Globalna odobalna proizvodnja nafte i plina

Strika, Lovre

Master's thesis / Diplomski rad

2021

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering / Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:169:279468

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-28**



Repository / Repozitorij:

Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb







SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij naftnog rudarstva

GLOBALNA ODOBALNA PROIZVODNJA NAFTE I PLINA

Diplomski rad

Lovre Strika
N315

Zagreb, 2021

Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet

Diplomski rad

GLOBALNA ODOBALNA PROIZVODNJA NAFTE I PLINA

LOVRE STRIKA

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku
Pierottijeva 6, 10002 Zagreb

Sažetak

Rast potražnje za naftom i plinom u konstantnom je porastu desetljećima unatrag. Potrebno je konstantno istraživanje i otkrića novih rezervi ugljikovodika kako bi se zadovoljila potražnja. Rezerve ugljikovodika iz odobalja zauzimaju oko trećinu ukupnih količina. Svjetska opskrba bazira se u velikoj mjeri iz velikih polja koja se rijetko pronalaze na kopnu, a i u plitkom odobalju. Duboko odobalje relativno je neistraženo, velika otkrića većinom se pronalaze na velikim dubinama mora. Najčešće se akumulacije ugljikovodika mogu pronaći u bazenima, depresijama u zemljinoj kori uzrokovanim tektonskom aktivnošću ploča i slijeganjem, u kojima se akumuliraju sedimenti. Globalno su bazeni, s naglaskom na dubokomorske, raspoređeni u pet regija: Atlantski prsten, rubna mora istočne Afrike, zapadni Pacifik, Neotetis i Arktički krug. Prve tri regije se orijentacijom pružaju u smjeru sjever-jug, dok su ostale dvije u smjeru istok-zapad. U ovom radu se analiziraju regije izrazite odobalne aktivnosti, kako povijesne, tako trenutne i buduće uz naglasak na razvoj najvećih polja. Sveobuhvatnim prikazom svjetskog odobalnog sektora želi se prikazati veličina naftne odobalne industrije, njezin utjecaj na države, njezin razvoj i potencijal za buduću opskrbu.

Ključne riječi: odobalna eksploatacija, nafta i plin, bazeni, duboko odobalje, odobalne aktivnosti

Diplomski rad sadrži: 133 stranica, 18 tablica, 48 slika i 139 referenci.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Voditelj: Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF

Ocjenjivači: Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNF
Dr. sc. Vladislav Brkić, izvanredni profesor RGNF
Dr. sc. Lidia Hrnčević, izvanredna profesorica RGNF

Datum obrane: 28. rujan 2021., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology
and Petroleum Engineering

Master's Thesis

GLOBAL OFFSHORE OIL AND GAS PRODUCTION

LOVRE STRIKA

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum and Gas Engineering and Energy
Pierottijeva 6, 10002 Zagreb

Abstract

The growth in demand for oil and gas has been steadily rising for decades. Constant exploration and discovery of new hydrocarbon reserves is needed to meet the demand. Offshore hydrocarbon reserves account for about one third of the total reserves. The world supply is based largely on large fields that are rarely found on land, and also in shallow offshore. The deepwater is relatively unexplored, great discoveries are mostly made at great sea depths. Hydrocarbon accumulations can most often be found in basins, depressions in the Earth's crust caused by the activity of plate tectonics, and subsidence, in where sediments accumulate. Globally, the basins, with an emphasis on deepwater basins, are distributed in five regions: the Atlantic Ring, the marginal seas of East Africa, the western Pacific, Neotethys, and the Arctic Circle. The first three regions are oriented in a north-south direction, while the other two are in an east-west direction. This thesis analyzes regions with pronounced offshore activities, both historical, current and future, with an emphasis on the development of the largest fields. A comprehensive overview of the global offshore sector aims to show the size of the offshore oil industry, its impact on countries, its development and potential for future supply.

Keywords: offshore exploitation, oil and gas, basins, deepwater, offshore activities.

Thesis contains: 133 pages, 18 tables, 48 figures and 139 references.

Original in: Croatian

Thesis deposited in: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Full Professor Zdenko Krištafor, PhD

Reviewers: Full Professor Zdenko Krištafor, PhD
Associate Professor Vladislav Brkić, PhD
Associate Professor Lidia Hrnčević, PhD

Date of defense: September 28, 2021, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering, University of Zagreb.

SADRŽAJ

POPIS SLIKA I

POPIS TABLICA III

POPIS KORIŠTENIH KRATICA IV

POPIS OZNAKA I MJERNIH JEDINICA VII

1. UVOD 1

1.1. Predmet i cilj rada 1

1.2. Izvori podataka i metode prikupljanja 1

1.3. Sadržaj i struktura rada 1

2. INDUSTRIJA I TRŽIŠTE NAFTE I PLINA 2

2.1. Potražnja za naftom i plinom 5

2.2. Ponuda nafte i plina tj. proizvodnja 9

2.3. Investicije u istraživanje i proizvodnju 11

2.4. Cijene nafte i prag rentabilnosti 14

3. GLAVNE SVJETSKE ODOBALNE REGIJE (BAZENI) 16

3.1. Atlantski bazeni 18

3.1.1. Meksički zaljev 18

3.1.1.1. SAD 19

3.1.1.2. Meksiko 28

3.1.1.3. Kuba 32

3.1.2. Istočno kanadsko odobalno područje 33

3.1.3. Istočno brazilsko odobalno područje 37

3.1.4. Sjeveroistočna Južna Amerika 44

3.1.5. Zapadna Afrika 47

3.1.6. Šelf srednje Norveške (Norveško more) 54

3.1.7. Bazen Sjevernog mora 59

3.1.7.1. Norveška ... 60
3.1.7.2. Ujedinjeno Kraljevstvo (UK) ... 63
3.1.7.3. Nizozemska ... 67
3.1.7.4. Danska ... 67
3.2. Bazeni istočne Afrike ... 68
3.2.1.1. Mozambik ... 70
3.2.1.2. Tanzanija ... 72
3.3. Bazeni zapadnog Pacifika ... 74
3.3.1. Sjeverni dio Južnog kineskog mora ... 74
3.3.2. Odobalna područja jugoistočne Azije ... 79
3.4. Bazeni Neotetisa ... 86
3.4.1. Sjeverozapadni australski kontinentalni plićak (šelf) ... 87
3.4.2. Bengalski zaljev ... 91
3.4.3. Istočni Mediteran ... 95
3.4.4. Kaspijsko jezero (more) ... 100
3.4.4.1. Azerbajdžan ... 102
3.4.4.2. Kazahstan ... 103
3.4.5. Perzijski (Arapski) zaljev ... 104
3.5. Odobalje Arktika ... 109
3.5.1. Barentsovo more ... 110
3.5.2. Arktičko odobalje Sjeverne Amerike (Kanada, SAD, Grenland) ... 116
3.5.2.1. Kanada ... 116
3.5.2.2. Grenland ... 116
3.5.2.3. USA ... 117
3.5.3. Ostatak ruskog odobalja ... 117
4. ZAKLJUČAK ... 119
5. LITERATURA ... 121

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Svjetske naftne i plinske odobalne rezerve 3
Slika 2-2. Vrste platformi 4
Slika 2-3. Svjetske proizvodnja i potrošnja tekućih goriva te promjena zaliha 6
Slika 2-4. Globalne investicije prema izvoru opskrbe 12
Slika 2-5. Udio investicija u sektoru istraživanja i proizvodnje ugljikovodika 13
Slika 2-6. Udio odobalnih otkrića 13
Slika 2-7. Prosječna rentabilna cijena barela nafte s obzirom na područje proizvodnje 15
Slika 3-1. Pet velikih dubokomorskih regija (bazena) 16
Slika 3-2. Bazeni bogati ugljikovodicima 17
Slika 3-3. Meksički zaljev s pripadajućom odobalnom infrastrukturom i granicama Isključivog gospodarskog pojasa (engl. *EEZ – Exclusive economic zone*) 19
Slika 3-4. Graf proizvodnje nafte ovisno o dubini i dekadi 20
Slika 3-5. SAD-ov Meksički zaljev s ucrtanim izobatama, lokacijama naftno-plinske infrastrukture i granicama koncesijskih područja 22
Slika 3-6. Mjesečna proizvodnja nafte u Meksičkom zaljevu za razdoblje 2004.-2020. 24
Slika 3-7. Prikaz koncesijskih blokova (svjetlo plavo-pod koncesijom) sa spomenutim poljima i čvorištem gdje se nalazi poluuronjiva platforma Jack/St. Malo 26
Slika 3-8. Podvodni sustav polja Julia i veza s plutajućom proizvodnom jedinicom 27
Slika 3-9. Odobalna proizvodnja u Meksičkom zaljevu 1996.-2017. 29
Slika 3-10. Dubokomorska i plitkomorska odobalna područja 30
Slika 3-11. Prikaz kanadskog odobalja s glavnim naftno/plinskim poljima 33
Slika 3-12. GBS postolje Hibernia platforme 34
Slika 3-13. Bazeni i pripadajuća naftna i plinska polja u brazilskom odobalju 37
Slika 3-14. Prije-solne i poslije-solne formacije nafte i plina 39
Slika 3-15. Polje Mero kao izdvojeni dio bloka Libra 42
Slika 3-16. Bazen Gvajane i Surinamea s prvim otkrićima 44
Slika 3-17. Prva faza (lijevo) i druga faza (desno) razvoja polja Liza 45
Slika 3-18. Bazeni Zapadne Afrike i pripadajuća dubokomorska naftna i plinska polja 48
Slika 3-19. Karta srednje Norveške i naftno-plinska polja 55
Slika 3-20. Naftna i plinska polja u Sjevernom moru 60
Slika 3-21. Platforma Troll A 63

Slika 3-22. Sjeverno more s ucrtanim državnim/EEZ granicama, poljima i bazenima/uzvišenjima 65
Slika 3-23. Bazeni istočne Afrike i pripadajuća dubokomorska plinska polja 69
Slika 3-24. TMS na presjeku FLNG-a 71
Slika 3-25. Bazeni/dubokomorska polja u Južnom Kineskom moru 75
Slika 3-26. Plinski projekt Liwan 78
Slika 3-27. Glavni bazeni u jugoistočnoj Aziji 79
Slika 3-28. Lokacije najvećih otkrića nafte/plina u Jugoistočnoj Aziji $>80\times10^6$ m^3 (500 MMboe), bijelo – prije 1988., crveno – 1988.-2010. 82
Slika 3-29. FSPO Kikeh s vanjskim sustavom za proizvodnju i sidrenje na pramcu 85
Slika 3-30. Morske granice okolnih država Južnog kineskog mora 86
Slika 3-31. Bazeni/dubokomorska polja sjeverozapadnog australskog šelfa 87
Slika 3-32. LNG projekt Gorgon 90
Slika 3-33. Distribucija bazena u Bengalskom zaljevu 91
Slika 3-34. Lokacije dubokomorskih naftnih i plinskih polja u istočnom Mediteranu 96
Slika 3-35. Karta Kaspijskog mora i naftno/plinskih polja 100
Slika 3-36. Kashgan-D 104
Slika 3-37. Naftno/plinska polja Perzijskog zaljeva 105
Slika 3-38. Arktik s okolnim državama i izotermom 109
Slika 3-39. Bazeni i naftna/plinska polja u Barentsovom moru 111
Slika 3-40. Neotkriveni resursi Norveških mora 111
Slika 3-41. Razvoj polja u Barentsovom moru, Norveška 114

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Potražnja za naftom po regijama/udruženjima za razdoblje 2019.-2045. 7
Tablica 2-2. Potražnja za plinom po regijama/udruženjima za razdoblje 2019.-2045. 8
Tablica 2-3. Dugoročne prognoze ponude tekućih energenata 10
Tablica 3-1. Top 10 dubokomorskih naftnih polja po rezervama u Meksičkom zaljevu ... 25
Tablica 3-2. Naftna polja bazena Jeanne d'Arc 35
Tablica 3-3. Naftna polja s pripadajućim karakteristikama i rezervama 36
Tablica 3-4. Najveća naftno-plinska polja u odobalju Brazila s dodatnim informacijama 40
Tablica 3-5. Deset najvećih naftno/plinskih polja u zapadnoj Africi s dodatnim informacijama 49
Tablica 3-6. Deset najvećih naftno-plinskih polja u odobalju srednje Norveške 57
Tablica 3-7. Divovska plinska otkrića u istočnoj Africi 69
Tablica 3-8. Najveća dubokomorska naftna/plinska polja u sjevernom Južnom Kineskom moru 76
Tablica 3-9. Najveća naftna/plinska polja u dubokomorskoj jugoistočnoj Aziji 83
Tablica 3-10. Najveća dubokomorska plinska polja u sjeverozapadnom šelfu Australije . 88
Tablica 3-11. Najveća dubokomorska odobalna plinska polja 93
Tablica 3-12. Značajna plinska polja u istočnom Mediteranu 97
Tablica 3-13. Proizvodnja iz odobalja u Kaspijskoj regiji (nafta (Mbd)-lijevo, plin (Bcf)-desno) – Kashgan nije uključen 101
Tablica 3-14. Velika otkrića naftnih/plinskih polja u bazenu Barentsovog mora u Norveškoj 112
Tablica 3-15. Velika dubokomorska polja nafte i plina u bazenu Barentsovog mora u Rusiji 115

POPIS KORIŠTENIH KRATICA

Oznaka	Opis
SAD	Sjedinjene Američke Države
SSSR	Savez Sovjetskih Socijalističkih Republika
COVID-19	Bolest uzrokovana koronavirusom (engl. *Coronavirus disease 2019*)
OPEC	Organizacija zemalja izvoznica nafte (engl. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*)
EIA	Američka administracija za energetske informacije (engl. *Energy Information Agency*)
OECD	Organizaciji za ekonomsku suradnju i razvoj (engl. *Organisation for Economic Co-operation and Development*)
IFPEN	Francuski naftni institut (franc. *Institut français du pétrole energies nouvelles*)
USD	Američki dolar
EEZ	Isključivi gospodarski pojas (engl. *exclusive economic zone*)
BOEM	Zavod za upravljanje energijom oceana (engl. *Bureau Of Ocean Energy Managment*)
FPU	Plutajuća proizvodna jedinica (engl. *floating production unit*)
SDU	Podvodna distribucijska jedinica (engl. *subsea distribution unit*)
UTA	Prekidni sklop hidrauličko/električnog voda (engl. *umbilical termination assembly*)
HIPPS	Visoko otporni sustav zaštite od tlaka (engl. *high integrity pressure protection system*)
UMCS	Univerzalni glavni upravljački sustav (engl. *universal master control system*)
FSO	Plutajuća, skladišna i istovarna jedinica (engl. *floating, storage and offloading*)
FID	Konačna investicijska odluka (engl. *final investment decision*)
FPSO	Plutajuća, proizvodna, skladišna i istovarna jedinica (engl. *Floating, Production, Storage and Offloading*)
EOR	Metode dodatnog iscrpka nafte (engl. *Enhanced Oil Recovery*),
PEMEX	*Petróleos Mexicanos*
CUPET	*Cuba Petrol Unio*

GBS	Gravitacijska betonska platforma (engl. *Gravity Base Structure*)
OLS	Odobalni sustav otpreme (engl. *offshore loading system*)
ANP	*Agência Nacional do Petróleo*
PSC	Ugovor o podjeli proizvodnje (engl. *Production Sharing Contract*).
CNOOC	Kineska nacionalna odobalna naftna korporacija (engl. *China National Offshore Oil Corporation*)
CNPC	Kineska nacionalna naftna korporacija (engl. *China National Petroleum Corporation*)
DST	Iskušavanje (engl. *Drill Stem Test*)
EWT	engl. *Extended Well Test*
HISEP	Tehnologija separiranja pod visokim tlakom (engl. *High-Pressure Separation technology*)
FEED	Projekt inženjerskog dizajna (engl. *Front-End Engineering Design*)
TLP	Platforme s nategom u nogama (engl. *tension leg platform*)
LNG	Ukapljeni prirodni plin (engl. *liquefied natural gas*)
FLNG	Plutajući objekt za ukapljeni prirodni plin (engl. *floating liquefied natural gas*)
SDFI	Državnim izravnim financijskim interesom (engl. *State's Direct Financial Interest*)
USGS	Američka geološka služba (engl. *United States Geological Survey*)
PDO	Plan razvoja i rada (engl. *Plan for Development and Operation*)
UK	Ujedinjeno Kraljevstvo
UKCS	Kontinentalni šelf Ujedinjenog Kraljevstva (engl. *United Kingdom Continental Shelf*)
OGJ	*Oil & Gas Journal*
DECC	Odjel za energiju i klimatske promjene (engl. *Department of Energy and Climate Change*)
DP	Platforma za bušenje i proizvodnju (engl. *drilling and production platform*)
QU	Smještajna platforme (engl. *quarter and utilities*)
BP	*British Petroleum*
TMS	Sustav sidrenja putem unutarnjeg sidrenog sustava (engl. *Turret mooring system*)
TLNGP	Tanzanija LNG projekt

