-	2725	287	FLNG
2011	DSB	Noble Energy	Aphrodite	Akdeniz	1700	160	Y/Sİ
2000	2020	Chevron	Gendalo Gehem	Endonezya	1830	80	Y/Sİ
2001	2007	Anadarko	Independence Hub	Meksika Körfezi	2440	217	Y/Sİ
12/2009	2015	Anadarko	Lucius	Meksika Körfezi	2164	350	Y/Sİ
1987	2014	BP	Nakika	Meksika Körfezi	1933	96	Y/Sİ
1999	2004	W&T Offshore	Magnolia	Meksika Körfezi	1432	237	Y/Sİ
1990	2000	ExxonMobil	Diana	Meksika Körfezi	1463	220	Y/Sİ
2002	2009	Reliance Indust.	Dhirubhai (KG-D6)	Bengal Körfezi	2000	60	Y/Sİ

Sahada üretilen günlük yaklaşık 33.9 milyon m³ doğal gaz, 120 km'lik boru hatlarıyla kıyıya 10 km mesafede bulunan üretim platformuna taşınmaktadır (Delek Drilling, y.y.-b).

Tamar

İsrail'in Levant Havzası'nda bulunan diğer bir saha olan Tamar, 2009 yılında keşfedilmiştir ve operatörlüğünü Noble Energy yapmaktadır. Haifa şehrinin 90 km açıklarında bulunan Tamar sahası, yaklaşık 1700 m su derinliğine ve deniz seviyesinin yaklaşık 5000 m altında rezervuar derinliğine sahiptir. Sahada üretilen biyojenik gaz, yaklaşık %98 metan içermektedir. Yaklaşık 206 milyar m³ doğal gaz ve 9.4 milyon varil yoğunluk rezervi sahip sahada, her biri 7.1 – 8.5 milyon m³/gün gaz üreten 5 kuyu ile üretim sağlanmaktadır. Bu beş kuyudan üretilen gazlar toplam 140 km uzunluğunda iki boru hattı ile Ashdod şehrinin 25 km açıklarında, su derinliğinin 236 m olduğu Tamar Platformu'na aktarılmaktadır. Üretilen gazdan suyun ve yoğunluğun ayrıştırılması işlemleri bu platformda yapılmaktadır. Daha sonra üretilen yoğunluk, Ashdod şehrindeki rafineriye, gaz ise İsrail Doğal Gaz Boru Hattı'na (INGL) aktarılmaktadır (Delek Drilling, y.y.-c).

Tamar Southwest

Tamar Sahası'nın 8 km güneydoğusunda 2013 yılında keşfedilmiştir. 17.1 milyar m³ doğal gaz ve 0.8 milyon varil yoğunluk rezervi bulunan sahada, su derinliği 1647 m ve rezervuar derinliği 5309 m'dir. Sahanın operatörlüğünü yapan Noble Energy sahadaki her kuyunun günlük yaklaşık 7 milyon m³ gaz üretme potansiyelinin olduğunu belirtmiştir (Offshore Magazine, 2013).

Dalit

İsrail'in Münhasır Ekonomik Bölgesi'nin Michal bloğunda, kıyıya 51 km uzaklıkta bulunan Dalit sahası 2009 yılında keşfedilmiştir. Sahada su

derinliği 1581 m ve rezervuar derinliği ise 3660 m'dir. Noble Energy'nin operatörlüğünü yaptığı saha, 14.2 milyar m³ gaz rezervine sahiptir. Keşif kuyusunda yapılan testler sonucunda günlük 5.6 milyon m³ gaz üretme kapasitesi olduğu bildirilmiştir (HebrewEnergy, 2009).

Gendalo – Gehem

Endonezya'nın Kutei Havzası'nın Ganal gölgesinde bulunan ve Santan Terminali'nin yaklaşık 80 km güneydoğusunda bulunan Gendalo sahası, 2000 yılında keşfedilmiştir. Su derinliğinin 1425 m ve rezervuar derinliğinin 4572 m olduğu saha, 25 milyar m³ rezerve sahiptir. Gendalo-3 geliştirme kuyusunda yapılan DST (drill-stem testing) sonucunda kuyu, günlük 0.85 milyon m³ gaz ve 2200 varil yoğunluk üretmiştir (Offshore Technology, y.y.-a).

Gehem sahası Endonezya'nın Kutei Havzası'nın Repek bölgesinde, Santan Terminali'nin 150 km güneydoğusunda 2003 yılında keşfedilmiştir. 1823 m su ve 4645 m rezervuar derinliğinin bulunduğu sahada yaklaşık 19.76 milyar m³ gaz rezervi bulunmaktadır. Gehem-2 geliştirme kuyusunda yapılan DST sonucunda günlük 0.89 milyon m³ gaz ve 1917 varil yoğunluk üretilmiştir (Offshore Technology, y.y.-a).

Gendalo-Gehem projesinin kavramsal geliştirme planı, her biri FPU (Yüzen üretim ünitesi), deniz altı sondaj merkezleri, gaz ve sıvı boru hatları ile donatılmış iki ayrı merkez ve her iki alan için ayrı tesislere sahip kıyı tesisi önermektedir (Offshore Technology, y.y.-a).

Afrodit

Güney Kıbrıs Rum Yönetimi'nin (GKRY) ilan ettiği Münhasır Ekonomik Bölge'de 2011 yılında keşfedilen Afrodit Sahası, yaklaşık 120 km² alanı kapsamaktadır. Sahanın konumu Limasol şehrinin 160 km güneyinde ve Leviathan Sahası'nın 30 km batısında bulunmaktadır (Delek Drilling, y.y.-a). Yaklaşık

1700 m su ve 5860 m rezervuar derinliği olan saha, 129 milyar m³ rezerve sahiptir. İlk fazı için 5 adet üretim kuyusu delinmesi planlanan sahada, yine ilk fazda günlük 22.6 milyon m³ gaz üretilmesi planlanmaktadır. Üretilen gazın kuyu başlarından FPSO'ya (floating Production Storage and Offloading) aktarılması düşünülmektedir. Deniz altı boru hatları hariç başlangıç maliyetinin 3.5 milyar \$ olması beklenmektedir. Üretilen gazın, FPSO da işlendikten sonra boru hattı ile Mısır'da bulunan Idku LNG tesisine gönderilmesi planlanmaktadır (NS Energy, y.y.-a).

Zohr

Mısır Münhasır Ekonomik Bölgesi'nin Shoruk bloğunda bulunan ve Port Said şehrine yaklaşık 190 km uzaklıkta konumlanan Zohr Sahası, 2015 yılında keşfedilmiştir. Sahada su derinliği 1400 – 1600 m aralığında değişmekte ve rezervuar derinliği ise yaklaşık 4131 m'dir. Saha biyojenik kökenli yaklaşık %98 metan içeriğine sahip doğal gaz içermektedir. Toplam 20 adet kuyunun delinmesi planlanmaktadır. Saha 160 km kordon hattı ile sığ sudaki Merkezi Kontrol Platformuna bağlı olmakta birlikte, kuyular 215 km'lik boru hatları ile kıyadaki işleme tesisine bağlanmıştır (Elsayed vd., 2020). Sahanın rezervi 849.5 milyar m³tür (Offshore Technology, y.y.-d). Sahada üretim 2019 yılında günlük 76.49 milyon m³e ulaşmıştır (ENI, y.y.-b).