LMLNGP	Likong'o-Mchinga LNG projekt
TPDC	Tanzanijska naftna razvojna korporacija (engl. *Tanzania Petroleum Development Corporation*)
NOC	Nacionalna naftna kompanija (engl. *National Oil Company*)
JDA	Zajedničko razvojno područje (engl. *Joint Development Area*),
PSA	Ugovor o podjeli proizvodnje (engl. *production sharing agreement*)
MOU	Memorandum o razumijevanju (engl. *Memorandum of Understanding*)
SPAR	engl. *Single Point Anchor Reservoir platform*
DC	Centar za bušenje (engl. *drilling center*)
DP	Dinamičko pozicioniranje (engl. *dynamic positioning*)
NELP	Indijska politika licenciranja novog istraživanja (engl. *New Exploration Licensing Policy*)
EMG	Istočno-mediteranski plin (engl. *Eastern Mediterranean Gas*)
GIWA	Globalna procjena međunarodnih voda (engl. *Global International Waters Assessment)*
ACG	Azeri-Chirag-Guneshli kompleks
AIOC	Azerbejdžanska međunarodna operativna tvrtka (engl. *Azerbaijan International Operating Company*)
SCP	Plinovod Južnog Kavkaza (engl. *South Caucasus pipeline*)
UAE	Ujedinjeni Arapski Emirati
GOSP	Postrojenja za odvajanje plina i nafte (engl. *gas-oil separation plant*)
ZADCO	*Zakum Development Company*
ADNOC	*Abu Dhabi National Oil Company*
JODCO	*Japan Oil Development Company*
H_2S	Sumporovodik
CO_2	Ugljikov dioksid

POPIS OZNAKA I MJERNIH JEDINICA

Izvorna jedinica	**Faktor konverzija**	**SI/prihvaćena jedinica**
Bbl (barel)	0,159	m^3
Boe (barela ekvivalenta nafte)	0,159	m^3oe
Boe	0,1364	toe
MMbbl (milijuna bbl)	$0,159\times10^6$	m^3
MMboe (milijuna e.n.)	$0,159\times10^6$	m^3oe
Gbbl (milijardi barela)	$0,159\times10^9$	m^3
b/d, bpd	0,159	m^3/d
bopd	0,159	m^3/d
boed (barela e. n. dnevno)	0,159	m^3oe/d
mb/d, MMbpd	$0,159\times10^6$	m^3/d
MMbopd	$0,159\times10^6$	m^3/d
mboe/d	$0,159\times10^6$	m^3oe/d
psi	0,0689	bar
cf (kubična stopa)	0,0283	m^3
mcf	$0,0283\times10^3$	m^3
MMcf/d, MMcfd	$0,0283\times10^6$	m^3/d
Bcf	$0,0283\times10^9$	m^3
Bcfd, bscfd	$0,0283\times10^9$	m^3/d
Tcf	$0,0283\times10^{12}$	m^3
t	1,16547*,**	m^3
Mt	$1,16547\times10^6$	m^3
toe	1,16547	m^3oe
m^3 oe	1000	m^3 NG
Mtpa (milijuna tona god. - LNG)	$2,21\times10^6$	m^3/g LNG

*odnosi se na sirovu naftu, prema svjetskoj prosječnoj gustoći (BP, 2021)

**za kondenzat je 1,844 (BP, 2021)

1. UVOD

1.1. Predmet i cilj rada

U ovom radu se analiziraju regije izrazite odobalne aktivnosti, kako povijesne, tako trenutne i buduće uz naglasak na razvoj najvećih polja. Sveobuhvatnim prikazom svjetskog odobalnog sektora želi se prikazati veličina naftne odobalne industrije, njezin utjecaj na države, njezin razvoj i potencijal za buduću opskrbu.

1.2. Izvori podataka i metode prikupljanja

Za pisanje teorijskog dijela rada korištena je domaća i strana literatura. S obzirom na to da se radi o složenoj temi, većina literature se temelji na stručnim člancima, izvješćima kompanija i podacima mnogih energetskih/konzultantskih agencija.

1.3. Sadržaj i struktura rada

Rad je strukturiran u tri glavne cjelina. Predmet razmatranja bit će tržište nafte i plina te osnove same industrije. Nadalje, bit će prikazana detaljna analiza odobalnih rezervi nafte i plina. Na kraju rada će se izvesti zaključci.

2. INDUSTRIJA I TRŽIŠTE NAFTE I PLINA

Naftno-plinska industrija uključuje globalne procese istraživanja, proizvodnje, rafiniranja, transporta (često tankerima i cjevovodima) i marketinga naftnih proizvoda. Najviše korišteni derivati nafte su loživo ulje i benzin. Nafta je također sirovina za mnoge kemijske proizvode, uključujući farmaceutske proizvode, otapala, gnojiva, pesticide, sintetičke mirise i plastiku. Nafta je vitalna za mnoge industrije i neophodna je za održavanje industrijske civilizacije na njezinoj trenutnoj razini, što se pokazuje kritičnim za mnoge države.

Industrija nafte i plina od svojih početaka raste s čovjekom. Razvoj gospodarstava može se dovesti u usku korelaciju s povećanom potražnjom za energentima, ponajprije naftom i plinom. Nafta i plin su neobnovljivi izvori energije te je industrija suočena s neizbježnim konačnim iscrpljenjem svjetskih resursa u toj mjeri da njezina cijena naraste dovoljno visoko da bude preskupa u usporedbi s drugim energentima. Mnoga su predviđanja o vrhu potražnje za naftom i trenutka stagnacije, no trenutno je ovo doba nafte i potrebno je konstantno istraživanje i pronalaženje novih zaliha za zadovoljavanje potražnje.

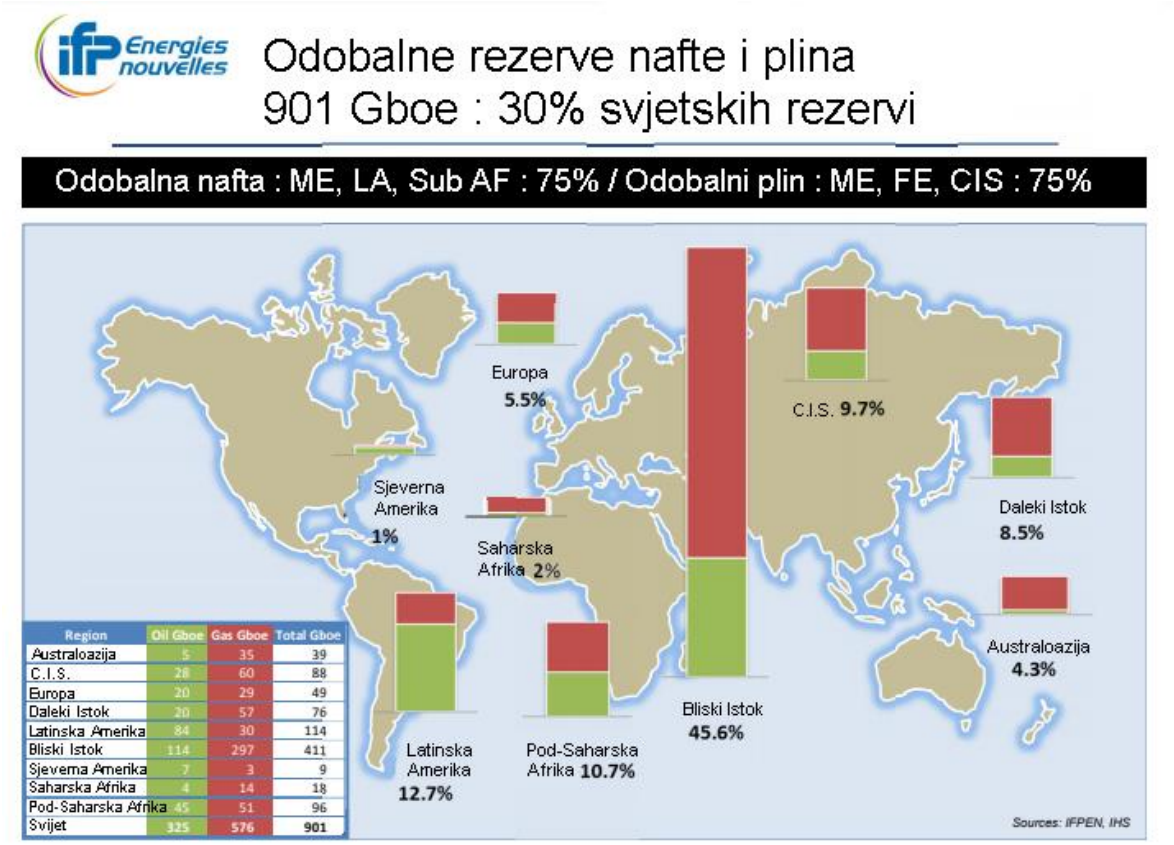
Općenito se naftna i plinska polja mogu svrstati u tri kategorije: kopnena, plitkomorska i dubokomorska s različitim vremenima otkrića i eksploatacije do danas. Prije više od 150 godina, E. L. Drake iz Sjedinjenih Američkih Država izradio je prvu svjetsku naftnu bušotinu u Pennsylvaniji. Prve industrijske odobalne proizvodnje nafte pokrenute su u SAD-u i SSSR-u tj. u Meksičkom zaljevu 1947. godine odnosno u južnom Kaspijskom jezeru 1949. godine. To je bio početak novog razdoblja, razvitka odobalnog istraživanja sve do danas. Globalni početci odobalne industrije nastupili su u 1970-ima, a prvo naftno dubokomorsko polje otkriveno je 1975. godine.

Osnovna podjela lokacije odobalne eksploatacije ugljikovodika ovisno o dubini mora je:

- "plitko more" ili kontinentalni plićak (engl. *continental shelf*) (do 125 m),
- "duboko more" (engl. *deepwater*) (125 do 1500 m) te
- "ultra duboko more" (engl. *ultra-deepwater*) (1500 m +).

Shodno dubini tih prostora podijeljene su i vrste naftno-plinskih aktivnosti. Sve se više rabi podjela s obzirom na dostupnost plovila koja su s razvojem tehnologije u stanju dosegnuti povećane dubine mora. Tako se plitkim morem nazivaju dubine do 135 m. Srednje dubine mora su između 135 i 1500 m, dubokim morem se smatraju dubine do 2250 m, a iznad toga je ultra duboko more (Krištafor, 2019).

Oko trećine svjetskih dokazanih rezervi nafte nalazi se u odobalnim ležištima i procjenjuje se da će preko dvije trećine budućih otkrića također biti iz odobalnih ležišta (slika 2-1). Glavno pitanje je komercijalna iskoristivost, veća naftna polja bivaju prva pronađena, a ona manja nalazišta ostavljaju se nerazrađena dok se naftne kompanije orijentiraju na razradu i proizvodnju velikih i više isplativih ležišta (OECD, 2014).



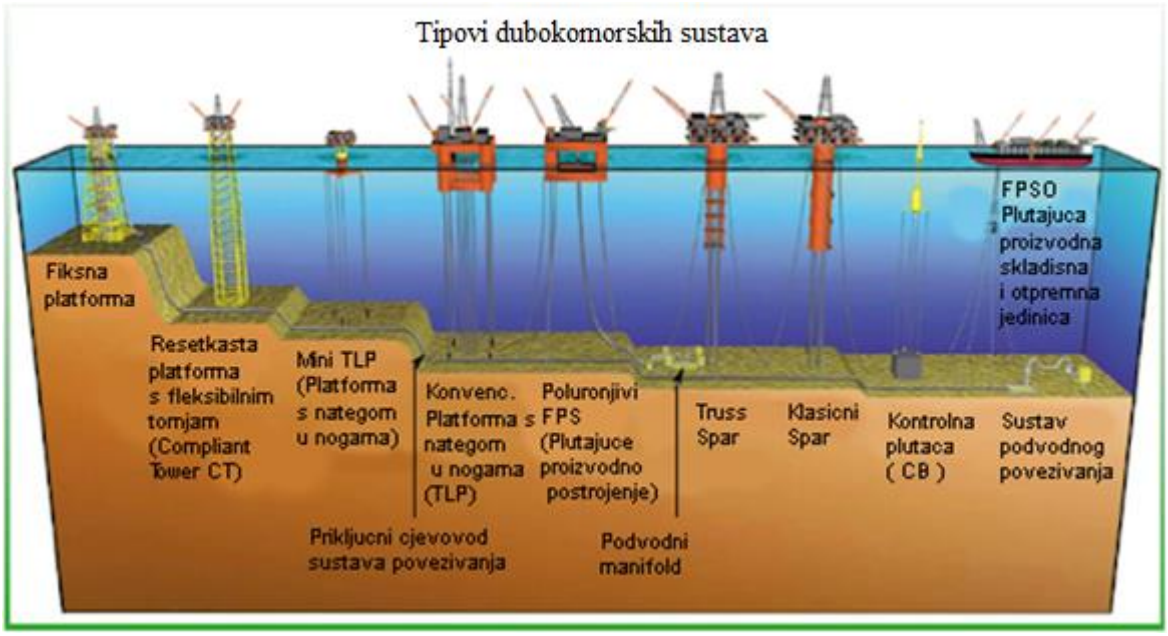
Region	Oil Gboe	Gas Gboe	Total Gboe
Australoazija	5	35	39
C.I.S.	28	60	88
Europa	20	29	49
Daleki Istok	20	57	76
Latinska Amerika	84	30	114
Bliski Istok	114	297	411
Sjeverna Amerika	7	3	9
Saharska Afrika	4	14	18
Pod-Saharska Afrika	45	51	96
Svijet	325	576	901

Slika 2-1. Svjetske naftne i plinske odobalne rezerve (OECD, 2014)

Klasifikacija polja kao komercijalna, nekomercijalna ili rubna ovise o brojnim faktorima, kako ekonomskim, tako i tehnološkim ili političkim te nije nužno pokazatelj veličine polja. Iako ne postoji generalno pravilo kojim bi se odredio prihvatljivi povrat investicije, većina kompanije uzima od 7 do 15 % stvarne stope povrata kao rubne uvjete. Sasvim je prirodno da se naftne kompanije ponašaju tako da se prva razrađuju više komercijalna otkrića. Stalna istraživanja i promjene ekonomskih i tehnoloških uvjeta tijekom godina dovele su do činjenice da se brojna polja, koja su smatrana nekomercijalnima, sada ubrajaju u rubna i

profitabilna polja. Takva polja, kao i naravno nova polja, bit će ključna za osiguravanje kontinuirane proizvodnje nafte i plina u svijetu (Fee i O'Dea, 1994).

Odobalno i kopneno istraživanje i proizvodnja osim očitih razlika u lokaciji radova, razlikuju se i u cijeni te vremenu trajanja bušenja, a i trajanju ostalih procesa. Cijena radova uvelike ovisi o najmu bušaćih platformi ili brodova, a odabir adekvatne platforme ili broda ovisi ponajprije o karakteristikama dna i dubini mora na kojem je predviđeno bušenje (slika 2-2). Hoće li se koristiti fiksna ili pokretna platforma? Povećanjem dubine mora kompleksnija je naravno i izvedba potrebne platforme ili broda za bušenje te je time i cijena najma veća. Osim kompleksnosti izrade i privođenja proizvodnji bušotina, ograničenost prostora za skladištenje i izvođenje samih radova na platformi zahtjeva dodatne potpore pomoćnih barži i brodova prilikom bušenja.