Liwan

Güney Çin Denizi'nin Pearl River Mouth Havzası'nda 2006 yılında keşfedilen Liwan Sahası, su derinliğinin 1350 – 1500 m aralığında değiştiği, Hong Kong'un 350 km güneydoğusunda konumlanmaktadır. Proje iki sahaya içermektedir ve bunlar Liwan 3-1 ve Liuhua 34-2 sahalarıdır. İlk gaz üretiminin 2014 yılında başladığı sahada, üretim 9 kuyu vasıtasıyla sağlanmaktadır. Üretilen gaz boru hattı ile yaklaşık 78 km uzaklıktaki merkez üretim platformuna aktarılmaktadır. Bu

platform kıyıda yaklaşık 275 km açıktadır, su derinliğinin 200 m olduğu konumda bulunmaktadır. Platformda ayrıştırılan gaz, kompresörler vasıtasıyla basınçlandırıldıktan sonra 30 inç boru hattı ile karaya taşınmaktadır (Fu vd., 2016). Sahanın rezervi 169.9 milyar m³ ve ortalama günlük üretimi 8.47 milyon m³den fazladır (NS Energy, y.y.-b).

Tanzanya Blok 2

Tanzanya Havzası'ndaki 566 milyar m³ yerinde gaz barındıran Blok 2'nin lisansına Norveçli operatör şirketi Equinor ve ortağı ExxonMobil sahiptir (Lewis, 2020). 2007 yılında Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) ile üretim paylaşma anlaşması bulunan Equinor tarafından 2011 yılında başlatılan sondaj faaliyetleri ile 15 arama kuyusu açılmıştır ve bu faaliyetler neticesinde 9 keşif yapılmıştır (Equinor, y.y.). Başarılı keşiflerin ardından, Lindi Sahiline 100 km uzaklıkta ve 2500 metre su derinliğine sahip kaynaklar, yapılan plana göre, herhangi bir yüzer tesis kurulmadan deniz altı boru hatları ile karaya ulaştırılıp sıvılaştırılacaktır. Yıllık 7.5 milyon ton LNG üretim kapasitesine sahip olması beklenen tesiste elde edilen LNG, daha sonra özel LNG tankerleri ile uluslararası pazarlara ihraç edilecektir (Equinor, 2018).

Tanzanya Blok 1 ve 4

Tanzanya Havzası'ndaki 453 milyar m³ rezervi bulunan Blok 1 ve Blok 4'ün işletim hakkı Shell, Ophir ve Singapur merkezli Pavilion Enerji'ye aittir (Lewis, 2020). Shell ve ortakları, 2016 yılında Tanzanya'nın güneyinde bulunan 2 açık deniz bloğunda faaliyetlerini genişletmiştir. Keşif faaliyetleri kapsamında şimdiye kadar 22 kuyu açılmıştır. Blok 2'ye benzer şekilde keşif alanlarının kıyıya olan uzaklığı yaklaşık 100 km, su derinliği ise 2500 metreye kadar ulaşmaktadır (Shell, 2019). Blok 2'deki gibi denizaltı manifold ile toplanan kuyular boru hattı ile kıyıda bulunan LNG tesisine gönderilerek LNG üretimi sağlanacaktır.

Coral South

Rovuma Havzası'nın ilk açık deniz projesidir. Coral-1 keşfi ile ortaya çıkan bu saha, Cape Delgado kıyısına 65 km uzaklıkta bulunmaktadır ve 2261 metresi su derinliği olmakla birlikte toplamda 4869 metre derinliğe sahiptir (Galp Energia, 2012). Bu proje kapsamında, Mart 2018 yılında yapımına başlanan 3.4 MTPA LNG üretim kapasiteli FLNG tankeri, Şubat 2020 yılı itibarıyla %60 oranında tamamlanmıştır. 8 milyar \$ yatırımın yapılması öngörülen bu projede, üretimin 2022 yılının ortalarında başlaması beklenmektedir (Camba, 2020).

Golfinho-Atum

Mozambik Sahili'nin 40 km açıklarında ve yaklaşık 1600 m su derinliğinde bulunmaktadır ve yaklaşık 991 milyar m³ yerinde gaz barındırmaktadır (INP, y.y.; *Mozambique Offshore Area 1 Project, Mozambique, y.y.*). Üretilen gaz, deniz altı üretim sisteminden geçerek manifolda bağlanacak ve deniz altı boru hatları ile LNG tesisine taşınacaktır. Ayrıca, üretimi olumsuz etkileyebilecek hidrat oluşumundan kaynaklanan problemleri ortadan kaldırmak için mono-etilen glikol (MEG) enjeksiyonu yapılacak ve geri kazanım sistemi kurulacaktır (Anadarko, 2019). Şubat 2018 yılında onaylanan projede, Golfinho-Atum sahasında üretilen doğal gazın, toplamda 12.9 MTPA kapasiteli, başlangıç olarak 2 adet LNG terminali ile LNG'ye dönüştürülmesi planlanmaktadır (Standard Bank, 2019). Nihai yatırım kararı Haziran 2019 yılında alınmıştır ve ilk üretimin 2025 yılında başlaması öngörülmektedir. Toplam maliyetin 23 milyar \$ olması beklenmektedir (Standard Bank, 2019).

Mamba-Prosperidade

Rovuma LNG projesi için kullanılacak doğal gaz kaynakları, kıyıdan 100 km uzaklıkta bulunmakta ve 1600 m su derinliğine sahiptir (Standard Bank, 2019). Mayıs 2019'da,

Mamba kompleksinde bulunan 3 rezervardan elde edilen doğal gazın üretilmesi, sıvılaştırılması ve pazarlanmasına yönelik projeyi onaylanmıştır (ENI, y.y.-a). Rovuma LNG Projesi'nin ilk aşamasında Mamba rezervuarları geliştirilecektir. Bu proje kapsamında Mozambik LNG projesine benzer şekilde, karada 2 adet, 24 kuyu ile beslenen 15.2 MTPA kapasiteli LNG terminalinin kurulması planlanmaktadır ve 23.6 milyar \$ yatırım maliyeti olacağı öngörülmektedir (Camba, 2020). Üretim, deniz altı boru hatlarında toplanacak ve ayrıştırma işlemi için doğrudan kıyıya bağlanacaktır. Üretimin 2024-25 yıllarında, yıllık 15-16 milyon ton LNG üreterek başlaması planlanmaktadır (Goodrich, 2020).

Ekvator Ginesi – Blok EG-27

Altı keşif alanı içeren Blok EG-27 (eski adı Blok R) yaklaşık 96 milyar m³ rezerve sahiptir. Niger Deltası'nın sonunda yer alan Blok, Bioka Adasına 140 km uzaklıkta, 600 ila 1950 m arasında değişen su derinliğinde bulunur (Mikaila Adams, 2019). Ophir Şirketi'nin lisansını uzatmaması ile Rus Lukoil, Blok'un işletim hakkını almıştır. Blok geliştirme sürecinin nasıl olacağı üzerine çalışmalar hala devam etmekte olup öne çıkan seçenek, gazın Marathon tarafından işletilen EG LNG ihracat tesisine boru hattı ile iletilmesidir (Elliott, 2019). Ayrıca, Ophir tarafından geliştirilen FLNG projesi de hala seçenekler arasındadır. Ophir tarafında geliştirilen projenin maliyeti 2.1 milyar \$ ve kapasitenin 2.2 MTPA olacağı tahmin edilmektedir (Oil&Gas IQ, 2018).

Independence Hub

Proje, Meksika Körfezi'nde kıyıdan yaklaşık 240 km uzaklıkta ve 2440 metre su derinliğinde yürütülmüştür. Independence Hub Projesi ile Meksika Körfezi'nde Louisiana açıklarında yer alan 10 adet ultra derin açık deniz gaz sahasının geliştirilmesi yapılmıştır (Holley & Abendschein, 2007).