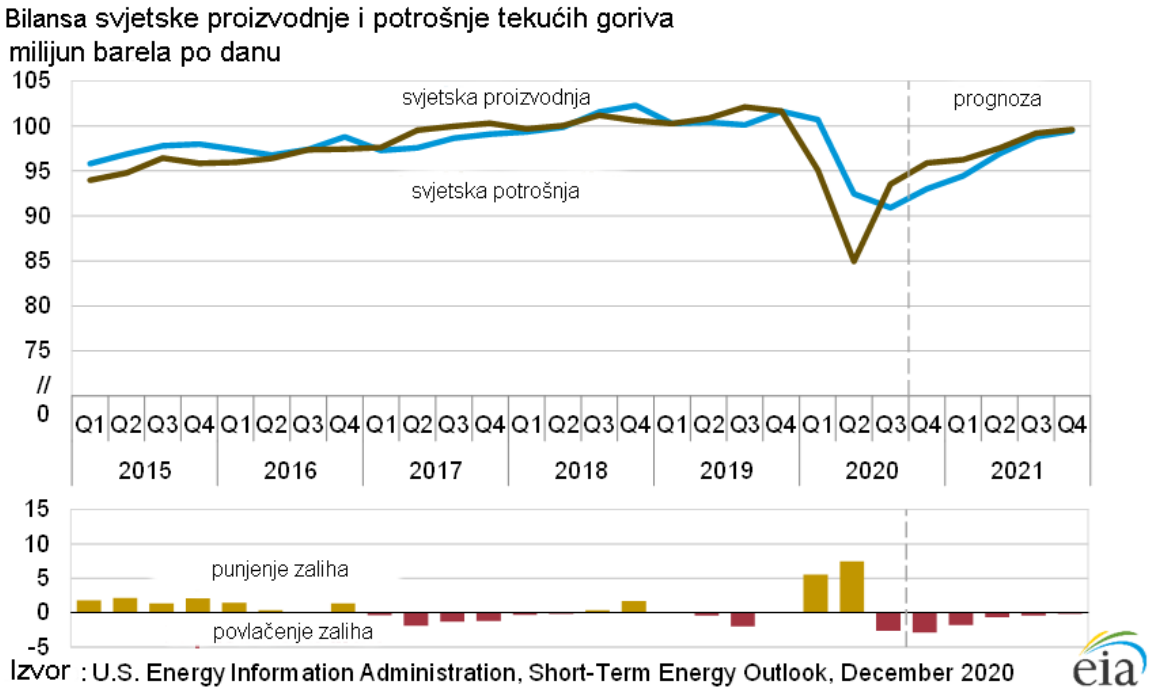
Slika 2-2. Vrste platformi (oil-gasportal, 2013)

2.1. Potražnja za naftom i plinom

Potražnja za naftom i plinom od svojeg razvoja u konstantnom je porastu te je jedan od glavnih pokazatelja gospodarskog rasta i razvoja određenog područja ili države. Naravno, postoje i razdoblja gdje se rast kratkoročno prekida što ukazuje na gospodarske krize i nesigurnosti kao što je trenutna epidemiološka kriza te gospodarska kriza iz 2009. godine.

Globalni obrasci opskrbe i potrošnje tekućih goriva doživjeli su dva različita razdoblja u 2020. godini kao rezultat globalne pandemije uzrokovane koronavirusom (engl. *COVID-19 - Coronavirus disease 2019*) i s njom povezanih ekonomskih učinaka. Od početka 2020. godine do kraja svibnja, pad potrošnje nafte nadmašio je pad proizvodnje nafte i rezultirao porastom globalnih zaliha nafte za 191×10^6 m^3 (1,2 milijarde barela (bbl)). Nagli porast zaliha pridonio je mjesečnom prosječnom spotu cijene Brent sirove nafte u travnju, na 18 dolara po barelu (USD/bbl), što je realno najniža cijena od veljače 1999. godine. Međutim, tijekom većeg dijela druge polovice godine, rast potrošnje nafte, smanjena proizvodnja sirove nafte od strane članica Organizacije zemalja izvoznica nafte (engl. *OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries*) i njezinih partnera (OPEC +), te manja proizvodnja sirove nafte u SAD-u uzrokovala je pad zaliha, potisnuvši cijene Brenta na mjesečni prosjek od 50 USD/bbl u prosincu (EIA, 2021). Organizacija zemalja izvoznica nafte (OPEC) je međunarodna organizacija koju tvore Alžir, Angola, Ekvador, Ekvatorska Gvineja, Gabon, Indonezija, Irak, Iran, Kuvajt, Libija, Nigerija, Saudijska Arabija, Ujedinjeni Arapski Emirati i Venezuela. OPEC+ je udruženje koje čine zemlje OPEC-a sa svojim partnerima: Rusija, Azerbajdžan, Bahrain, Brunej, Kazahstan, Malezija, Meksiko, Oman, Južni Sudan i Sudan.

Američka administracija za energetske informacije (engl. *EIA – Energy Information Agency*) predviđa da će globalna potrošnja i proizvodnja nafte porasti tijekom 2021. i 2022. godine, a globalne zalihe nafte nastavit će opadati tijekom većeg dijela tog razdoblja. EIA očekuje da će cijene Brenta u sljedeće dvije godine prosječno iznositi 53 USD/bbl (EIA, 2021).



Slika 2-3. Svjetske proizvodnja i potrošnja tekućih goriva te promjena zaliha (EIA, 2021)

Pretpostavke buduće potražnje i analize svjetskog tržišta energijom te razvoja gospodarstva napravljene su od strane OPEC-a za razdoblje do 2045. godine. Pod pretpostavkom da će pandemija COVID-19 biti u velikoj mjeri prevladana do sljedeće godine, predviđa se da će se potražnja za naftom djelomično oporaviti u 2021. godini. OPEC-ove prognoze, iako realne, smatraju se ambicioznijim po pitanju vremena dosezanja najveće potražnje za naftom, naspram nekih drugih prognoza, koje su veći pobornici obnovljivih izvora energije.

Srednjoročno, predviđa se da će globalna potražnja za naftom i dalje rasti relativno visokim godišnjim stopama kako bi dosegla razinu od $16{,}49\times10^{6}\ m^3/d$ (103,7 milijuna barela po danu (mb/d)) do 2025. godine. Godišnji prirasti bit će relativno visoki, posebno 2022. i 2023. godine pri $334\times10^{3}\ m^3/d$ (2,1 mb/d), odnosno $239\times10^{3}\ m^3/d$ (1,5 mb/d) (OPEC, 2020).

Dva su glavna razloga za to. Prvi se odnosi na povratak na stope gospodarskog rasta prije pojave COVID-19 tijekom ovih godina, posebno u glavnim zemljama u razvoju. Drugi je vezan "sustizanjem potražnje", posebno u sektorima koji su najviše pogođeni ograničenjima tijekom krize COVID-19. Tu spadaju zrakoplovni, cestovni promet i industrijski sektor. Ostatak srednjoročnog razdoblja bit će obilježen daljnjom "normalizacijom" rasta potražnje u kojoj će dugoročni trendovi i čimbenici doći u prvi plan, vodeći prema umjerenim razinama godišnje povećane potražnje nešto iznad $159\times10^{3}\ m^3/d$ (1 mb/d).

Tablica 2-1. Potražnja za naftom po regijama/udruženjima za razdoblje 2019.-2045. (OPEC, 2020)

mb/d	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Rast 2019-2045
OECD Amerike	25.6	23.3	25.7	24.8	23.1	21.2	19.3	-6.3
OECD Europa	14.3	12.6	13.7	12.9	12.0	11.1	10.2	-4.1
OECD Azija Oceanija	7.9	7.1	7.4	6.9	6.4	5.8	5.2	-2.7
OECD	47.9	43.0	46.8	44.6	41.5	38.0	34.8	-13.1
Latinska Amerika	6.2	5.8	6.6	7.1	7.4	7.6	7.9	1.6
Bliski Istok i Afrika	4.3	3.9	4.8	5.5	6.2	6.9	7.6	3.3
Indija	4.8	4.3	5.8	7.2	8.6	9.9	11.1	6.3
Kina	13.1	12.1	14.4	15.5	16.2	16.7	17.1	4.0
Ostatak Azije	9.0	8.5	9.9	10.9	11.7	12.4	13.0	3.9
OPEC	8.7	8.2	9.5	10.5	11.3	11.7	11.7	3.0
Rusija	3.6	3.2	3.7	3.8	3.8	3.8	3.7	0.1
Ostatak Euroazije	2.0	1.8	2.1	2.2	2.3	2.3	2.3	0.2
Ne-OECD	51.8	47.8	56.9	62.6	67.4	71.2	74.3	22.5
Svijet	99.7	90.7	103.7	107.2	108.9	109.3	109.1	9.4

Dugoročna predviđanja su da će na globalnoj razini potražnja za naftom porasti za gotovo $1{,}59\times10^6$ m^3 (10 mb/d), popevši se sa $15{,}85\times10^6$ m^3 (99,7 mb/d) u 2019. godini na $17{,}38\times10^6$ m^3 (109,3 mb/d) u 2040. i na $17{,}35\times10^6$ m^3 (109,1 mb/d) u 2045. godini. To predstavlja reviziju prema dolje više od 159×10^3 m^3 (1 mb/d) u usporedbi s razinama za 2040. godinu predviđenim u publikaciji Svjetski naftni pregled (engl. *WOO - World Oil Outlook*) 2019. Izraženiji učinak pandemije COVID-19 na potražnju za naftom u Organizaciji za ekonomsku suradnju i razvoj (engl. *OECD - Organisation for Economic Co-operation and Development*) dodatno je pogoršao divergentne trendove između OECD-a i ne-OECD regija. Očekuje se da će potražnja OECD-a iznositi oko $7{,}47\times10^6$ m^3/d (47 mb/d) tijekom 2022.-2025. godine. Prije nego što započne dugoročniji pad prema $5{,}57\times10^6$ m^3/d (35 mb/d) do 2045. godine. OECD-u pripadaju većina razvijenijih zemalja Europe, Sjeverne Amerike, Australija, Japan, te Kolumbija i Čile iz Južne Amerike (OPEC, 2020).

Suprotno tome, potražnja će i dalje rasti u regiji koja nije članica OECD-a. Potaknuti rastućom srednjom klasom, visokim stopama rasta stanovništva i jačim potencijalom gospodarskog rasta, očekuje se da će se potražnja za naftom u ovoj skupini zemalja povećati za $3{,}58\times10^6$ m^3/d (22,5 mb/d) između 2019. i 2045. godine, a 2045. doseći će $11{,}81\times10^6$ m^3/d (74,3 mb/d). Najveći doprinos na ovu dodatnu potražnju očekuje se od Indije, dodajući oko 1×10^6 m^3 (6,3 mb/d) između 2019. i 2045. godine (OPEC, 2020).

Tablica 2-2. Potražnja za plinom po regijama/udruženjima za razdoblje 2019.-2045. (OPEC, 2020)

	Razine (mboe/d)						Rast (mboe/d)	Rast (%p.a.)	Udio potraznje globalne energije (%)	
	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2019-2045	2019-2045	2019	2045
OECD Amerike	17.8	17.8	18.6	19.4	20.0	20.5	2.7	0.6	26.6	22.5
OECD Europa	8.8	8.7	8.8	9.0	9.0	9.1	0.3	0.1	13.2	9.9
OECD Azija Oceanija	3.8	3.5	3.6	3.7	3.8	3.8	0.0	0.0	5.7	4.2
OECD	30.4	30.0	31.0	32.0	32.8	33.4	3.0	0.4	45.4	36.6
Kina	5.0	6.6	8.0	9.2	10.1	10.5	5.5	2.9	7.5	11.5
Indija	1.1	1.4	1.9	2.4	2.8	3.2	2.1	4.1	1.7	3.5
OPEC	9.3	9.7	10.9	11.8	12.4	12.7	3.5	1.2	13.9	14.0
Ostali DCs	10.2	11.5	13.6	15.9	18.3	20.5	10.4	2.7	15.2	22.5
Rusija	7.7	7.2	7.0	6.9	6.7	6.4	-1.2	-0.7	11.5	7.1
Ostatk Euroazije	3.3	3.4	3.7	4.0	4.2	4.4	1.1	1.1	4.9	4.8
Ne- OECD	36.5	39.9	45.1	50.2	54.6	57.8	21.3	1.8	54.6	63.4
Svijet	66.9	69.8	76.2	82.2	87.3	91.2	24.3	1.2	100.0	100.0

mboe/d, %

Na tablici 2-2 prikazana je prognozirana potražnja plina po udruženjima u vremenskom intervalu od 2019. do 2045. godine. Očekuje se da će se globalna potražnja za plinom i dalje širiti u skladu s porastom razine urbanizacije, rastom industrijske potražnje i većom konkurentnošću u odnosu na ugljen u miksu proizvodnje električne energije. Stoga se očekuje da će se globalna potražnja za plinom povećati s gotovo $10{,}65\times10^6$ m^3oe/d (67 mboe/d) u 2019. na $14{,}47\times10^6$ m^3oe/d (91 mboe/d) u 2045. godini. To će rezultirati time da će prirodni plin biti drugi najveći doprinos primarnom energetskom miksu i najbrže rastuće fosilno gorivo u tom razdoblju (OPEC, 2020).

U tom smislu Indija, Kina i druge zemlje u razvoju sa sve većim brojem stanovništva i visokim gospodarskim rastom igraju ključnu ulogu u povećanju potražnje za energijom, dok razvijene države u OECD-u ulažu više napora u energetsku učinkovitost i tehnologije s niskim udjelom ugljika. Slijedom toga, očekuje se da gotovo polovica ukupnog rasta potražnje za energijom dolazi iz Indije i Kine. Tim slijedom postavlja se pitanje mogućnosti i izvora sustizanja potražnje ponudom.

2.2. Ponuda nafte i plina tj. proizvodnja

Što se tiče ponude nafte i plina, utjecaj pandemije COVID-19, koji je prouzročio strmoglavi pad cijena nafte, doveo je do povijesne prilagodbe OPEC+-a da smanji proizvodnju za gotovo $1{,}59\times10^6$ m^3/d (10 mb/d). Proizvodnja je u nekim područjima bila je obustavljena nakon što je postala neekonomična, uključujući oko $(318\text{-}477)\times10^3$ m^3/d (2-3 mb/d) američke nafte. Te su mjere pomogle vratiti stabilnost na naftna tržišta da se postupno rebalansiraju.

Nakon očekivanog naglog pada od 525×10^3 m^3/d (3,3 mb/d) u 2020. godini, što je prvi godišnji pad od 2016. godine, opskrba tekućim energentima izvan OPEC-a umjereno će rasti 2021. godine i ubrzati rast u sljedećim godinama, povećavajući se tako sa $10{,}34\times10^6$ m^3 (65 mb/d) u 2019. na $11{,}24\times10^6$ m^3/d (70,7 mb/d) u 2025. godini. Po prognozama OPECA-a srednjoročni oporavak uglavnom će poticati Brazil, koji raste za 270×10^3 m^3/d (1,7 mb/d), SAD $+223\times10^3$ m^3/d (+1,4 mb/d), Norveška $+127\times10^3$ m^3/d (+0,8 mb/d), Gvajana $+111\times10^3$ m^3/d (+0,7 mb/d) i Kazahstan $+79{,}5\times10^3$ m^3/d (+0,5 mb/d) (OPEC, 2020).

Tablica 2-3. Dugoročne prognoze ponude tekućih energenata (OPEC, 2020)

mb/d	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Promjena2019-2045
OECD	30.0	28.5	32.5	32.3	30.8	29.1	27.7	-2.3
od kojih : SAD	18.4	17.0	19.8	20.3	19.1	17.7	16.6	-1.8
od kojih : tekućine iz zbijenih formacija	11.7	10.9	14.5	15.8	15.4	14.3	13.3	1.6
Ne OECD	32.8	31.2	35.9	36.7	36.5	35.7	34.7	2.0
Dobitci od obrade	2.3	2.1	2.4	2.6	2.7	2.8	3.0	0.7
Ne OPEC	65.0	61.8	70.7	71.5	69.9	67.6	65.4	0.4
od kojih : sirova nafta	45.9	43.5	50.0	48.9	46.0	43.0	40.3	-5.6
NGL	10.5	10.3	11.3	12.5	13.0	13.2	13.2	2.7
Globalna biogoriva	2.5	2.3	2.8	3.1	3.3	3.5	3.6	1.0
Druge tekućine	3.8	3.6	4.3	4.6	4.9	5.1	5.4	1.6
Ukupne OPEC tekućine	33.8	30.7	33.2	35.9	39.2	41.9	43.9	10.1
Svijet	98.9	92.4	103.9	107.4	109.1	109.5	109.3	10.4

Unatoč tome što je najviše pogođena zatvaranjima gospodarstava zbog svoje inherentne reakcije na cijenu, očekuje se da će se američka naftna industrija brzo oporaviti kako se poboljšaju tržišni uvjeti, a srednjoročno će rasti za 445×10^3 m^3/d (2,8 mb/d) na $2,31\times10^6$ m^3/d (14,5 mb/d). I dalje će se povećavati skromno, dosežući visinu od $2,51\times10^6$ m^3/d (15,8 mb/d) oko 2030. godine, ali ne očekuje se dosezanje brojki iz prethodnih prognoza (OPEC, 2020).