Independence Hub kısmen batırılmış (semi-submersible) üretim platformu, günlük üretim kapasitesi 28.3 milyon m³ olarak tasarlanmıştır. Bu kapasiteye uygun olarak platformun bulunduğu alandan Louisiana açıklarında, sığ suda bulunan bağlantı noktasına kadar 217 km uzunluğunda, 24 inç çapında doğal gaz – yoğuşuk karışımını taşıyan bir boru hattı inşa edilmiştir (Al-sharif, 2007). Bu boru hattı Louisiana açıklarında sığ suda yer alan bağlantı bölgesine kadar ulaşmaktadır. Bu bölgeden karadaki toplam uzunlukları yaklaşık 281 km olan ve çapları 8-10 inç arasında değişen hatlarla sahalar platforma bağlanmıştır (Minerals Management Service, 2005).

Sekiz buçuk yıllık toplam üretim sürecinde, yaklaşık 3.96 milyar m³ doğal gaz üretimi gerçekleşmiştir ve proje başında hedeflenen üretim miktarı %30 oranında geliştirilmiştir (Boman, 2016; Davis, 2016). Projenin toplam maliyeti; boru hatları, deniz tabanı üretim ekipmanları ve platformun inşa bedeli ile beraber 2 milyar \$ olmuştur ve bu maliyet üretime başladıktan bir buçuk yıl sonra karşılanmıştır (Davis, 2016).

Lucius

Port Fourchon Lojistik Limanı'na (Louisiana) yaklaşık 386 km uzaklıkta ve 2134 m su derinliğinde bulunmaktadır (Lamey vd., 2015). Sahanın üretimine 2015 yılında, SPAR tasarıma sahip bir platform kullanılarak başlanmıştır. Lucius SPAR platformu günlük 120000 varil sıvı (su, yoğuşuk), 80000 varil petrol ve 12.7 milyon m³ doğal gaz üretim kapasitesine sahiptir (Tule, 2015).

Lucius platformuyla ilk olarak Anadarko'nun sahip olduğu Lucius sahasında kapasite olarak günlük 4.2 milyon m³ doğal gaz üretilmesi planlanmıştır. ExxonMobil'in sahip olduğu Hadrian South doğal gaz sahası bu platforma yaklaşık 15 km uzaklıkta ve 2286 m su derinliğinde bulunmaktadır. Anadarko ve ExxonMobil'in yaptığı anlaşma ile, Mart 2015'te

Hadrian South sahası da Lucius platformuna denizaltı bağlantısı ile eklenmiştir. Bu birleştirme ile günlük gaz üretim kapasitesi 8.5 milyon m³ artarak 12.7 milyon m³'e ulaşmıştır (Lamey vd., 2015).

Yukarıda detaylandırılan ölçeklerde bir projenin beş yıl kadar kısa bir sürede tamamlanması, projenin açık deniz hidrokarbon arama ve üretim sektörü içinde önemli bir yer edinmesine yol açmıştır. Proje, toplam 10.5 milyon iş-saatine (man-hours) ve 2 milyar \$ maliyete ulaşmıştır. (Lamey vd., 2015).

Magnolia

Meksika Körfezi'nde, kıyıdan yaklaşık 237 km açıkta ve 1432 metre su derinliğinde, 1999 tarihinde keşfedilmiştir. Magnolia sahasının üretimine ve geliştirilmesine, gergi ayaklı platform (tension leg platform, TLP) kullanılarak 2004 yılında başlanmıştır. Magnolia gergi ayaklı platformunun günlük 50000 varil petrol ve 4.2 milyon m³ doğal gaz üretim kapasitesi bulunmaktadır. Platformun maliyeti 600 milyon \$ civarındadır (King, y.y.; Offshore Technology, y.y.-b). Toplam sekiz adet kuyu delinmiştir. Bu sekiz adet kuyunun altı tanesi petrol üretimi, iki tanesiyse doğal gaz ve yoğuşuk üretimi için kullanılmaktadır (Eaton vd., 2007).

Diana-Hoover

Meksika Körfezi'nde kıyıdan yaklaşık 220 km uzaklıktadır. Su derinliği 1370 – 1463 metre aralığında değişmektedir (Gist, 2001). Diana rezervuarı, deniz tabanından 3200 metre derinlikte, yüksek gözenekliliğe ve geçirgenliğe sahip pekişmemiş türbidit kum taşında bulunmaktadır (Gist, 2001; Moyer vd., 2002). Hoover rezervuarı, deniz tabanından 3870 metre derinliğe sahip bir petrol rezervuarıdır. İki rezervuarda da güçlü akifer desteği vardır. Hoover rezervuarı da Diana gibi pekişmemiş derin su türbidit kum taşındadır. İki rezervuar arasında yaklaşık 24 km mesafe bulunmaktadır

ve bu saha Diana-Hoover Sahası olarak isimlendirilmiştir.

Günlük 100000 varil petrol, 9.2 milyon m³ gaz ve 60000 varil su üretim kapasitesine sahip olan Hoover platformu, ilk SPAR tipi platform örneklerinden biridir (Milburn & Williams, 2001). Projenin toplam maliyeti 1.1 milyar \$ olmuştur (OGJ, 2000).

Canyon Express

Meksika Körfezi'nde yer alan Mississippi ve Desoto Kanyon bölgesinde bulunan üç adet birbirinden bağımsız doğal gaz sahasının üretilmesi için hayata geçirilmiştir. Bu sahalar 1980 metre derinlikten 2195 m derinliğe kadar uzanan Camden Hills, Acconagua ve King's Peak sahalarıdır. Sahalardan üretilen gaz; düşük yoğunluk içeriğine (0.75 – 1 varil / MMSCF) sahip kuru gazdır (Hare & Case, 2003).

Üretim platformu, sahalara yaklaşık 90 km uzaklığında, 90 m su derinliğinde ve kıyıdaki doğal gaz tesislerine ve boru hatlarına yakın bir konumda inşa edilmiştir (BP, 2014). Kuyular ile birlikte toplam saha geliştirme maliyeti 600 – 700 milyon \$ arasında gerçekleşmiştir. Canyon Station platformu, günlük 14 milyon m³ doğal gaz, 1000 varil su ve 1000 varil sıvı hidrokarbon üretimine göre tasarlanmıştır. Hidrat oluşumunu önlemek için üretim hattına paralel olarak inşa edilen 2^{7/8} inç çapında metanol (MeOH) hattı ve güç aktarımı için kullanılan kordon hattı da mevcuttur (Rijkens vd., 2003).

Mensa

Meksika Körfezi'nde New Orleans'ın 225 km açıklarında 1615 metre su derinliğinde bulunmaktadır. Mensa sahası, 1988 yılında keşfedilmiştir ve 1997 yılında üretime alınabilmiştir (Burman vd., 1998). Mensa rezervuarı; çok yüksek metan ve düşük yoğunluk içeriğinde (1.6 varil/MMSCF) kuru gaz rezervuarıdır (Lang vd., 1998; Razi & Bilinski,

2012). Rezervuar, yüksek gözenekliliğe ve geçirgenliğe sahip türbidit kumdan oluşmaktadır.

Mensa sahasının geliştirilmesinde; manifoldlar ile ortaklanmış kuyuların, sabit ayaklı platforma uzun denizaltı bağlantısı ile eklenerek üretilmesi uygun görülmüştür (McLaughlin, 1998). Proje geliştirilmesinin ilk aşamasında üç adet doğal gaz kuyusu, Mensa sahasına 110 km uzaklıkta ve 110 metre su derinliğindeki sabit ayaklı West Delta 143A platformuna bağlanarak üretime alınmıştır (Gilchrist vd., 1998).