Samo mali broj proizvođača izvan OPEC-a pokazuje značajan rast opskrbe nakon 2025. godine, uključujući Kanadu, Katar, Kazahstan i Gvajanu. Većini ostalih proizvođača izvan OPEC-a proizvodnja stagnira ili opada. S obzirom na to, prognozira se pad opskrbe izvan OPEC-a s maksimuma od $11,42\times10^6$ m^3/d (71,8 mb/d) u 2027. godini na $10,4\times10^6$ m^3/d (65,4 mb/d) do 2045. godine, što su razine gotovo jednake kao i 2019. godine. Udio OPEC-ovih tekućih energenata povećat će se s $5,37\times10^6$ m^3/d (33,8 mb/d) u 2019. na $6,98\times10^6$ m^3/d (43,9 mb/d) u 2045. godini, što će rezultirati porastom udjela OPEC-ovih članica u opskrbi tekućim energentima s 34% u 2019. na 40% u 2045. godini (OPEC, 2020).

Što se tiče ponude prirodnog plina na svjetskom tržištu, zabilježen je pad globalne proizvodnje prirodnog plina za 3,6% u 2020. godini, jer su niske cijene nafte i plina dovele do slabijeg istraživanja i proizvodnje. Konzultanti tvrtke Rystad Energy procjenjuju da je ukupna proizvedena količina plina godišnje oko 3918×10^9 m^3 (milijardi kubnih metara (Bcm)), Sjeverna Amerika je regija za proizvodnju plina na koju je pandemija najviše utjecala, s procjenom da je proizvodnja pala za 47×10^9 m^3 (Bcm) od 2019. na 1103×10^9 m^3 (Bcm) u 2020. godini (Rystad Energy, 2021).

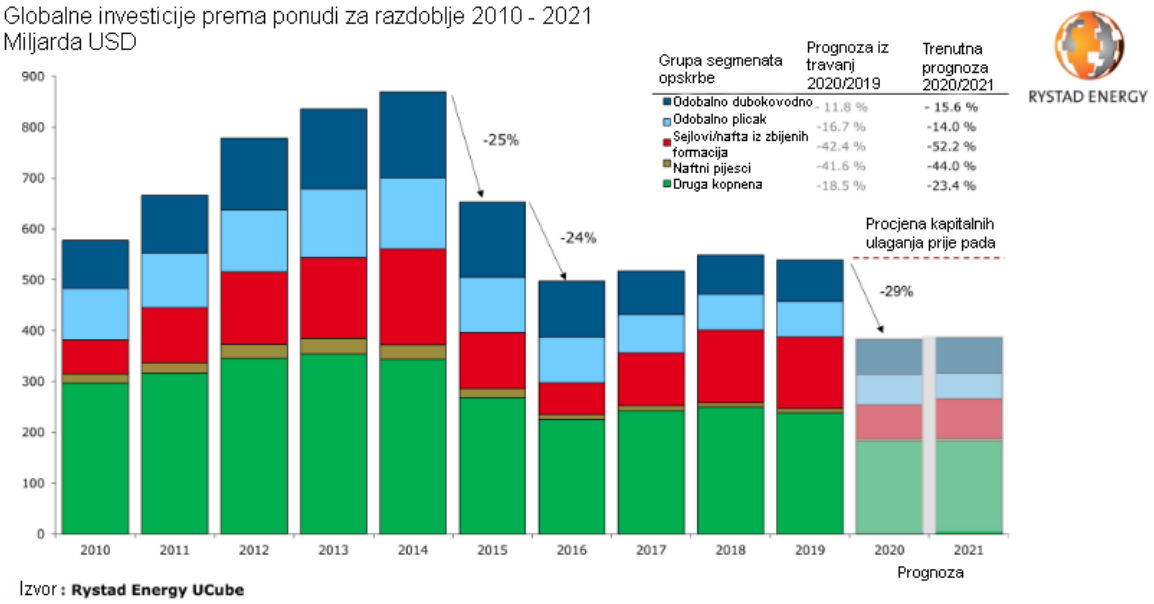
Prema prognozama do 2040. godine, očekuje se da će globalna proizvodnja prirodnog plina porasti za 24%, na 4857×10^9 m^3 u 2040. godini, a većina dodane proizvodnje dolazit će iz Sjeverne Amerike ($+410\times10^9$ m^3 u odnosu na proizvodnju u 2020. godini), zatim Rusije ($+190\times10^9$ m^3) i Bliskog Istoka ($+185\times10^9$ m^3). Američka proizvodnja prirodnog plina mogla bi doseći 1194×10^9 m^3 2040. godine, potaknuta proizvodnjom iz Marcellusa i Perma (formacije šejla). Međutim, proizvodnja iz novih šejlova potencijalno je ugrožena zbog politike nove vlade SAD-a. Rusija, Iran i Katar mogu pridonijeti značajnim rezultatima. Europa će biti jedina regija kojoj će pasti proizvodnja za 74×10^9 m^3 zbog manje proizvodnje iz Norveške i Nizozemske (Rystad Energy, 2021).

2.3. Investicije u istraživanje i proizvodnju

Na osnovi stalnih troškova, ulaganja stagniraju od 2016. godine (-0,4%) nakon naglog pada cijene nafte zabilježenog između 2014. i 2016. godine. Trenutne razine nisu dovoljne kako bi se osiguralo obnavljanje rezervi koje su se smanjile za 8% od 2014. godine. Tijekom nadolazećih pet godina, Francuski naftni institut (franc. IFPEN – *Institut français du pétrole energies nouvelles*) procjenjuje da će potrebna prosječna godišnja ulaganja na osnovi stalnih troškova iznositi 660 milijardi USD, tj. 22% više u odnosu na 2019. godinu. Tijekom razdoblja 2020. - 2040. godine, oko 16.700 milijardi USD mora biti uloženo u tzv. *upstream* (istraživanje i proizvodnja) sektor nafte i plina kako bi se osigurala proizvodnja i obnova rezervi (IFPEN, 2020).

Nakon objavljivanja rezultata prvog tromjesečja *upstream* industrije, analiza tvrtke Rystad Energy otkriva sumorniju investicijsko-proračunsku sliku nego što se prije mislilo. Prema predviđanjima, globalne investicije u 2020. godini dosegle su 383 milijarde dolara, najnižu razinu u posljednjih 15 godina i nevjerojatnih 29% smanjenja tj. 156 milijardi dolara u

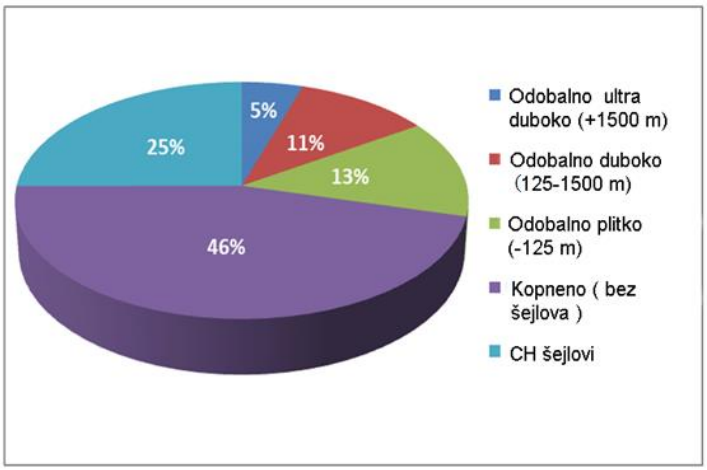
odnosu na 2019. godinu. Ipak, na odobalni sektor će najmanje utjecati rezovi i smanjenje investicija. Procijenjeno je da će izdaci za dubokomorsko odobalje ove godine pasti za 15,6% tj. na 69 milijardi dolara, dok će se izdaci za kontinentalni šelf smanjiti za oko 14%, spuštajući se na 59,5 milijardi dolara (Rystad Energy, 2020a).



Slika 2-4. Globalne investicije prema izvoru opskrbe (Rystad Energy, 2020a)

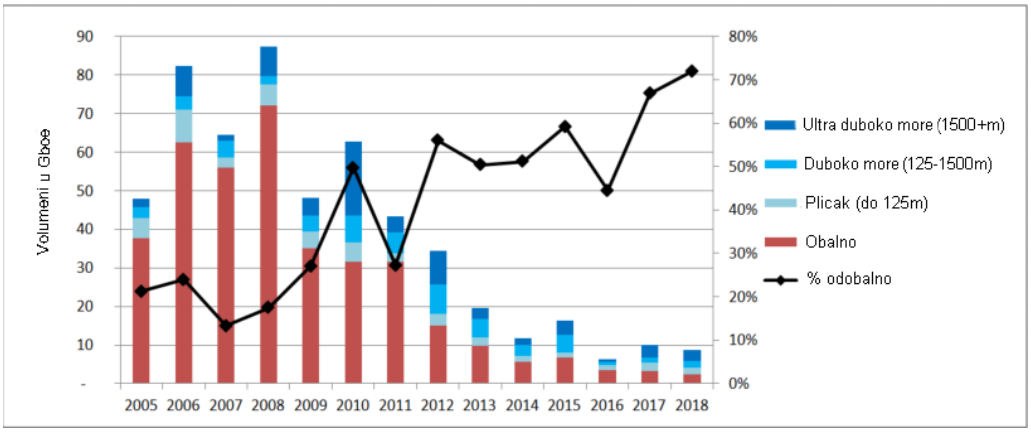
Opseg istraživanja morat će se značajno proširiti ako se ne uoči važan prijelaz u globalnom energetskom miksu, prije nego što se trenutno očekivalo, ili puno brži razvojni tempo u odnosu na trenutno stanje. "*Upstream* igrači" možda će morati više nego udvostručiti svoje napore u istraživanju kako bi zadovoljili globalnu potražnju za naftom do 2050. godine.

Na sljedećoj slici 2-5 vidljiv je udio investicija u sektoru istraživanja i proizvodnje nafte i plina, pri čemu 29% zauzima odobalno, a ostatak istraživanje šejlova (25%) te tradicionalno kopneno istraživanje (46%).



Slika 2-5. Udio investicija u sektoru istraživanja i proizvodnje ugljikovodika (IFPEN, 2020)

Sukladno globalnom smanjenju investicija u sektoru nafte i plina, smanjile su se i pronađene količine ugljikovodika, i to drastično. Na slici 2-6 vidljiv je zanimljiv trend po kojem je od 2010. godine više od polovice otkrivenih količina ugljikovodika bilo u odobalju. U 2018. godini došlo je do 55 novih otkrića u moru, što predstavlja 70% otkrivenih količina ugljikovodika. Trinaest polja otkrivenih u 2018. godini u ultra dubokom moru predstavlja $4{,}77\times10^{9}$ m^3oe (3 Gboe) što je 34% otkrivenih količina, odnosno polovica odobalnih količina. Ostatak otkrića u moru odnosi se na duboko more tj. od 125-1500 m dubine (IFPEN, 2018). To pokazuje inertnost sustava odobalnog istraživanja kod fluktuacija na tržištu zbog dugog razvoja projekta.



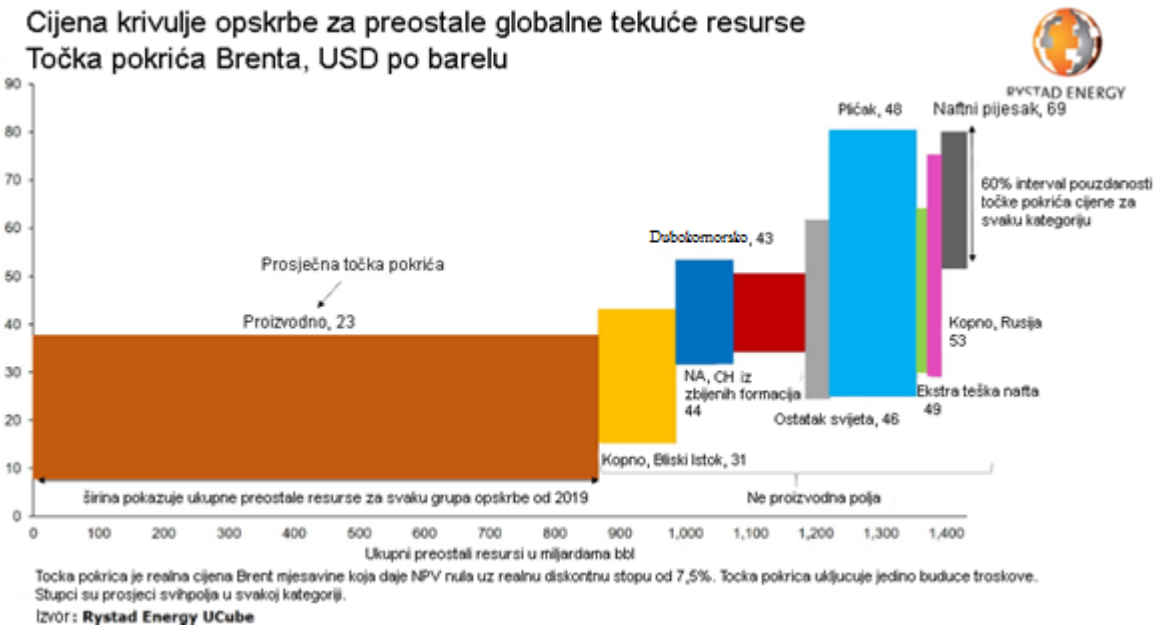
Slika 2-6. Udio odobalnih otkrića (IFPEN, 2018)

2.4. Cijene nafte i prag rentabilnosti

Sveobuhvatna analiza troškova proizvodnje nafte od strane konzultantskih kompanija, otkrila je da je prosječna granica rentabilnosti (točka pokrića) za sve nerazrađene projekte pala na oko 50 USD/bbl, što je manje za oko 10% u posljednje dvije godine i 35% u odnosu na 2014. godinu. To znači da je nafta mnogo jeftinija za proizvodnju sada u usporedbi od prije šest godina, a radovi u dubokom moru (engl. *"deepwater"*) se pokazuju kao sektor s najvećim uštedama (Rystad Energy, 2020b).

Tradicionalno kopneno bušenje jeftinije je od odobalnog bušenja, ali ukupni trošak nekonvencionalne kopnene nafte (šejlovi) jednak je ili premašuje troškove odobalnog istraživanja. Ovi se troškovi također razlikuju, ovisno o regiji. Primjerice, najniži prag rentabilnosti je 31 USD/bbl za kopnenu proizvodnju nafte na Bliskom istoku (prema Rystad Energy Research za preostale resurse). Zbog nižeg praga rentabilnosti na kopnu u usporedbi s odobalnim bušenjem, ove tvrtke imaju tendenciju da rade bolje kad cijene nafte padnu, što pokazuje orijentiranost industrije ka financijski manje riskantnom poslovanju.

Dubokomorsko odobalje drugi je najjeftiniji izvor nove proizvodnje, s prosječnom cijenom isplativosti od 43 USD/bbl, dok je kopnena ponuda u Rusiji i dalje jedan od skupljih resursa zbog visokih bruto poreza u zemlji. Kontinentalni plićak ostaje segment s najvećim resursnim potencijalom sa $20{,}83\times10^{9}$ m^3 (131 Gbbl) pridobivih rezervi (Rystad Energy, 2020b). Jedan od ključnih pokretača troškova i granice isplativosti za razvoj *"upstream-a"* su niže pojedinačne cijene u industriji. Nakon pada cijena nafte 2015. godine, naftne servisne tvrtke trebale su smanjiti cijene koje naplaćuju kompanijama koje se bave istraživanjem i proizvodnjom kako bi ostale konkurentne u izazovnim tržišnim uvjetima.



Slika 2-7. Prosječna rentabilna cijena barela nafte s obzirom na područje proizvodnje (Rystad Energy, 2020b)

Implikacije pada granice rentabilnosti (točke pokrića) su da je *upstream* industrija u posljednje dvije godine postala konkurentnija no ikad i u mogućnosti je isporučiti više količina po nižoj cijeni. Naravno, da bi se naftna industrija oporavila potreban je i oporavak cijene na stabilne vrijednosti iznad tih istih granica rentabilnosti.