Platformun ve akış hattının tasarımı, günlük 8.5 milyon m³ doğal gaz üretimine uygun olarak tasarlanmıştır. Hidrat oluşumunu önlemek için kullanılan Trietilen Glikolü (TEG) taşımak için platformdan 3^{1/2} inç çaplı ayrı bir hat manifolda bağlanmıştır. Toplam yerinde gaz miktarı 42 milyar m³'tür (Lang vd., 1998).

Na Kika

Meksika Körfezi'nde New Orleans'ın 225 km güney doğusunda ve 1936 metre su derinliğinde bulunmaktadır. Na Kika Sahası'nda kısmen batırılmış üretim platformu kullanılarak; 1770 ve 2316 metre arasındaki su derinliklerinde, birbirinden bağımsız altı tane petrol ve doğal gaz sahasından üretim yapılmaktadır (Hudson vd., 2002; Luyties & Freckelton, 2004; Rajasingam & Freckelton, 2004). Bu sahalar Kepler, Ariel ve Herschel petrol, East Anstey ve Coulomb gaz; Fourier ise hem petrol hem de gaz sahasıdır (Stair vd., 2004).

Proje maliyetinin düşürülmek istenmesi sebebiyle kuyular manifold kullanılmadan, kızak (sled) adı verilen birleştiriciler ile döngüler oluşturularak birbirlerine bağlanmıştır (Kopp vd., 2004). Bu döngüsel hatlar düşey iletim hattı (riser) vasıtasıyla platforma bağlanmıştır. Hidrat oluşumunu önlemek için kuyubaşlarına enjekte edilen MEG ve deniz altı sistemine

enerji taşıyan toplam 80 km uzunluğundaki kordon hatları da döngüsel hatlarla beraber inşa edilmiştir (Rajasingam & Freckelton, 2004).

Na Kika platformu günlük 110000 varil petrol ve 12 milyon m³ gaz işleme kapasitesine uygun olarak inşa edilmiştir (Rajasingam & Freckelton, 2004; Stair vd., 2004). Platformda işlenen petrol, 120 km uzunluğundaki boru hattı ile Main Pass Block 69 sığ su platformuna ve gaz ise 128 km uzunluğundaki boru hattı ile Main Pass 260 sığ su platformuna taşınmaktadır. Ana boru hatlarının ve deniz altı üretim ekipmanlarının toplam maliyeti 350 milyon \$ olarak gerçekleşmiştir. Projenin toplam maliyeti 2003 yılı itibarıyla 14 milyar \$ olmuştur (Kopp vd., 2004; Luyties & Freckelton, 2004).

ORTAK PROBLEMLER

Ultra derin gaz sahalarında ortak problemler akış güvencesi çerçevesi içindedir. Hidrat oluşumu, kum üretimi ve darbeli akış tasarım sırasında dikkatle değerlendirilmesi gereken sorunlardır.

Doğal gaz hidratları, düşük sıcaklık ve yüksek basınç koşullarında su moleküllerinin oluşturduğu kafeslere metan benzeri küçük moleküllerin hapsolmesi ile oluşur. Doğal gaz moleküllerinin varlığı, kristal yapının suyun donma noktasının üzerinde var olmasına neden olur. Metan haricinde, doğal gazın içinde bulunabilecek etan, propan, bütan, karbondioksit, hidrojen sülfür de hidrat oluşturabilir. Fiziksel görünümü buzu andırır. Hidratlar birikerek akış hatlarını tıkayabilirler.

915 metreden (3000 fitten) derin sularda, deniz tabanı sıcaklığı yaklaşık 4-5 °C arasında sabittir. Bu düşük sıcaklıklar ve yeraltından akışkanın eriştiği basınçlar, doğal gazın hidrat oluşturması için elverişli koşulları doğurmaktadır. Her ne kadar yer altında gelen gaz sıcak olsa da deniz tabanındaki düşük

sıcaklıklar, gazın boru hattı içerisinde hızlıca soğumasına neden olmaktadır zira genelde bu hatlar yalıtılmaz. Dolayısıyla hatlarda tıkanmaların önüne geçmek için hidrat oluşumunun engellenmesi, derin sularda son derece önemlidir.

İncelenen sahaların tamamında hidrat oluşumu kontrolü termodinamik inhibitörler aracılığı ile sağlanmıştır. Metanol veya mono etilen glikol tercih edilen kimyasallardır. Termodinamik inhibitörler gazın hidrat oluşturma sıcaklığını düşürür. Öncelikli olarak, gazın kompozisyonuna bağlı olarak hidrat oluşturma koşulları belirlenir. Daha sonra hidrat oluşma sıcaklığının ne kadar azaltılması gerektiği hesaplanır. Buna bağlı olarak sıvı fazdaki gerekli inhibitör konsantrasyonu aşağıdaki verilen Hammerschmidt denklemi (1) ile hesaplanabilir.

$$\Delta T = \frac{K \times W}{M \times (100 - W)} \quad (1)$$

ΔT : Hidrat oluşma sıcaklığındaki istenen sapma, °C

K : İnhibitöre bağlı sabit, metanol için 2335

W : Su fazındaki inhibitörün ağırlıkça oranı

M : İnhibitörün molekül ağırlığı

Verilen formülün hata payı %5'dir ve çalışma aralığı inhibitörün sıvı fazdaki konsantrasyonu için %5-25'dir. Daha güvenilir tahminler, hızlı hesaplamalar için kullanılan bu deneysel formül yerine, termodinamik hesaplamalar gerçekleştirilerek elde edilir.

Metanolün, aynı konsantrasyonda MEG'e oranla daha fazla sıcaklık düşümüne neden olacağı anlaşılmaktadır. Ancak metanolün uçuculuğu MEG'e dönüşümü daha az

Tablo 3. Gaz ve sıvı faza olan kayıplar – MeOH vs. MEG (Sloan, Jr, 2000).**Table 3.** Amount of inhibitor lost to the gas and the liquid phases – MeOH v. MEG.

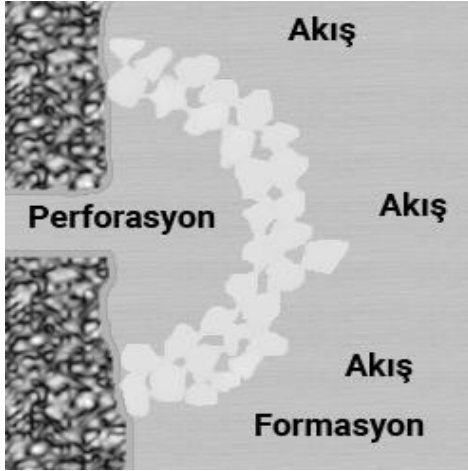
Inhibitör	Gaz faza olan kayıplar	Sıvı hidrokarbon faza olan kayıplar
MeOH	4 °C ve 70 bar'dan yüksek basınçlarda su fazındaki her bir ağırlık yüzdesi için 16 kg/106 Sm ³ gaz	% 0.5 ağırlıkça
MEG	4 °C ve 70 bar'dan yüksek basınçlarda en çok 0.3 kg/106 Sm ³ gaz	4 °C'de, su fazındaki MEG'in mol oranının %0.03'ü

olacaktır. Gaz faza ve sıvı hidrokarbon faza olan kayıplar metanol için daha fazladır. Tablo 3'te kayıplarla ilgili genel kurallar çerçevesinde yapılan bir karşılaştırma verilmektedir. Görüldüğü gibi metanol kayıpları MEG'e oranla fazladır. Bu nedenle MEG bazı durumlarda metanole tercih edilmektedir.