3. GLAVNE SVJETSKE ODOBALNE REGIJE (BAZENI)

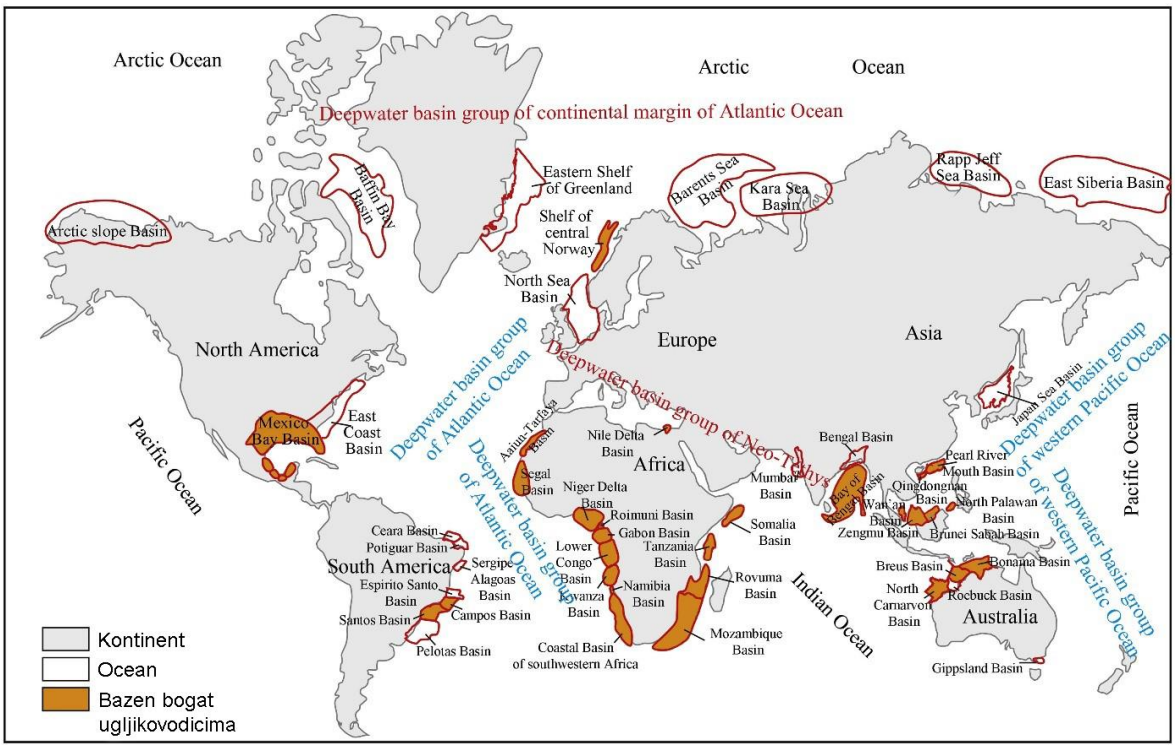
Odobalna ležišta ugljikovodika smještena su regionalno u uskim područjima akvatorija. Konkretno predstavljaju zaljeve ili mora pod ingerencijom obalne države, koja igra glavnu ulogu u eksploataciji tih resursa za osobne ili globalne potrebe. Projekti istraživanja odobalja, točnije dubokomorskog, glavni su konkurenti nekonvencionalnoj nafti i plinu u potencijalnoj eksploataciji (privlačenju kapitala), no također različita odobalna područja izravno konkuriraju i jedna drugome u privlačenju investicija, gdje države koje izdaju licence imaju izravnu ulogu u poticanju istih.

Najčešće se akumulacije ugljikovodika mogu pronaći u bazenima, depresijama u zemljinoj kori uzrokovanim tektonskom aktivnošću ploča i slijeganjem, u kojima se akumuliraju sedimenti. Globalno su bazeni, s naglaskom na dubokomorska (glavnim pokretačem odobalne industrije), raspoređeni u pet regija: Atlantski prsten, rubna mora istočne Afrike, zapadni Pacifik, Neotetis i Arktički krug. Prve tri regije se orijentacijom pružaju u smjeru sjever-jug, dok su ostale dvije u smjeru istok-zapad. Općenito govoreći, ti bazeni predstavljaj obrazac koji karakteriziraju "tri vertikale i dvije horizontale" (Zhang et al., 2015).



Slika 3-1. Pet velikih dubokomorskih regija (bazena) (Zhang et al., 2015)

Do sada su aktivnosti i otkrića vezana za dubokomorsko istraživanje nafte i plina u prvom redu koncentrirana u Meksičkom zaljevu, priobalnom području Brazila i Zapadne Afrike. Nalaze se u dubokomorskom području kontinentalnih ravnina Atlantskog oceana u smjeru sjever- jug, koji se naziva „Zlatni trokut“ za istraživanje nafte i plina. Tu se nalazi oko 84% aktivnosti istraživanja u dubokom moru. Uz to, došlo je do velikih otkrića u drugim regijama, uključujući Norvešku, Britaniju, Kanadu i drugim područjima kontinentalnih ravnina Atlantskog oceana. Iako su istraživačke aktivnosti u dubokomorskom području kontinentalne ravnine Istočne Afrike relativno nove (u usporedbi s drugima), posljednjih je godina otkrivena ogromna količina rezervi prirodnog plina. Također napravljen je napredak u istraživanju dubokomorskih područja Neotetisa u zemljama poput Izraela i Egipta na mediteranskoj obali te Indije, Australije i Novog Zelanda.



Slika 3-2. Bazeni bogati ugljikovodicima (Zhang et al., 2015)

Odobalnu industriju nafte i plina može se nazvati pokretačem razvoja novih tehnologija u industriji nafte i plina općenito. Da bi se pobliže pozabavilo s problematikom odobalnog istraživanja i proizvodnje, ključno je analizirati odobalne regije i karakteristični pristup, probleme i rješenja koja se u svakoj od njih pojavljuju. No i u trenutnim uvjetima

tehnološkog napretka, za aktivnosti u odobalju dostupno je samo oko 10% od ukupne površine morskog dna (Krištafor, 2019). Svjetski resursi u plitkom odobalju uvelike su istraženi i nova veća otkrića u plićaku su rijetka. Potrebna su velika ulaganja za stimulacije postojećih polja. Duboko odobalje sve je primamljivije i perspektivnije.

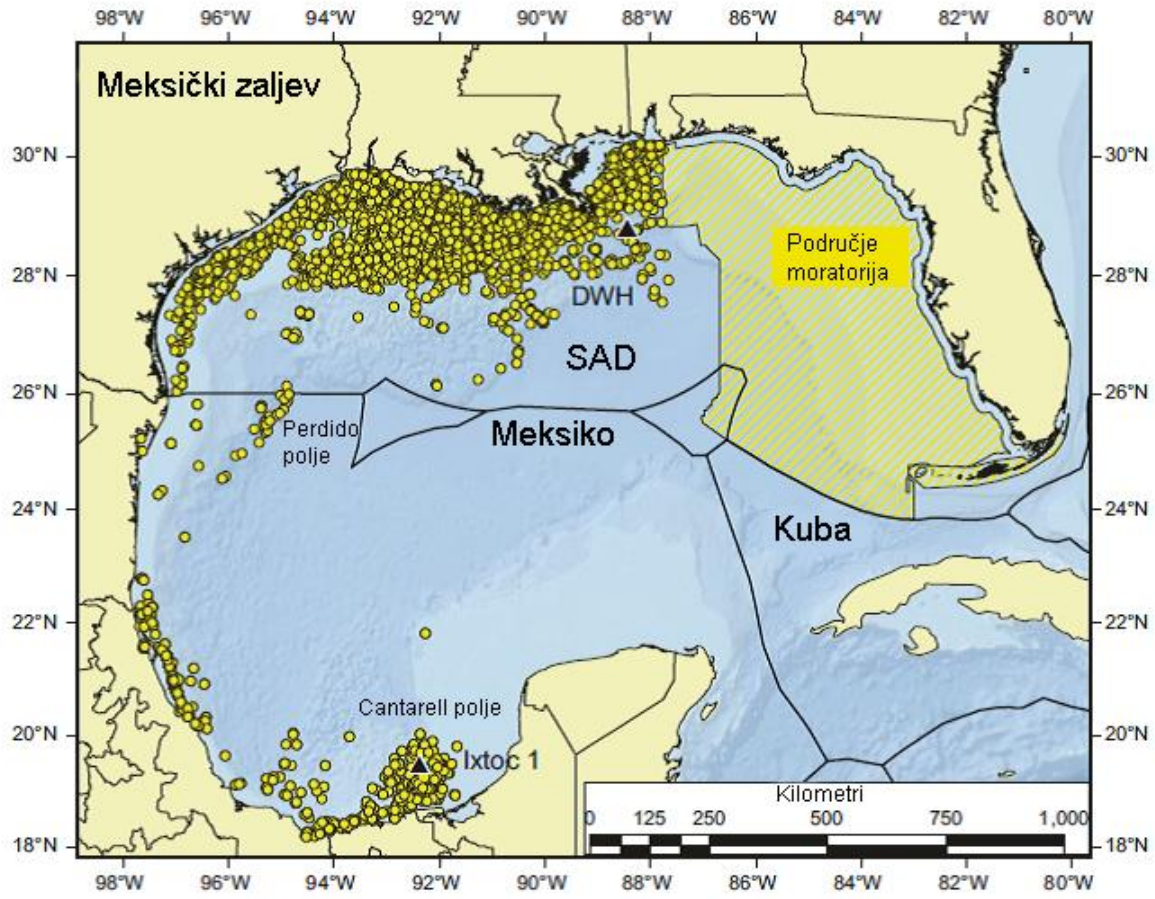
Širom svijeta pronađeno je manje od 40 izrazito velikih naftnih polja (engl. *supergiant*), koja su prvotno sadržavala oko polovice sve do sada otkrivene nafte. Većina najvećih svjetskih naftnih polja nalazi se na Bliskom Istoku, ali postoje i takva izrazito velika (>$1{,}59\times10^9$ m^3 (> 10 milijardi bbl)) naftna polja u Indiji, Brazilu, Meksiku, Venezueli, Kazahstanu i Rusiji. Divovskim naftnim i plinskim poljima (engl. *giants*) smatraju se ona sa 79×10^6 m^3 (500 MMbbl) pridobive nafte ili plina u ekvivalentu, a ona s milijardom barela smatraju se super divovskim poljima (engl. *supergiant*). Vjeruje se da ti divovi čine 40% svjetskih rezervi nafte (Halbouty, 2001).

3.1. Atlantski bazeni

Atlantski bazeni se rasprostiru dužinom cijelog Atlantskog oceana tj. na području kontinentalne ravnine kontinenata koji ga okružuju. Skup bazena koji sačinjavaju ovaj ugljikovodično bogati bazen uključuju bazene Istočnog Brazila, bazene sjeveroistočne Južne Amerike, bazene zapadne Afrike, bazene Meksičkog zaljeva, bazene srednje Norveške i bazene istočne Kanade. U Atlantskim dubokomorskim bazenima, posebno onim u središnjem i južnom dijelu, najranije je započelo istraživanje nafte i plina, u njima je najviše otkrića i s najvećim su potencijalom za buduća istraživanja.

3.1.1. Meksički zaljev

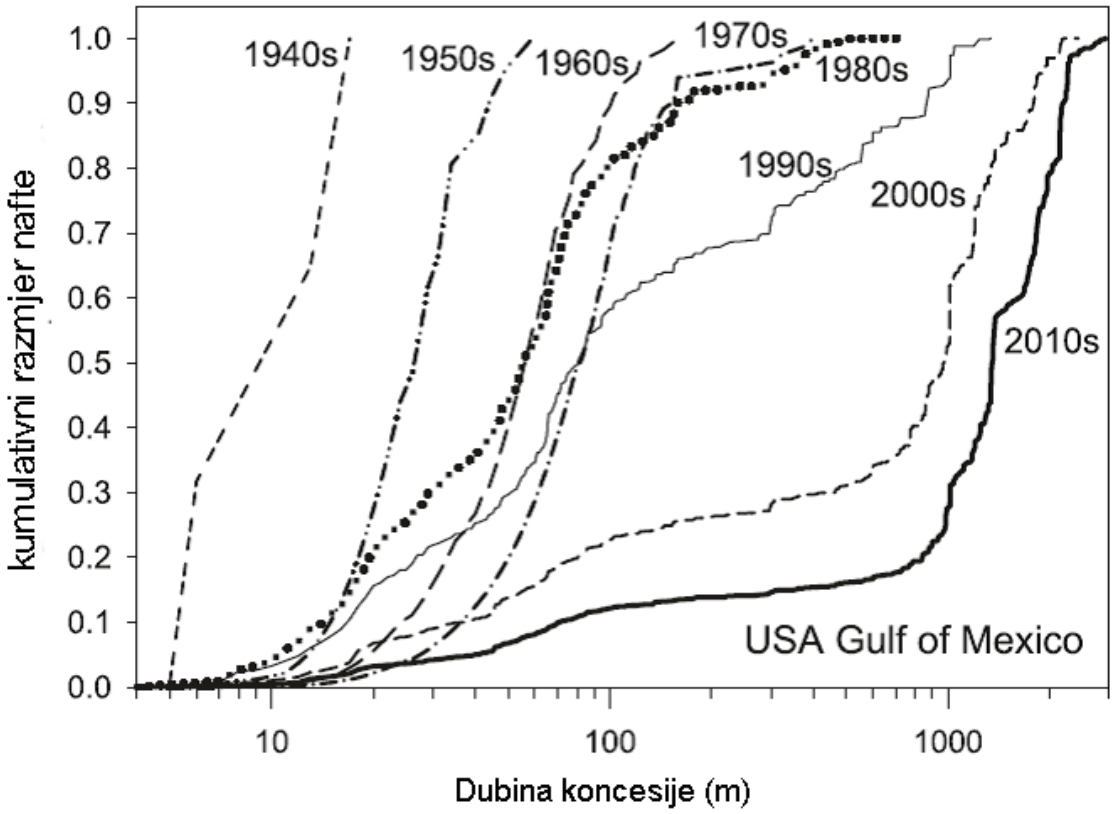
Meksički zaljev je mjesto začetka američke odobalne industrije, pa čak i svjetske. Trenutno je područje jako dobro istraženo, ali i dalje postoji puno potencijala. Zemlje koje okružuju Meksički zaljev i iskorištavaju njegova bogatstva su SAD, Meksiko i Kuba.



Slika 3-3. Meksički zaljev s pripadajućom odobalnom infrastrukturom i granicama Isključivog gospodarskog pojasa (engl. *EEZ – Exclusive economic zone*) (Nixon et al., 2016)

3.1.1.1. SAD

Početak aktivnosti istraživanja nafte i plina u Meksičkom zaljevu dogodio se 1938. godine s drvenih bušaćih tornjeva potopljenih u nekoliko metara dubokom moru, udaljenih oko milju od obale Louisiane. Razvojem industrije, do 1950. godine već je bilo aktivnih 11 naftno-plinskih polja. Postepeno odobalna naftna industrija SAD-a raste i širi se na dublja područja šelfa te se od 50-ih do 70-ih proizvodnja nafte povećala sa $1{,}11\times10^6$ m^3/g (7 milijuna barela godišnje (mb/g)) na $42{,}93\times10^6$ m^3/g (270 mb/g). Tehnologija istraživanja koja se koristila uglavnom je podrazumijevala korištenje samopodižuće platforme sposobne za izradu bušotina u manjima dubinama mora. Daljnjim razvojem tehnologije sve se dublje buši te su maksimalne dubine istraženog mora u 80-ima do oko 700 m, a u 90-ima čak 1300 m. Slavni početak dubokomorskog istraživanja nafte i plina obilježen je 1975. godine na polju *Cognac* od strane kompanije Shell i to je ujedno bila prva platforma koja je prešla granicu od 300 m dubine mora (Murawski et al., 2020).