Kum üretiminin, bu tip sahalarda yine sıklıkla karşılaşılan bir problem olduğu anlaşılmaktadır. Kum üretimi sektörün en eski problemlerinden biridir. Pekişmemiş kum taneleri, üretim ile birlikte akışkan tarafından kuyuya sürüklenir. Bu üretim nedeniyle kuyuda tıkanmalar yaşanabileceği gibi ekipmanlar erozyona da uğrayabilir, yüzey ekipmanlarında birikmelere neden olabilir. Bu tip sorunların önüne geçebilmek için kum üretiminin kontrol altına alınması gerekir. Kum üretimini sınırlamak için üretimi kısmak bir çözüm olabilir. Böylece hızlar azalır ve kum üretimi sınırlanır ancak üretim ekonomik sınırların altına düşebilir. Formasyonun sıkışma dayanımı (compressive strength) kum üretimi açısından en önemli parametrelerden biridir. Uygun üretim ve tamamlama teknikleri kullanıldığında formasyonun sıkışma dayanımı 1000 psi'nin üstünde ise genellikle kum üretimi gözükmez.

İncelenen sahalarda, kum kontrolü, kum dolgusu (gravel packing) yöntemi ile gerçekleştirilmektedir. Mekanik olarak bir kısım büyük kum tanelerini tutmaya yönelik bu yöntemde, üretim borusunun (tubing) ucuna elek (screen) yerleştirilir ve elek ve delik arasında kalan bölge kum ile doldurulur. Hem koruma borusunun (casing) olduğu, hem de olmadığı durumlarda bu yöntem uygulanabilir. Elek açıklığının dikdörtgen olması durumunda, çapı elek açıklığının yarısından büyük küresel kum taneleri sürekli bir şekilde elekten geçemezler. Benzer şekilde, elek açıklıkları küresel ise çapı elek çapının üçte birinden büyük küresel kum taneleri sürekli olarak elekten geçemezler ve kum taneleri şekilde gösterildiği gibi perforasyon açıklıklarında kemerler (bridging) oluştururlar (Şekil 6). Bu kemerlerin arkasında daha küçük kum taneleri birikir (Penberthy & Shaughnessy, 1992) ve kum kontrolünü sağlamaya yardım eder.

Mekanik kum tutumu yöntemleri kemerleşme etkisine dayanmaktadır. Kum taneleri, kum dolgusunun karşısında kemerleşerek kuyuya doğru akan daha küçük kum tanelerini tutarken, akışkan akışına izin vermektedir. Ancak, deneyler bu kemerlerin kararlı



Şekil 6. Kum tanelerinin kemerleşmesi şematik gösterimi.

Figure 6. Schematic view of bridging of sand particles.

olmadığını, akış düzeni değiştiğinde bozulduğunu göstermektedir: Saucier (Saucier, 1996), 1974 yılında yaptığı deneysel çalışmada, sabit debide zamanla kum üretiminin azaldığını ancak iki fazlı akışa geçilmesi, debinin artması veya azalmasında kum üretiminin arttığını göstermiştir. Çalışmasında, kum dolgusu tanecik boyutu dağılımı medyanının, formasyonun kum tanesi dağılımının medyan değerinin en fazla 6 katı olduğu durumda kum üretiminin en iyi şekilde kontrol edilebileceğini ortaya koymuştur (Saucier, 1996).

Kum dolgusu hem açık delik (openhole) hem de koruma borulu durumlarda uygulanabilmektedir. Özellikle debilerin yüksek olduğu yatay, derin su kuyularında, açık delik kum dolgusu seçeneği yaygındır. Kum dolgusu ile ilgili en önemli problem zar etkisini yaratmasıdır. Bu tip kuyularda, 20 zar faktörü sıklıkla karşılaşılan bir değerdir (Sanchez & Tibbles, 2007). Zar faktörünün yüksek olması, kuyunun verimliliğini düşürür. Yüksek zar faktörünü düşürmenin bir yolu çatlatmadır. Çatlatma ve kum doldurma işlemlerinin beraber

gerçekleştirildiği yöntem, frac-pack olarak adlandırılmaktadır. Frac-pack, koruma borulu kuyularda sıklıkla kullanılan bir tamamlama yöntemidir. Burada oluşturulan çatlaklar diğer çatlatma operasyonlarında oluşturulan çatlaklardan daha kısa (~6 m) ama daha geniş çatlaklardır. Çatlağın etkisi ile zar faktörünün sıfıra düşürülmesi mümkünse de frac-pack uygulandığında 5 ve daha düşük değerler ile karşılaşılabılır (Sanchez & Tibbles, 2007). Frac-pack elbette ki her durumda uygulanabilir değildir. Gaz başlığı olması veya yakınlarda su katmanlarının olması durumlarında uygun değildir. Ancak, arada 1 m gibi görece olarak ince şeyli tabakaları olması yöntemin uygulanabilmesi için yeterlidir (Sanchez & Tibbles, 2007). Su katmanlarının olması durumunda yüksek su debili doldurma (high rate water pack – HRWP) yöntemi kullanılabilir. Bu yöntemle yaratılan çatlaklar daha kısa (0.9 m) ve daha ince olurlar. Böylelikle çatlatma sırasında su katmanları ve üretim katmanları arasında iletişim yaratma olasılığı azalır.

Kum kontrolü uygulanan kuyuların çoğunda operatörler ekipman arızalarının önüne geçmek için üretim debilerini sınırlamaktadırlar. Genellikle bu sınır, basınç düşümü en çok 500-1000 psia arasında tutularak uygulanır (Tiffin vd., 2003). Tiffin ve diğerlerinin 2003, yılında yaptıkları çalışma ile 200 sahanın verilerini değerlendirmiş ve basınç düşümünün tek başına kum kontrol tekniğinin başarısızlığını tahmin etmede yeterli olmayacağı ortaya koymuşlardır. Elbette basınç düşümü bu anlamda en önemli parametrelerden biridir, zira akışkanın yerindeki, hızı basınç düşümüne bağlıdır. Üretimle birlikte rezervardaki kuvvet dengesi değişir. Gözenek içindeki akışkanın basıncı (rezervuar basıncı) kum taneleri üzerine binen örtü tabakası (overburden formation) kaynaklı stresleri dengeleyerek, kum tanelerinin üzerine binen stresi azaltır. Üretimle birlikte basınç azalacağından, bu denge değişir ve kum

taneleri üzerinde daha fazla stres oluşmaya başlar. Bu stresler sonucunda, formasyonun dayanımı geçtiğinde kum üretimi başlar. Akışkanın yarattığı sürüklenme kuvveti (drag forces) ile kum kuyuya taşınır. Sürüklenme kuvveti akışkanın özelliklerine ve hızına bağlıdır. Nihayetinde basınç düşümünün sınırlanması, akışkanın gözenek içindeki hızını da sınırlayacağından bir kontrol sağlaması beklenir. Akışkan hızlarının değerlendirilmesi, kum kontrol tekniğinin başarısız olup olmayacağını belirlemede önemlidir. Rezervuardan kuyuya olan akış, radyal ilerler. Dolayısıyla kuyunun yakın civarında hızlar yüksek, uzaklaştıkça hızlar düşüktür. Yüksek akışkan hızları sadece kuyunun yakın civarında oluşur. Rezervuarın geniş ölçeğinde akışkan hızları oldukça düşüktür.