Slika 3-4. Graf proizvodnje nafte ovisno o dubini i dekadi (Murawski et al., 2020)

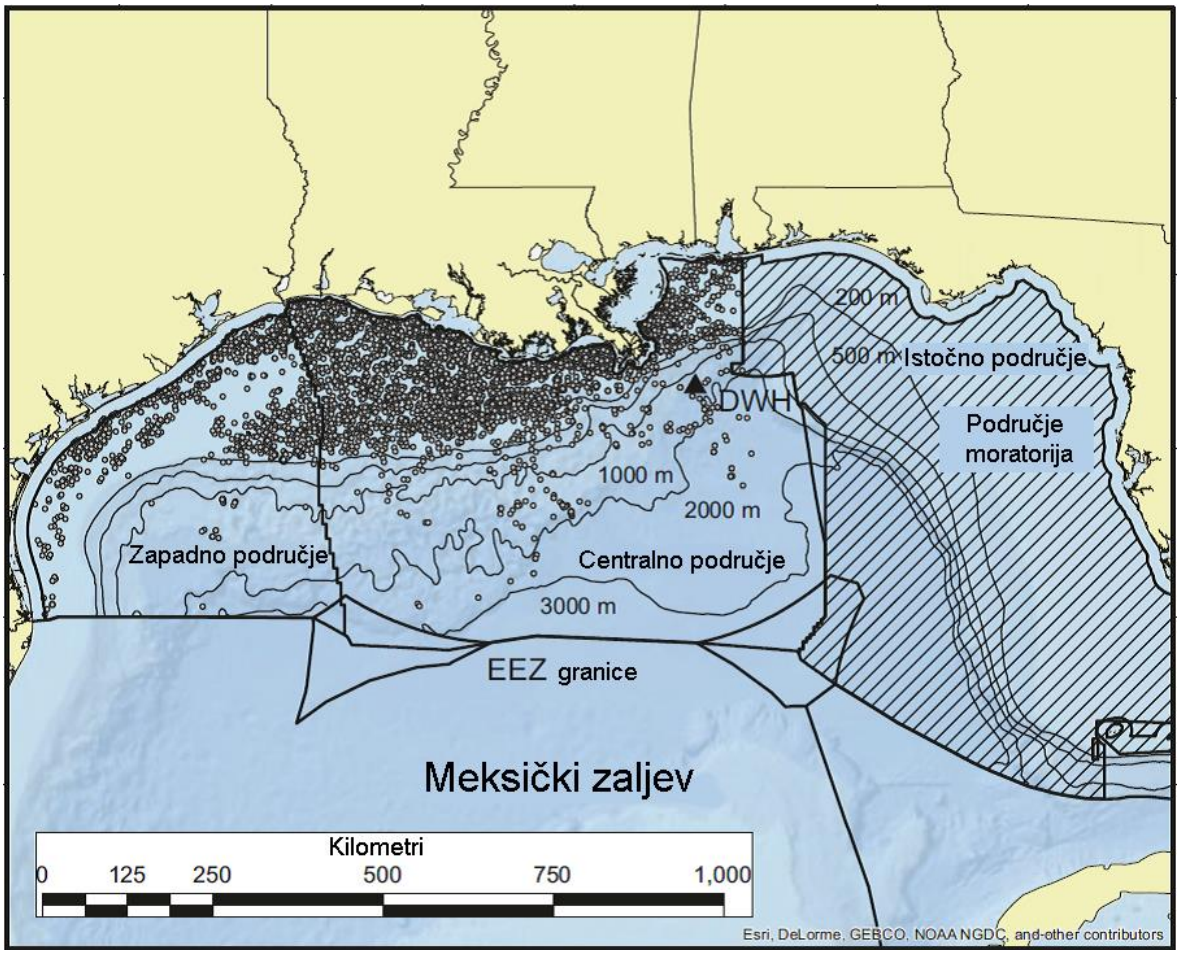
Korištenjem različitih tipova platformi za duboka mora, odobalna proizvodnja u SAD-u uvelike se povećava nakon 90-ih do rekordnih $110{,}19\times10^6$ m^3/g (693 mb/g) u 2019. godini. U posljednjih 25 godina proizvodnja iz Meksičkog zaljeva varirala je u skladu s uvjetima potražnje na tržištu, razini regulacije od strane države i drugih faktora. Bez obzira na nesreću platforme *Deepwater Horizon* 2010. godine te drugih manjih nesreća, proizvodnja se uspješno oporavljala i polako rasla od 2013. do 2019. godine. U 2010. godini otprilike 30% domaće proizvodnje SAD-a dolazilo je iz Meksičkog zaljeva, no nakon toga slijedi pad na 15% u 2019. godini zbog povećane opskrbe naftom iz drugih izvora na kopnu (EIA, 2020a).

Nakon 2000. godine trend rasta proizvodnje u Meksičkom zaljevu najizraženiji je iz ultra dubokog mora. Iako su cijene privođenja proizvodnji dubokomorskog polja vrlo visoke, postoji korelacija kojom prosječna proizvodnja po koncesiji raste eksponencijalno s povećanjem dubine mora. Temeljem toga može se zaključiti da dubokomorska polja, ovisno o cijeni pokrivanja troškova privođenja proizvodnji, mogu biti vrlo profitabilna. Kao primjer, koncesija na 200 m dubine predviđa proizvodnju od 20,9 tisuća barela mjesečno, a

ona na 2200 m predviđa 374,9 tisuća barela po mjesecu tj. 18 puta više (Murawski et al., 2020).

Nasuprot rastu proizvodnje nafte u Meksičkom zaljevu, pad je proizvodnje prirodnog plina još od 1997. godine. S velikih 20% udjela u proizvodnji plina, pao je na svega 3% u 2017. godini. Za takav ishod zaslužan je pad cijene prirodnog plina te povećana ponuda plina na tržištu. Povećana ponuda dolazi iz razvoja kopnenih polja i primjene hidrauličkog frakturiranja ležišta. Oko 30% plina iz odobalja dolazi iz ležišta plićih od 100 m dubine, što nije slučaj i za naftu. Prirodni plin proizvodi se u bušotinama posebno izbušenim u primarno plinonosne formacije, ali i kao nusproizvod višefaznog protoka s pretežno naftnih polja. Tijekom sljedećeg desetljeća ili dva, ulaganja u isključivo plinske bušotine u američkom dijelu Meksičkog zaljeva mogu se umanjiti ili potpuno ukinuti, što će rezultirati daljnjim padom proizvodnje plina SAD-a i ubrzanom dekomisijom velikog dijela plitkomorske infrastrukture uz obale Teksasa i Louisiane. Ovaj scenarij ovisi o tržišnim uvjetima i razvoju kopnene industrije plina (Murawski et al., 2020).

Godine 2006. američki Kongres je donio Zakon o energetskoj sigurnosti Meksičkog zaljeva. Ovaj zakon stavio je moratorij na odobravanje koncesija, istraživanje i razradu za veliki dio predviđenog istočnog planiranog područja do 2022. godine. Zakon je navodno donesen kako bi se ograničile aktivnosti na moru, da se ne bi ometale vojne aktivnosti u sjeveroistočnom dijelu Meksičkog zaljeva i kako bi se riješile zabrinutosti zbog potencijalne štete na okoliš zbog obalnog turizma i ekonomije usmjerene na ribolov na obalama Floride.



Slika 3-5. SAD-ov Meksički zaljev s ucrtanim izobatama, lokacijama naftno-plinske infrastrukture i granicama koncesijskih područja (Nixon et al., 2016)

Područje Meksičkog zaljeva koje je u nadležnosti SAD-a podijeljeno je od strane Zavoda za upravljanje energijom oceana (engl. *BOEM - Bureau Of Ocean Energy Managment*) na tri područja (slika 3-5). To su zapadno područje, centralno područje i istočno područje (pod moratorijem do 2022. godine). Svako od tih područja podijeljeno je na blokove označene brojem. Za te blokove se zatim raspisuju natječaji za koncesije, koje osvajaju najbolji ponuditelji.

U odobalju SAD-a postoje veliki prostori zapadnog i centralnog planiranog područja na dubinama od 2000 do 3000 m, ali razvoj tih polja relativno stagnira za razliku od istočnih dijelova centralnog područja. Neka od glavnih novih otkrića nalaze se upravo na Centralnom području planiranja, i to južno i istočno od područja nesreće platforme *Deepwater Horizon.* Iz toga je jasno da će naftna industrija pritisnuti zapadne granice područja moratorija. Neizvjesna je sudbina moratorija nakon 2022. godine. Područje od obale Floride tj. istočno

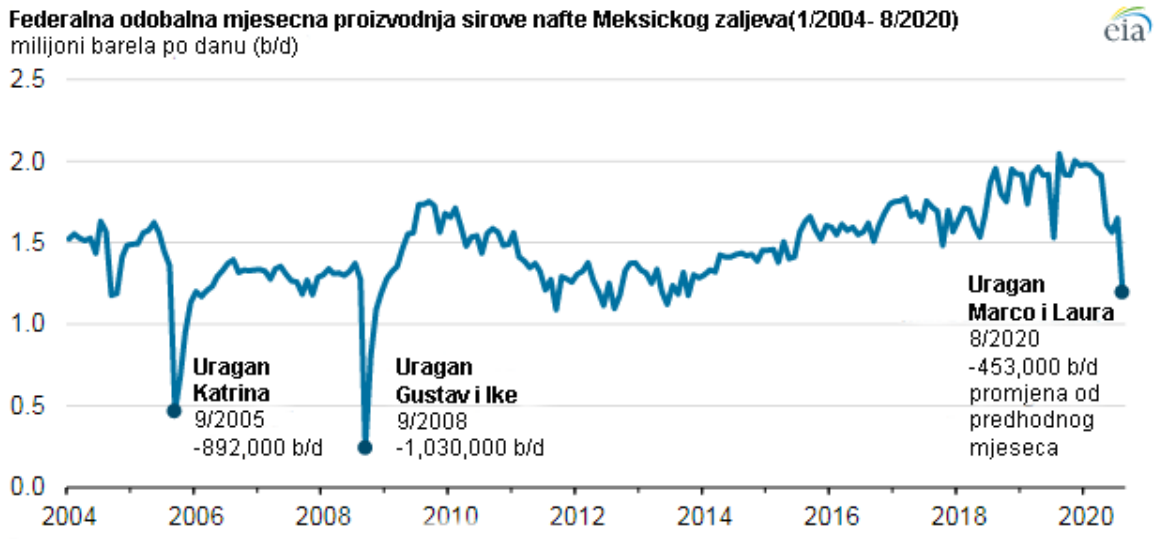
područje planiranja sadrži najveći udio plitkih voda u zaljevu i to 53% plićih od 200 m i više od 60% područja od 200 do 500 m. Specifičnost tog prostora je što su izobate između 100 i 3000 vrlo kompaktne uz istočni rub plićaka i zapravo čine strminu poznatu kao floridska strmina (engl. *Florida escarpment*). Taj dio područja pod moratorijem čini samo 14% zaljeva, dubina od 2000 do 3000 m, ali zato prostor veći od 3000 m zauzima veliku većinu od 71% površine zaljeva. Trenutno je najveća dubina za koju je izdana koncesija 3000 m, ali predstavlja potencijal za budućnost (Murawski et al., 2020).

Politika i ravnoteža sektorskih ekonomskih pitanja (npr. protivljenje turizma, obalnih nekretnina i ribarstva, podrška energetskih sektora) odredit će konačnu sudbinu područja pod moratorijem nakon 2022. godine. Međutim, još je jedna bitna stvar u vezi moratorija koja odvraća od samog ukidanja, a to je pitanje morskih struja Meksičkog zaljeva. Naime morska struja Petlja (engl. *Loop Current*), ponaša se kao petlja koja čini ciklonske i anticiklonske prstene. Dolazi iz područja Yucatana na prostor istočnog planiranog područja i prolazi između Kube i Floride prema Atlantskom oceanu. Prvi problem je jačina te morske struje, koja na dijelovima može doseći brzine od 1 m/s, čak u maksimumu i 1,7 m/s, što otežava manipuliranje dugim cijevima pogotovo u dubokom moru. Ekološki problem vezan uz morske struje je rizik potencijalnih nesreća na području morske struje, jer bi posljedice bile devastirajuće. Neki modeli pokazuju da bi nafta imala utjecaj na istočnu i zapadnu obalu Floride, Kubu i Bahame ovisno o jačini i smjeru morske struje, protoku te trajanju nekontroliranog istjecanja (Murawski et al., 2020).

Meksički zaljev na godišnjoj razini ima problem s ljetnom sezonom uragana tijekom koje se događaju zatvaranja odobalnih postrojenja i same proizvodnje te evakuacija osoblja. Svake godine različitog je intenziteta. Na slici 3-6 prikazano je kretanje proizvodnje nafte u Meksičkom zaljevu. Uočljiv je izraziti pad proizvodnje u tri slučaja velikih uragana. Vidljivo je da je u rujnu 2008. godine taj iznos prelazio i 159×10^3 m^3/d (milijun barela dnevno) (EIA, 2020f).

Na sljedećoj slici također je primjetan pad proizvodnje 2010. godine, koji traje sve do 2013. godine, zbog svjetski poznate nesreće platforme Deepwater Horizon na bušotini Macondo. Nesreća je poremetila rast i snagu odobalne industrije. Nakon te nesreće, uslijedio je moratorij na nova istraživanja u cjelokupnom Meksičkom zaljevu. To je odvuklo ulagače od daljnjih ulaganja i usmjerilo njihova ulaganja u istraživanja u drugom smjeru. Također, nove zakonske regulative i uvjeti opremanja bušotina zbog potrebe za većom sigurnosti višestruko

su povećali kapitalne investicije za odobalnu industriju, što je još više odvuklo potencijalne ulagače (Murawski et al., 2020).



Slika 3-6. Mjesečna proizvodnja nafte u Meksičkom zaljevu za razdoblje 2004.-2020. (EIA, 2020f)

Nedavni događaji u naftnoj i plinskoj industriji na kopnu uključili su različite tehnološke pristupe (stimulacija bušotina) za povećanje produktivnosti rubnih ili napuštenih polja korištenjem različitih metoda. To je uključivalo frakturiranje, utiskivanje dušika i još neke druge načine. Iako su relativno rijetki u morskom okolišu, neki od ovih pristupa stimulacija bušotina u budućnosti će se možda više koristiti za naftne bušotine koje nedovoljno proizvode u Meksičkom zaljevu. Ultradubokim sektorom dominirat će velike internacionalne tvrtke sa značajnim kapitalnim resursima potrebnim za istraživanje i proizvodnju u takvom okruženju. Dok se manje kompanije mogu udružiti s većim tvrtkama, srednjoročni fokus manjih kompanije može biti korištenje novih tehnika iscrpka kako bi se oporavila proizvodnja iz polja koja su prema standardima ultradubokih bušotina, napuštena kao nedovoljno profitabilna.

Istraživanje dubokomorskog odobalja je započelo u Meksičkom zaljevu golemim otkrićima nafte i plina u dubokomorskim klastičnim turbiditima (sedimentne stijene nastale akumulacijom fragmentiranih stijena koje su se niz kontinentalnu marginu spuštale gravitacijskim sljevovima), prije-solnim formacijama (akumulacija ugljikovodika ispod

formacija soli) i ultra dubokomorskim formacijama. U skladu s tim, Meksički zaljev trenutno je jedna od najvažnijih dubokomorskih proizvodnih zona nafte i plina na svijetu. U 21. stoljeću istraživanja u dubokomorskim područjima Meksičkog zaljeva ušla su u brzu fazu otkrićima niza glavnih dubokomorskih naftnih polja. Sve do kraja 2009. godine, prema američkim podacima, u Meksičkom zaljevu pronađeno je 149 dubokomorskih naftnih polja (dubina mora > 305 m) s dokazanim rezervama od 823,99×10^6 m^3oe (707 × 10^6 toe), ili 73,7% ukupnih rezervi (BOEM, 2013). Štoviše, povećan je interes za izvođenjem operacija za istraživanje nafte i plina u ultra dubokom moru. Do 2012. godine prijavljeno je 75 otkrića u ultra dubokim vodama, preko 1500 m. Sljedeća tablica 3-1 prikazuje deset polja s najvećim procijenjenim rezervama u Meksičkom zaljevu.

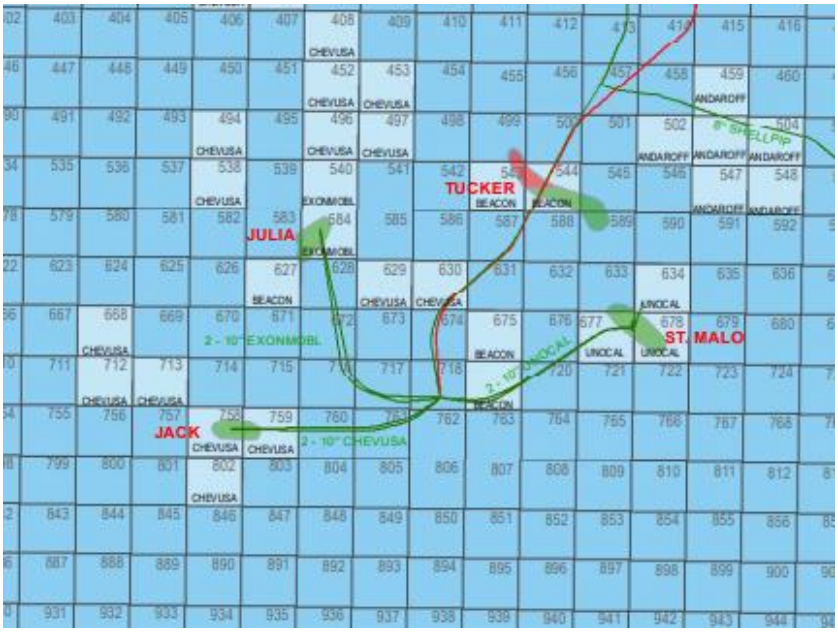
Tablica 3-1. Top 10 dubokomorskih naftnih polja po rezervama u Meksičkom zaljevu (Pratama, 2021)

Br	Naftno/plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen/Država	Blok	Dubina mora (m)	Pridobive rezerve - ×10^6 m^3oe/ (x10^6 toe)
1	**Julia**	2007.	USA	WR627	2195	954,52 (819)
2	**Mad Dog**	1988.	USA	GC782	1550	635,18 (545)
3	**Stones**	2005.	USA	WR508	2896	318,17 (273)
4	**Crazy Horse**	1999.	USA	Boarschad	1800	158,5 (136)
5	**Kaskida**	2006.	USA	KC	1798	116,55 (100)
6	**Mars**	1989.	USA	MC763	896	114,22 (98)
7	**Hadrian**	2011.	USA	KC	2133	110,72 (95)
8	**Tiber**	2009.	USA	KC102	1295	103,73 (89)
9	**Atlantis**	1998.	USA	GC700	2026	95,57 (82)
10	**Tahiti**	2002.	USA	GC596, 587, 640 i 641	1321	79,25 (68)

Julia

Polje s najvećim procijenjenim rezervama i općenito jedno od najvećih otkrića je Julia, koje se nalazi u dubokomorskom kvadrantu Walker Ridge, 200 milja od obale New Orleansa.

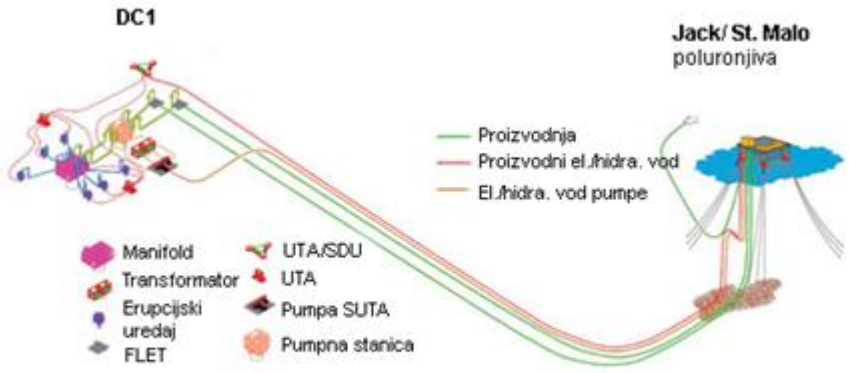
Procijenjene rezerve su oko 954×10^6 m^3 (6 MMbbl). Polje otkriveno 2007. godine, u vlasništvu je 50% tvrtke ExxonMobil i 50% tvrtke Equinor (bivši Statoil). Zajedničkim ulaganjem (engl. *joint-venture*) realizirani su istraživanje i eksploatacija. Polje je privedeno proizvodnji 2016. godine s početnim kapacitetom proizvodnje od $5{,}41 \times 10^3$ m^3/d (34.000 bbl/d). Prognozirani radni vijek polja Julija je oko 30 godina. Nalazi se na više koncesijskih blokova na dubinama mora od preko 2100 m (ultra dubokomorsko odobalje) (Offshore, 2016).



Slika 3-7. Prikaz koncesijskih blokova (svjetlo plavo-pod koncesijom) sa spomenutim poljima i čvorištem gdje se nalazi poluuronjiva platforma Jack/St. Malo (Offshore, 2021)

Trenutno je realizirana prva faza projekta polja Julia. Tehnički prva faza podvodno objedinjuje šest bušotina s proizvodnim postrojenjem Jack & St. Malo, koje se nalazi u blizini (slika 3-8). Sam sustav podvodnog povezivanja (engl. *Subsea tie-back system*) na postojeću infrastrukturu višestruko je umanjio kapitalnu investiciju i time i omogućio profitabilnost projekta. Proizvodno postrojenje je poluuronjiva plutajuća proizvodna jedinica (engl. *FPU – floating production unit*). Najveća je svoje vrste u Meksičkom zaljevu i ima kapacitet proizvodnje od oko $27{,}03 \times 10^3$ m^3/d (170.000 b/d) nafte i $1{,}19 \times 10^6$ m^3/d (42 MMcf/d) plina. Equinor (Statoil) je također partner na tom projektu. Sirova nafta iz FPU-a transportira se otpremnim naftovodom 219 km od proizvodnog čvorišta do Shell Boxer A

fiksne platforme u bloku Green Canyon 19 s prvim ultra dubokomorskim cjevovodom velikog promjera (Offshore, 2016).



Slika 3-8. Podvodni sustav polja Julia i veza s plutajućom proizvodnom jedinicom (Offshore, 2016)

Podvodno postrojenje polja Julia obuhvaća 6 podvodnih erupcijskih uređaja, jedan podvodni razdjelnik (engl. *manifold*) sa 6 utora, 2 električno/hidraulička voda (engl. umbilicals), 6 fleksibilnih spojeva razdjelnika s bušotinama (engl. *jumpers*), 2 čelične ovješene usponske cijevi (engl. *risers*), 2 podvodna modula pumpe, transformator pumpe, podvodna distribucijska jedinica (engl. *SDU – subsea distribution unit*)/prekidni sklop hidrauličko/električnog voda (engl. *UTA - umbilical termination assembly*) i raznu dodatnu opremu za nadgrađe. Proizvodni fluid prolazi kroz dvije proizvodne cijevi (promjera 27.3 cm) duljine 24 km uz pomoć jednofazne potisne pumpe (A Barrel Full, 2016).

Kako se područje istraživanja tvrtke ExxonMobil premješta u sve dublje more, tako se sve više upotrebljavaju nove tehnologije, pa je tako za ovo istraživanje upotrijebljen novi bušaći brod tvrtke Maersk, izgrađen posebno za ultra dubokomorske projekte. Projekt se suočio s puno novih izazova u podmorskom istraživanju. U bušotinama na polju Julija suočilo se s jednim od najvećih tlakova u odobalnoj industriji, oko 930 bar (13500 psi) u nekoliko slučajeva. Zbog toga je odlučeno koristiti podmorsku opremu i bušotinsku glavu, koja je predviđena za tlakove do 1034 bar (15000 psi) što je u vrijeme primjene bio tehnički limit industrije. Zbog potencijalno većeg tlaka od očekivanog tlaka ležišta dizajniran je i konstruiran visoko otporni sustav zaštite od tlaka (engl. *HIPPS – High integrity pressure*

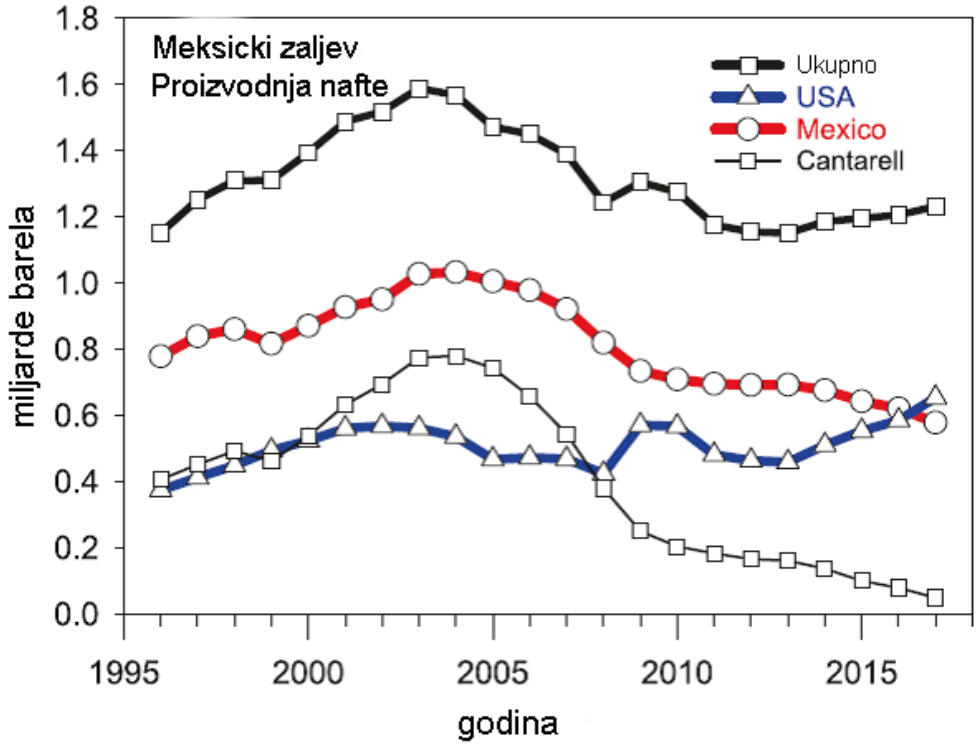
protection system). HIPPS je sustav ventila, senzora tlaka i kontrolnih mehanizama koje omogućuju zaštitu od moguće pojave tlaka većeg od očekivanog u HP bušotinama polja Julia. Također, po prvi put na području Meksičkog zaljeva korištene su pumpe koje imaju najdublju primjenu i dizajnirane su na najviši tlak do tada. Tvrtka ExxonMobil je također prva koja je dizajnirala i razvila univerzalni glavni upravljački sustav (engl. *UMCS – universal master control system*). UMCS funkcionira kao svojevrsni softverski prevoditelj, koji olakšava integraciju i primjenu opreme i sustava od više različitih dobavljača. Taj sustav je uvelike poboljšao mogućnosti pri odabiru komponenata podvodnog sustava različitih proizvođača (Offshore, 2016).

Većina odobalne proizvodnje SAD-a dolazi iz Meksičkog zaljeva, iako kao glavna proizvodna regija nije i jedina. Proizvodnja nafte u SAD-u još se odvija na zapadnoj obali, točnije u odobalju Kalifornije te postoji određeni potencijal istočne obale. No, trenutno ipak nisu dozvoljena nova istraživanja (tj. izdavanje novih koncesija). Zbog toga postoji silazni trend proizvodnje na Pacifiku sa $3{,}5\times10^6$ m^3/g (22 mt/g) u 2010. godine na oko $0{,}716\times10^6$ m^3/g (4,5 mt/g) u 2019. godini. Područje Aljaske također sadrži znatne resurse. Iako u drugim dijelovima odobalja SAD ima realni potencijal, već sad su poznate značajne količine koje se trebaju raskriti u centralnom i zapadnom dijelu Meksičkog zaljeva. Trenutno obilje jeftine nafte i plina iz kopnenih izvora već je umanjilo inicijative naftnih kompanija da buše u novim zonama, kad se uzme u obzir veličina investicija u područjima bez odobalne infrastrukture, a i uz mogućnost da neka sljedeća administracija ukine prethodna odobrenja, nije ni realno očekivati veći zamah (BOEM, 2012).

3.1.1.2. Meksiko

Sa svojim počecima na prijelazu u dvadeseto stoljeće, meksička naftna industrija bila je zatvorena i kopneno orijentirana sve do 1950-ih. To je uključivalo nacionalizaciju meksičke naftne industrije u 1938. godini i posljedično formiranje nacionalne naftne kompanije Petróleos Mexicanos (PEMEX), koja je imala monopol na istraživanje, proizvodnju i distribuciju nafte, plina i petrokemije u Meksiku. Razvoj prvih naftnih i plinskih bušotina u odobalju Meksika dogodio se pedesetih godina prošlog stoljeća kod grada Tampica na sjeveroistoku savezne države Tamaulipas (uz SAD). Međutim, tek su 1970-ih identificirana i puštena u proizvodnju značajna odobalna ležišta nafte i plina iz Meksika. Godine 1972. lokalni ribar primijetio je prisutnost nafte uz obalu Campechea, što je 1976. godine dovelo

do otkrića masivnog kompleksa naftnog polja Cantarell. Polje Cantarell bilo je dugi niz godina primarno proizvodno područje za meksičku industriju. Proizvodnja polja Cantarell kontinuirano se povećavala od početka proizvodnje 1976. godine, do vrhunca od oko 127×10^6 m^3 (0,8 milijardi barela) 2004. godine. Polje Cantarell bilo je mjesto erupcije na istražnoj bušotini Ixtoc 1 tijekom 1979. i 1980. godine, što je rezultiralo, u to vrijeme, najvećom odobalnom erupcijom u povijesti (Murawski et al., 2020).



Slika 3-9. Odobalna proizvodnja u Meksičkom zaljevu 1996.-2017. (Murawski et al., 2020)

Nakon vrhunca proizvodnje sirove nafte iz polja Cantarell 2004. godine, proizvodnja sirove nafte smanjila se za 90%. U proteklom desetljeću PEMEX je nastojao održati produktivnost nafte i plina na polju Cantarell korištenjem različitih tehnika, uključujući utiskivanje dušika, kako bi se povećao iscrpak s tzv. zrelih polja (engl. *matured*). Međutim, takve strategije nisu zaustavile daljnji pad proizvodnje. Kao rezultat toga, druga plitkomorska polja sada proizvode glavninu sirove nafte i plina iz meksičkog dijela zaljeva, ali sveukupna proizvodnja nafte i dalje je opala s oko 159×10^6 m^3 (1 Gbbl) u 2004. godini na oko $95{,}4\times10^6$ m^3 (0,6 Gbbl) u 2017. godini. Prvi put nakon nekoliko desetljeća američka proizvodnja

sirove nafte iz Meksičkog zaljeva neznatno premašuje proizvodnju u Meksiku. Ukupna proizvodnja sirove nafte iz Meksičkog zaljeva (Meksiko + SAD) bila je oko 191×10^6 m^3 (1,2 Gbbl) u 2017. godini, oko 25% ispod maksimalne proizvodnje od 254×10^6 m^3 (1,6 Gbbl) u 2003. godini (Murawski et al., 2020).

Prepoznajući potrebu za razvojem dubokomorskih potencijala, meksička je vlada 2013. godine liberalizirala svoj monopol na proizvodnju nafte i plina kako bi omogućila zajednička ulaganja s međunarodnim partnerima. To je dovelo do otkrića novih opsežnih dubokih i ultradubokih ležišta u regiji Perdido u blizini Tamaulipasa i u odobalju savezne države Veracruz. Značajna proizvodnja s ovih polja, međutim, dogodit će se tek 2020-ih, pa bi proizvodnja sirove nafte iz Meksika mogla daljnje opadati u sljedećih nekoliko godina kako se iscrpljuju plitkomorska polja. Uvjeti proizvodnje u odobalju Meksika razlikuju se od SAD-a. Meksiko je neto uvoznik prirodnog plina, a frakturiranje kopnenih ležišta nije prevladavajuće. Zbog toga će se proizvodnja plina u Meksiku nastaviti pretežno odvijati iz plitkomorskih ležišta još neko vrijeme.



Slika 3-10. Dubokomorska i plitkomorska odobalna područja (IHS Markit, 2020)

Cantarell

Najveće i najpoznatije, već spomenuto, meksičko polje je Cantarell. Operator polja je PEMEX, polje se nalazi 80 km od obale u zaljevu Campeche, u blizini poluotoka Yukatan. Započelo je s proizvodnjom 1979. godine. Sastoji se od četiri velika polja: Akal, Nohoch, Chac i Kutz. Sama ležišta nalaze se u karbonatnim stijenama. Velika prednost polja je mala cijena troškova proizvodnje po barelu. Proizvodnja se odvija putem plutajuće skladišno istovarne jedinice FSO Ta'Kuntah (engl. *FSO – Floating, storage and offloading*). FSO Ta'Kuntah dizajniran je da prihvati količinu od $127{,}2\times10^3$ m^3/d (800.000 b/d), a izvodi i tandemski i paralelni istovar (tandemski – sidrenje i istovar preko krme tj. pramca, a paralelni – međusobno naslonjeni). Jedino je takvo postrojenje na svijetu dizajnirano za istodobno provođenje ovih operacija. Najveće je meksičko polje, no danas proizvodi mali dio odobalne nafte i plina (slika 3-9). Polje Cantarella i danas spada u 20 najvećih polja ikad otkrivenih na svijetu tzv. superdivovi (Offshore Technology, 2012).