Koruma borulu kuyularda kum kontrolü tekniğinin başarısızlığı, hızlarla ilişkilidir ve gaz kuyuları için arızaların çoğunluğu hızın 6.1 m/s (20 ft/s) değerini aştığı, petrol kuyuları için ise hızın 3.05 m/s (10 ft/s) değerini aştığı durumlarda ortaya çıkar (Tiffin vd., 2003). Burada hız, perforasyon alanına göre hesaplanır. Dolayısıyla perforasyon sayısı önem arz eder. Kum tanelerinin yaratacağı erozyon, akışkanın kum taşıma kapasitesine bağlı olacağından C-faktörü değişkeni tanımlanmıştır (Denklem 2).

$$C = \sqrt{\rho_{akışkan}} \times v_{per.max} \quad (2)$$

Denklemde gösterilen hız, perforasyonlardaki en büyük hızdır. C değerinin 60'ı geçtiği durumlarda kum kontrolünün başarısız olduğu gözlemlenmiştir. Koruma borusu olmayan, açık delik kum dolgusunda genellikle sorunların kaynağı hızlardan çok, kum dolgusunun anülüsü tam dolduramamasıdır (Tiffin vd., 2003). Bu anlamda kum dolgusu operasyonu sırasında mutlaka dolgunun istenen düzeyde yerleşip yerleşmediği kontrol edilmelidir. Bu amaçla çeşitli log aletleri kullanılabilir.

Yukarıda özetlendiği gibi birçok durumda uzun deniz tabanı hatları kullanılmaktadır. Bu hatlar kuyudan uzak bir noktadaki platforma olabileceği gibi kuyudan kıyıya kadar da uzanabilir. Bu uzun hatların tasarımı sırasında gaz, sıvı hidrokarbon ve su fazlarını beraber modelleyebilecek kararsız (transient) akış simülatörleri kullanılmaktadır. Tasarım sonucu kaç hat gitmesi gerektiği ve kullanılacak boruların çapları belirlenir. Burada dikkat edilmesi gereken durum, akışın darbeli akış (slug flow) koşullarından mümkün olduğu kadar uzak tutulmasıdır. Darbeli akış sırasında sıvı ve gaz aralıklı şekilde akar. Sıvı yığını gaz takip eder ve fazlar ardalanır. Yüksek momentuma sahip sıvı, özellikle dirseklerde ve "T" bağlantılarında ciddi kuvvetler yaratabilir. Darbeli akış titreşimlere yol açar ve bu titreşimler ekipmanların yorulmasına yol açabileceği gibi tınlaşma (resonance) da neden olabilir bu da ciddi hasarlar doğurabilir. Dolayısıyla tasarım sırasında darbeli akışa özel önem verilmelidir. Gaz akışı ihtiyaca göre azaltılıp artırılabilir. Akışkan hızının boru içinde yavaşladığı dönemlerde sıvı kesri boru içinde artacaktır. Sıvı kesrinin artması darbeli akışı doğurabilir. Örneğin arıza olması durumunda sistem hızlı bir şekilde kapatılabilir ve sıvı kesri hızlı bir şekilde değişebilir. Tasarım sırasında farklı senaryolar, arıza senaryoları dahil, birçok durum değerlendirilmeli, riskler tespit edilmeli ve olası çözümler geliştirilmelidir. Diğer bir değerlendirilmesi gereken nokta ise borunun yatayla yaptığı açının hızlı arttığı durumlardır. Dip noktalarda sıvı, yer çekimi etkisiyle birikip tıkanmalara yol açabilir.

Yukarıda özetlenen sorunlar, bu tip sahalarda sıklıkla karşılaşılan sorunlardır. Büyük projelerde elbette burada özetlenenlerden çok farklı sorunların için mühendislik çözümleri üretmek gerekecektir. Açık deniz derin gaz sahalarının geliştirilmesi oldukça maliyetlidir. Unutulmamalıdır ki deniz tabanına yerleştirilen birkaç bin dolarlık bir ekipmanın değerininin

maliyeti milyonlarca doları bulabilir. Meksika körfezindeki Canyon Express projesi keşiften 3 yıl sonra tamamlanmıştır. Ultra derin 3 küçük saha işletmecilerinin ortak projesidir ve karşılaşılan zorluklar yazında detaylı anlatılmaktadır (Hare & Case, 2003; Piedras vd., 2003). Birçok proje için yol haritası olabilecek bu projenin tasarım felsefesi şu şekilde özetlenmiştir:

- Sistemi basit tut.
- Kendini ispatlamış ekipmanları kullan.
- Ekipmanları gerçek operasyon koşullarında titiz bir şekilde test et.
- Gerekli yedeklemeyi sistemde kur.
- Kritik bileşenler ROV ile değiştirilebilir olsun.

TARTIŞMA VE BİTİM

Çalışma kapsamında dünyada ultra derin açık deniz sahalarının bir özeti sunulmuş ve üretim yöntemleri değerlendirilmiştir. Bu sahalarda karşılaşılan sorunlar değerlendirildiğinde, akış güvencesi ile ilgili sorunların ön planda olduğu anlaşılmıştır. Hidrat oluşumunun engellenmesi ve kum kontrolü en çok irdelenen konulardır. Bu sorunlar kapsamında üretilen çözümler sunulmuştur.

Ülkemiz Münhasır Ekonomik Bölgesi'nde yer alan Sakarya Sahası'nda tarihimizin en önemli gaz keşfi gerçekleştirilmiştir. Delinen Tuna-1 kuyusunun kıyıya mesafesi 175 km, su derinliği 2115 m ve kuyunun derinliği 4525 m'dir (TPAO, 2020). Henüz rezervuarın özellikleri ile ilgili detaylı bilgiler paylaşılmamakla birlikte, toplam 100 m kalınlıkta doğal gaz ihtiva eden bir yapı olduğu ve denizaltı yelpaze sisteminin bir parçası olduğu açıklanmıştır. Bu tip sistemlerde kalın kum kayaları bulunabildiği gibi, ince ardalanmış ve dikeyde iletişimin olmadığı yapılar da olabilir. Rezervuarın verilerine göre uygun kum kontrol yöntemi uygulanmalıdır.

Ülkemizin ihtiyaçları ve olası pazarlara boru hatları ile bağlı oluşu dolayısıyla sıvılaştırılmış doğal gaz seçeneğine ihtiyaç olmadığı değerlendirilmiştir. Dolayısıyla gaz deniz tabanından boru hattı ile kıyıya taşınacaktır. Bu anlamda rezervuarın özelliklerini değerlendirerek açık denizde bir platforma ihtiyaç olup olmadığına karar verilebilir. Sıvı üretiminin düşük, CO₂ ve H₂S içeriklerinin istenen seviyelerin altında ve kuyubaşı basınçlarının gerekli seviyelerde olması durumunda kuyular doğrudan kıyıdaki bir tesise bağlanabilir. Bu senaryoda, ilk aşamada olmasa da ilerleyen aşamalarda rezervuar basıncı azaldıkça, bir kompresöre ihtiyaç olacaktır. Akış güvencesinin sağlanması en önemli nokta olacaktır. Açıklandığı üzere gazın, metan (lean gas) içeriğinin yüksek olması, çok fazla yoğunluk oluşturmayacağı anlamına gelebilir. Dolayısıyla deniz tabanından kıyıya seçeneğinin uygulanabilmesi anlamında bir artıdır.

Gazın istenen özelliklerde olmaması durumunda bir platforma ihtiyaç olacaktır. Açık denizde platformda işlenen gaz yine boru hatları ile deniz tabanından kıyıya aktarılacaktır. Saha büyüklüğü ve olası genişlemeler düşünüldüğünde, işletme açısından bir platformun avantajları olacaktır. Bu derinliklerde kısmen batırılmış veya SPAR tipi platformlar kullanılmaktadır. Literatürde özeti verilen sahalarda karşılaşılan kum üretimi ve hidratlaşmanın, Sakarya Sahası'nda da karşılaşılabilecek sorunlar arasında olacağı düşünülmektedir.

KATKI BELİRTME

Yazarlar, makalenin değerlendirmesinde yapıcı katkı koyan adını belirtmeyen hakemlere teşekkür eder.

KAYNAKÇA

- Al-sharif, M. (2007). Independence Trail — Pipeline Design Considerations. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/19056-MS>
- Anadarko. (2019). *Mozambique LNG: ESHIA Executive Summary and Update* (Sayı May). https://www.mzlng.total.com/sites/g/files/wompnd1596/f/atoms/files/mz-000-am1-hs-rpt0002_eshia_executive_summary_and_update-05-19-2020.pdf
- Begçecanlı, B. (2020, Temmuz 20). *Fatih sondaj gemisi Karadeniz'de ilk sondajına başladı*. Anadolu Ajansı. <https://www.aa.com.tr/tr/turkiye/fatih-sondaj-gemisi-karadenizde-ilk-sondajina-basladi/1916084>
- Boman, K. (2016, Şubat 3). *Anadarko Ceases Production at Independence Hub in Gulf of Mexico*. Rigzone. https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/142861/anadarko_ceases_production_at_independence_hub_in_gulf_of_mexico/
- BP. (2014, Şubat 24). *BP starts up Na Kika phase 3 in deepwater Gulf of Mexico | News and insights | Home*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/new-start-up-in-gulf-of-mexico.html>
- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy, 2020 | 69th Edition*. 66. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Burman, S. S., Deepwater, S., & Norton, S. J. (1998). Mensa Project : Well Drilling and Completion. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8578-MS>
- Camba, N. (2020). Developments on Natural Gas projects in Mozambique : Overview of the latest Progress and Business Opportunities. *SUBSEA EXPO 2020*.
- Churchill, R. R. (2013). Law of the Sea | international law [1982] | Britannica. İçinde *Encyclopædia Britannica, inc*. <https://www.britannica.com/topic/Law-of-the-Sea#ref913546>
- Davis, C. (2016, Şubat 5). *Anadarko Shuttters Final NatGas Well at Independence Hub in GOM*. Natural Gas Intelligence. <https://www.naturalgasintel.com/anadarko-shuttters-final-natgas-well-at-independence-hub-in-gom/>
- Delek Drilling. (y.y.-a). *Aphrodite Gas Field*. 15 Ekim 2020, <https://www.delekdrilling.com/project/aphrodite-gas-field>
- Delek Drilling. (y.y.-b). *Leviathan Gas Field*. 19 Ekim 2020, <https://www.delekdrilling.com/natural-gas/gas-fields/leviathan>
- Delek Drilling. (y.y.-c). *Tamar Gas Field*. 15 Ekim 2020, <https://www.delekdrilling.com/natural-gas/gas-fields/tamar>
- Eaton, L. F., Randall Reinhardt, W., Scott Bennett, J., Blake, K., & Morales, H. (2007). Magnolia deepwater experience - Frac-packing long perforated intervals in nonconsolidated Silt Reservoirs. *SPE/IADC Drilling Conference*, 1(March), 547–560. <https://doi.org/10.2523/105541-ms>
- Elliott, S. (2019). *First "hint" of plan for Equatorial Guinea's Fortuna block in Jan/Feb: Obiang | S&P Global Platts*. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/112819-first-hint-of-plan-for-equatorial-guineas-fortuna-block-in-jan-feb-obiang>

- Elsayed, M. S., Zayed, S., Tolba, M. A., Omar, M. K., Hussein, A., Darwish, H. M., & Negm, M. N. (2020). The Flow assurance criticalities and challenges management of zohr deepwater giant gas field. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2020-May*. <https://doi.org/10.4043/30779-ms>
- ENI. (y.y.-a). *Rovuma LNG*. 26 Eylül 2020, <https://www.eni.com/en-IT/operations/mozambique-rovuma-lng.html>
- ENI. (y.y.-b). *Zohr*. 20 Ekim 2020, <https://www.eni.com/en-IT/operations/egypt-zohr.html>
- EPDK. (2020). *Doğal Gaz Piyasası 2019 Yılı Sektör Raporu*. <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>
- Equinor. (y.y.). *Tanzania*. 12 Ekim 2020, <https://www.equinor.com/en/where-we-are/tanzania.html>
- Equinor. (2018). *Block 2 Tanzania Successful exploration campaigns in*. <https://www.equinor.com/en/where-we-are/tanzania.html>
- Fu, Y., Gong, W., Li, L., Su, R., & Wei, F. (2016). Liwan field development: The first deepwater gas field in China. *Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016, March*, 2486–2492. <https://doi.org/10.4043/26447-ms>
- Galp Energia. (2012). *Success of Coral-1 well opens up a new play in Area 4 and further enhances the block potential*.
- Gilchrist, R. T., Deepwater, S., Systems, D., & Kluwen, F. A. (1998). Mensa Project : Flowlines. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8628-MS>
- Gist, G. N. (2001). Diana Subsea Production System: An Overview. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/13082-ms>
- Goodrich, G. (2020). *From Hydrocarbon Minor to Global Gas Giant | Africa Oil & Power*. <https://www.africaoilandpower.com/2020/07/24/from-hydrocarbon-minor-to-global-gas-giant/>
- Hamit, D., Bayar, G., & Aliyev, J. (2020, Ağustos 21). *Turkey discovers major Black Sea natural gas reserves*. Anadolu Ajansı. <https://www.aa.com.tr/en/economy/turkey-discovers-major-black-sea-natural-gas-reserves/1949231>
- Hare, S., & Case, R. (2003). Canyon Express commissioning and start-up experience. *Offshore Technology Conference*, 380–390. <https://doi.org/10.4043/15097-ms>
- HebrewEnergy. (2009, Ağustos). *Dalit Field; Dalit drilling*. <http://www.hebrewenergy.com/dalit-field-dalit-drilling/>
- Holley, S. M., & Abendschein, R. D. (2007). Independence Project Overview — A Producer 's Perspective. *Offshore Technology Conference*.
- Hudson, J. D., Dutsch, D. B., Lang, P. P., Lorimer, S. L., & Stevens, K. A. (2002). An Overview of the Na Kika Flow Assurance Design. *Offshore Technology Conference*, 1693–1700. <https://doi.org/10.4043/14186-ms>
- IEA. (2018). *Offshore Energy Outlook 2018*. <https://www.iea.org/reports/offshore-energy-outlook-2018>
- INP. (y.y.). *Rovuma offshore, Area 1 / Current Areas of Exploration and Production / Exploration & Production / Home - INP*. 19 Eylül 2020, <http://www.inp.gov.mz/en/Exploration-Production/Current-Areas-of->

- Exploration-and-Production/Rovuma-offshore-Area-1
- Kaytazoğlu, O., Tatlıcı, E., & Temel, E. (2020, Ağustos 22). *Doğal gaz bulundu: Karadeniz'deki gaz keşfi Türkiye'yi nasıl etkiler? - BBC News Türkçe*. BBC Türkçe.
<https://www.bbc.com/turkce/haberler-turkiye-53868045>
- King, H. M. (y.y.). *Magnolia TLP Oil Platform - The World's Tallest Structure?* 12 Ekim 2020,
<https://geology.com/stories/13/magnolia-oil-platform/>
- Kopp, F., Light, B. D., Preli, T. A., Rao, V. S., & Stingl, K. H. (2004). Design and installation of the Na Kika export pipelines, flowlines and risers. *Offshore Technology Conference*, 3, 1694–1707.
<https://doi.org/10.4043/16703-ms>
- Lamey, M., Gayneaux, J., Hart, D. D., & Arthur, T. (2015). Lucius and hadrian south projects: Development overview. *Offshore Technology Conference*, 4, 2484–2499.
<https://doi.org/10.4043/25868-ms>
- Lang, P. P., Rainey, R. M., & Bankston, C. H. (1998). Mensa Project : System Design and Operation. *Offshore Technology Conference*.
<https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8577-MS>
- Lewis, I. (2020). *Tanzania's LNG hopes on a knife-edge*. <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2020/tanzania-s-lng-hopes-on-a-knife-edge>
- Luyties, W. H., & Freckelton, T. P. (2004). Na Kika - Novel development in record water depth. *Offshore Technology Conference*, 3, 1646–1654.
<https://doi.org/10.4043/16698-ms>
- Mclaughlin, D. C. (1998). Mensa Project : An Overview. *Offshore Technology Conference*.
- Mikaila Adams. (2019). *Block R returned to Equatorial Guinea*. Oil & Gas Journal.
- Milburn, F. H., & Williams, R. H. (2001). Hoover / Diana : Topsides. *Offshore Technology Conference*.
<https://doi.org/10.4043/13083-MS>
- Minerals Management Service. (2005). *Environmental Assessment for Independence Hub - Surface Facilities and Subsea Development Project*. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region.
- Moyer, M. C., Barry, M. D., & Tears, N. C. (2002). Hoover-Diana Deepwater Drilling and Completions. *Offshore Technology Conference*, 53(7), 33–35.
<https://doi.org/10.2118/0701-0033-jpt>
- Mozambique Offshore Area 1 Project, Mozambique*. (y.y.). 17 Şubat 2021,
<https://www.offshore-technology.com/projects/mozambique-offshore-area-1-project/>
- NS Energy. (y.y.-a). *Aphrodite Gas Field*. 15 Ekim 2020,
<https://www.nsenergybusiness.com/projects/aphrodite-gas-field/>
- NS Energy. (y.y.-b). *Liwan Gas Project, South China Sea*. 19 Ekim 2020,
<https://www.nsenergybusiness.com/projects/liwan-gas-project-south-china-sea/>
- Offshore Magazine. (2013, Aralık 4). *Tamar SW adds to Noble Energy's deepwater gas bankoffshore Israel*.
<https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16772323/tamar-sw-adds-to-noble-energys-deepwater-gas-bank-offshore-israel>

- Offshore Technology. (y.y.-a). *Indonesia Deepwater Development, Kutie Basin*. 19 Ekim 2020, <https://www.offshore-technology.com/projects/indonesia-deepwater-development-kutie-basin/>
- Offshore Technology. (y.y.-b). *Magnolia Deepwater Oil and Gas Field, Gulf of Mexico - Offshore Technology | Oil and Gas News and Market Analysis*. 12 Ekim 2020, <https://www.offshore-technology.com/projects/magnolia/>
- Offshore Technology. (y.y.-c). 15 Ekim 2020, <https://www.offshore-technology.com/projects/leviathan-gas-field-levantine-israel/>
- Offshore Technology. (y.y.-d). *Zohr Gas Field*. 15 Ekim 2020, <https://www.offshore-technology.com/projects/zohr-gas-field/>
- OGJ. (2000, Temmuz 3). *ExxonMobil: Hoover-Diana on stream | Oil & Gas Journal*. Oil & Gas Journal. <https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/17254096/exxonmobil-hooverdiana-on-stream>
- Oil&Gas IQ. (2018). *Top 10 FLNG projects*.
- Penberthy, J. W. L., & Shaughnessy, C. M. (1992). *Sand Control* (1st Editio). SPE.
- Piedras, J., Totalfinaelf, E., Stimatz, G. P., Company, M. O., & Nielsen, V. B. J. (2003). *Canyon Express : Design and Experience on High-Rate Deepwater Gas Producers Using Frac-Pack and Intelligent Well Completion Systems*.
- Rajasingam, D. T., & Freckelton, T. P. (2004). Subsurface development challenges in the ultra deepwater Na Kika Development. *Offshore Technology Conference*, 3, 1655–1664. <https://doi.org/10.4043/16699-ms>
- Razi, M., & Bilinski, P. (2012). Mensa field, deepwater Gulf of Mexico (GOM) - Case study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4(Mc), 3202–3212. <https://doi.org/10.2118/159741-ms>
- Rijkens, F., Allen, M., & Hassold, T. (2003). Overview of the Canyon Express project, business challenges and “industry firsts”. *Offshore Technology Conference*, 2003 - May, 329–337. <https://doi.org/10.4043/15093-ms>
- Sanchez, M., & Tibbles, R. (2007). *Frac Packing : Fracturing for Sand Control*.
- Saucier, R. J. (1996). Considerations in gravel pack design. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 43, 7–14.
- Shell (2019). *Our vision*. https://www.shell.co.tz/about-us/reports/_jcr_content/par/list_751c.stream/1562315752269/02dae9d0db9c8e7162ef597421d4267886622ebd/tanzania-Ing-brochure-english.pdf
- Sloan, Jr, E. D. (2000). *Hydrate Engineering*. SPE.
- Stair, C. D., Bruesewitz, E. R., Rajasingam, D. T., & Dawson, M. E. P. (2004). Na kika completions overview: Challenges and accomplishments. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 1(Figure 1), 341–350. <https://doi.org/10.4043/16228-ms>
- Standard Bank. (2019). *Rovuma LNG Project: Macroeconomic Study* (Sayı March). [https://corporateandinvestment.standardbank.com/static_file/CIB/PDF/2019/Sectors/Oil and Gas/Standard Bank Rovuma LNG Project English Report.pdf](https://corporateandinvestment.standardbank.com/static_file/CIB/PDF/2019/Sectors/Oil%20and%20Gas/Standard%20Bank%20Rovuma%20LNG%20Project%20English%20Report.pdf)
- Sukumar Laik. (2018). *Offshore Petroleum Drilling and Production* (1st Editio). CRC Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1201/9781315157177>
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2020, Mart). *T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı - Doğalgaz*. <https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-dogalgaz>

- Tiffin, D. L., Stein, M. H., & Wang, X. (2003). Drawdown Guidelines for Sand Control Completions. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3901–3910.
<https://doi.org/10.2118/84495-ms>
- TPAO. (2020). *TPAO discovers a colossal gas field in Western Black Sea offshore , first ever gas discovery in Turkish ultra deep-water [Press release]*.
<http://www.tpao.gov.tr/en/announcemnts/tpaos-latest-discovery-tuna-1>
- Tule, J. (2015). Lucius spar: Design to delivery. *Offshore Technology Conference*, 6(May), 4219–4234.
<https://doi.org/10.4043/26024-ms>
- UN General Assembly. (1982). *United Nations Convention on the Law of the Sea*. United Nations.
- Zhang, G., Qu, H., Chen, G., Zhao, C., Zhang, F., Yang, H., Zhao, Z., & Ma, M. (2019). Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 4(1), 1–28.
<https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2019.03.002>