Trion

Veliki novi potencijali u Meksiku su dubokomorska polja u takozvanom Perdido pojasu. To je pojas koji se nastavlja na američka Perdido otkrića. SAD proizvodi naftu u tom području, što je dovelo do otkrića i u Meksičkom dijelu odobalja. Najveći potencijal je naftno polje Trion, otkriveno 2012. godine, nalazi se na dubini od 2500 m. Lokacija polja je u zapadnom dijelu zaljeva, 180 km od obale, karakterizirano je neravnim morskim dnom i ležištima s niskim tlakom i temperaturom. Operator polja je australska kompanija BHP Billiton (60%), a Pemex kao ne operativni partner ima udio od 40%. Konačna investicijska odluka (engl. *FID – final investment decision*) će biti donesena 2022. godine, a prva proizvodnja se očekuje u 2025. godini. Polje je otkriveno istražnom bušotinom Trion-1 od strane tvrtke Pemex. BHP je uspješno izbušio bušotine Trion-2DEL i Trion-3DEL (engl. *delineation well* – bušotina za omeđenje polja), koje utvrđuje razmjer, volumen i potencijalni protok iz ležišta. Naftno polje Trion proizvodit će uz pomoć FPU-a usidrenog u 2500 m dubokim vodama. Razmatrane su razne varijacije FPU-a poput: FPSO plovila (engl. *FPSO - Floating, production, storage and offloading*), poluuronjive proizvodne platforme, ili poluuronjivog plutajućeg skladišno i otpremnog plovila (FSO). Sama FPU jedinica dodatno će omogućiti utiskivanje vode za metode dodatnog iscrpka nafte (engl. *EOR - Enhanced Oil Recovery*), a moguće je i dodatno visokotlačno utiskivanje plina. Polje će se razraditi dodatnim bušenjem kako bi se obuhvatio potencijal polja i povezati na budući čvor Trion. Uz taj sustav predloženi su bili i sustavi povezivanja na SAD-ov dio polja u Perdido pojasu u neposrednoj

blizini tj. na postojeću cjevovodnu odobalnu i obalnu infrastrukturu, ali je ta ideja odbačena. Jedan od problema razrade polja Trion i samog Perdido pojasa je ne postojeća odobalna, ali i obalna infrastruktura u tom dijelu Meksika čime se višestruko povećava sveukupna investicija koja je procijenjena na oko 10 milijardi dolara. Velika prednost je već dosta razrađeno duboko odobalje SAD na drugoj strani Meksičkoga zaljeva koje može poslužiti kao dobar primjer u analiziranju potencijalnih polja (NS ENERGY, 2020j).

Zama

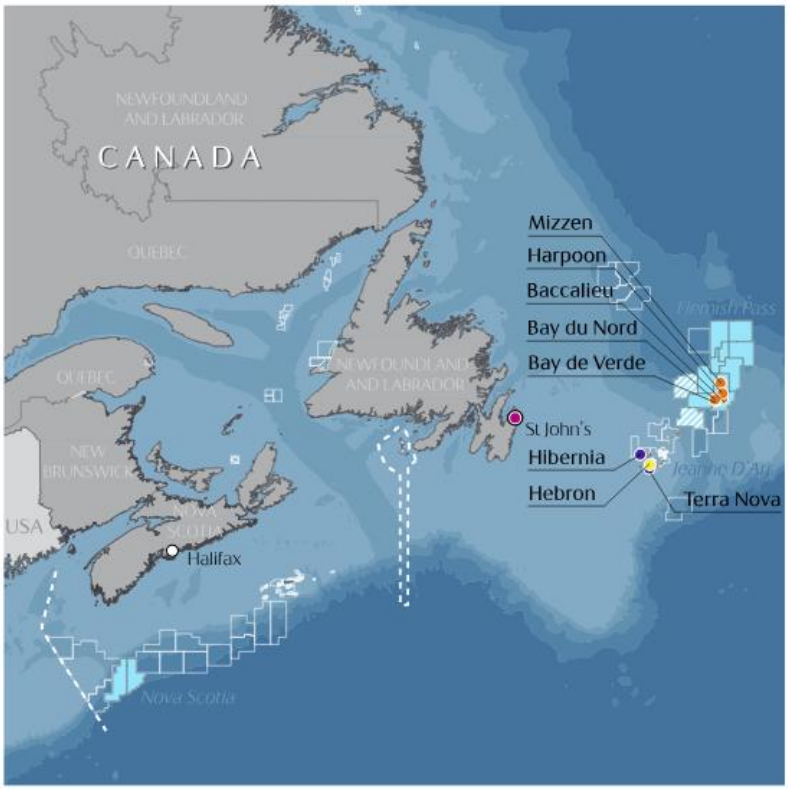
Uz dubokomorska, veliki potencijal pronađen je u plitkom odobalju u blizini Campeche zaljeva, u istražnom bloku 7 Sureste bazena na dubini od 165 m. Polje Zama otkriveno je istražnom bušotinom Zama-1 2017. godine i to je bilo prvo istražno bušenje privatnog sektora u Meksiku. Istraživanja su izvedena uz pomoć plutajuće platforme Ensco 8503. Trenutni operator je tvrtka Talos Energy koji drži 35% udjela u bloku sa partnerima Sierra Oil and Gas (40%) i Premier Oil (25%). Predviđena su dodatna istražna bušenja za određivanje dodatnog potencijala i određivanja kontakta nafta/voda. Prve procjene su oko 318×10^6 m^3 (2 Gbbl) nafte što je najveće otkriće u plitkom odobalju u zadnjih 20 godina. Prva proizvodnja s polja očekuje se 2022. godine, a do 2024. godine se očekuje $23{,}85\times10^3$ m^3oe/d (150.000 boed), što će biti oko 10% ukupne meksičke proizvodnje. Razvoj polja Zama planiran je uz pomoć 3 proizvodne platforme. Predloženo je da se svaka proizvodna platforma sastoji od jednog postolja i nadgrađa (engl. *single jacket and topsides*) predviđenih za proizvodnju do $15{,}9\times10^3$ m^3/d (100.000 bbl/d). Proizvedena nafta otpremat će se na kopno do Dos Bocas terminala, oko 70 km od polja novim cjevovodom (NS ENERGY, 2018c).

3.1.1.3. Kuba

U odobalju Kube nacionalna naftna kompanija Cuba Petrol Unio (CUPET) proizvodi oko 4 milijuna barela ekvivalenta nafte godišnje, s oko $7{,}95\times10^3$ m^3/d (50.000 bbl/d) koje većinom dolaze iz obalnih rezervi istočne Havane. Ta polja su u jako plitkom obalnom području ili obalnoj margini. Početkom 2013. godine Kuba je započela nekoliko pothvata suradnje s drugim internacionalnim naftnim kompanijama u cilju istraživanja dubokog odobalja u Meksičkom zaljevu. Ove istražne bušotine još nisu utvrdile ekonomski pridobive količine nafte, ali interes za dubokomorske projekte na sjeverozapadnoj Kubi se nastavlja (Murawski et al., 2020).

3.1.2. Istočno kanadsko odobalno područje

Proizvodnja nafte u Kanadi glavna je industrija koja je važna za gospodarstvo Sjeverne Amerike. Kanada ima treće najveće rezerve nafte na svijetu i četvrti je najveći svjetski proizvođač nafte sa 747×10^3 m^3/d (4,7 MMbpd) te treći najveći izvoznik nafte (NRCAN, 2019). Glavnina nafte proizvodi se iz kopnenih rezervi, 97% dokazanih rezervi se nalazi u naftnim pijescima u regijama središnje Kanade ponajviše u Alberti. Kanada je predvodnik u nekonvencionalnoj proizvodnji bitumena iz naftnih pijesaka i tu ostvaruje najveći dio svoje proizvodnje. Kao veliki svjetski izvoznik 98% svoje nafte izvozi u SAD. Samo 5,6 % ukupne kanadske proizvodnje nafte od $41,66\times10^3$ m^3/d (262,000 bopd) dolazi iz odobalne proizvodnje u Atlantskom oceanu (CAPP, 2019). Odobalna proizvodnja pod upravom je triju pokrajina: Labrador i Newfoundland te Nove Škotske. Mali dio odobalne proizvodnje nalazi se odobalno od Nove Škotske i to samo 0,07% ukupne kanadske proizvodnje (većinom plin). Ostala proizvodnja dolazi iz Jeanne d'Arc bazena. To je plitkomorski bazen gdje su polja na dubinama do oko 110 m. Glavna polja su Hebron, Hibernia i Terra Nova. Veliki potencijal nalazi se u dubokomorskom odobalju u blizini Jeanne d'Arc bazena, točnije u bazenu Flamanski prolaz, gdje je otkriveno niz potentnih polja (Wikipedia, 2019).



Slika 3-11. Prikaz kanadskog odobalja s glavnim naftno/plinskim poljima (Olivero, 2018)

Bazen Jeanne d'Arc

Hibernia je prvo pronađeno polje (1979.) koje je prvo započelo s proizvodnjom 1997. godine i nalazi se na dubini od oko 80 m. Za razliku od kopnene nafte u Kanadi ova sirova nafta je lagana slatka (mala gustoća, mali udio H_2S-a i CO_2). Operator polja je tvrtka ExxonMobil, a najveći suvlasnici su Chevron, Suncor, te kanadski državni holding. Polje Hibernia tehnološki je izvedeno uz pomoć gravitacijske betonske platforme (engl. *GBS - gravity base structure*) kako bi mogla izdržati sudar sa santama leda od milijun tona. U 2011. godini pušten je u rad južni nastavak polja Hibernia koji je podvodnim sustavom povezan na platformu Hibernia. Specifičnost platforme Hibernia je takozvani "ledeni zid" kesona, koji se sastoji od 16 betonskih zubi (izbočenja) koji služe kao zaštita od mogućih santi leda koje se mogu pojaviti u ovom području. Sama proizvedena nafta skladišti se u sklopu GBS-a koji ima kapacitet 223×10^3 m^3 (1,4 milijuna barela) sirove nafte. Nadgrađe platforme sastoji se od 5 super-modula (obrada, bušotinska glava, isplaka, usluge i smještaj za 185 ljudi) i 7 struktura montiranih na nadgrađe platforme (heliodrom, odvod baklje, noseća struktura za cijevi, glavna i pomoćne stanice za spašavanje, dva bušaća modula). Nafta pohranjena unutar GBS-a otprema se uz pomoć OLS-a (engl. *offshore loading system*) koji se sastoji od podvodnih cjevovoda, podvodne plutače i fleksibilnog otpremnog crijeva koje se spaja na namjenski *"shuttle"*, tanker kojim se nafta otprema na kopno (Offshore Technology, 2021a).



Slika 3-12. GBS postolje Hibernia platforme (Offshore Technology, 2021a)

Tablica 3-2. Naftna polja bazena Jeanne d'Arc (Offshore Technology, 2021a)

Naftno polje	Vrijeme otkrića	Bazen	Dubina mora (m)	Vrsta rezervi	Pridobive rezerve $\times 10^6$ m^3/(x10^6 toe)
Hibernia	1979.	Jeanne d'Arc	80	Nafta	190,79 (163,7)
Hebron	1980.	Jeanne d'Arc	93	Nafta	111,3 (95,5)
Terra Nova	1984.	Jeanne d'Arc	90-100	Nafta	63,64 (54,6)

Polje Hebron drugo je po veličini polje u bazenu poslije polja Hibernia (tablica 3-2), ali za razliku od polja Hibernia sadrži tešku naftu. Nalazi se na dubini od 93 metra, a operator je također tvrtka ExxonMobil koja je upravljanje preuzela od tvrtke Chevron. Hebron je novije polje koje je započelo proizvodnju tek 2017. godine. Izvedeno je uz pomoć GBS-a kapaciteta 191×10^3 m^3 (1,2 MMbbl) koji također ima zaštitu od santi zbog toga što se nalaze u potencijalno opasnom području poznatom i kao *"Iceberg Alley"* (Offshore Technology, 2018a). Polje Terra Nova nalazi se u blizini polja Hibernia, otkriveno je 1984. godine te proizvodi uz pomoć FPSO jedinice. Operator je Petro-Canada. Proizvodnja je započela 2002. godine. Sastoji se od više strukturnih blokova u kojima leži oko $63,6\times10^6$ m^3 (400 MMbbl) pridobivih rezervi. Međutim polje nije do kraja razrađeno te su u planu razvoji drugih formacija i ekstenzija ovog polja (Offshore Technology, 2000). Poput polja Terra Nova tako i druga polja (White Rose) u ovom bazenu trebaju dodatne investicije kako bi se izvukao maksimum proizvodnje iz određenih dokazanih naftnih formacija i ekstenzija.

Bazen Flamanski prolaz

Što se tiče bazena Flamanski prolaz postoje neizvjesnosti u pogledu cjelokupnog razvoja u ovom području, ali u posljednjih nekoliko godina napravljeni su pomaci u istraživanju dubokomorskih područja. Bazen Flamanski prolaz smješten je u Newfoundlandu i Labradoru duž istočne obalne linije Kanade između Grand Banksa i Flemish Capa (uzdignutih podvodnih platoa). Bazen se nalazi sjeveroistočno od Jeanne d'Arc bazena. U bazenu Flamanski prolaz pronađena su tri naftna polja, i to Mizzen, Harpoon i Bay du Nord. Otkrića ovih naftnih polja pokazuju gigantski potencijal istraživanja dubokog mora. Projekt Bay du Nord uključuje razvoj polja Bay du Nord, Bay de Verde, Bay de Verde East i Baccalieu. Otkrivena polja su prikazana na tablici 3-3.

Tablica 3-3. Naftna polja s pripadajućim karakteristikama i rezervama (Pratama, 2021)

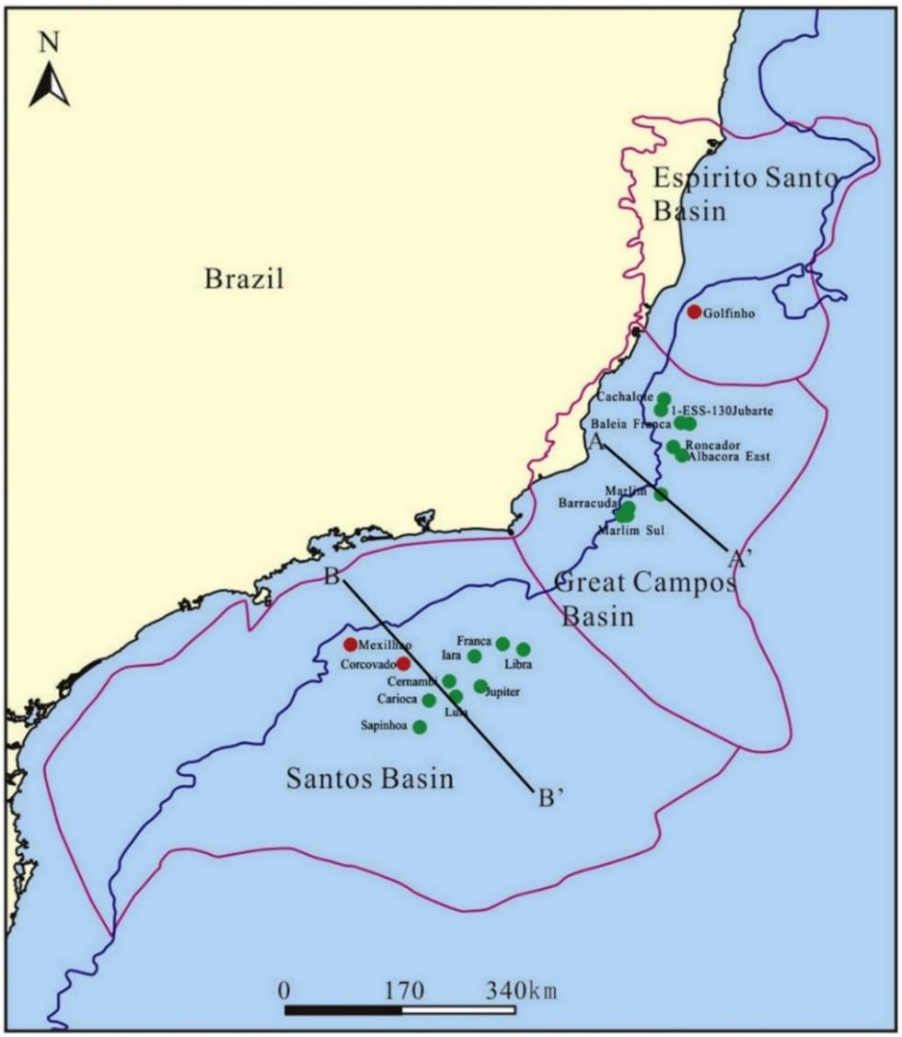
Naftno/plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen/Država	Dubina mora (m)	Vrsta rezervi	Pridobive rezerve - $\times 10^6$ m^3 / ($\times 10^6$ toe)
Mizzen	2010.	Flemish Pass	1100	Nafta	16,32 – 31,47 (14-27)
Harpoon	2012.	Flemish Pass	1100	Nafta	17,48 (15)
Bay du Nord	2013.	Flemish Pass	1100	Nafta	79,25 (68)

Projekt Bay du Nord, prema rezervama najveći je od ostalih polja navedenih u tablici 3-3. U zajedničkom je vlasništvu tvrtki Equinor, Canada i Husky Oil Operations, dok je Equinor operator i većinski vlasnik. Projekt je trenutno u inicijalnoj fazi pripremanja i razvoja. Razvoj polja se očekivao u 2020. godini, no odgođen je zbog nesigurne situacije na tržištu nafte i plina. Polje se nalazi na dubinama mora od oko 1100 m. Polje je pronađeno 2013. godine tijekom istražnog bušenja u tom bazenu, s dodatnih 9 bušotina potvrđena su dodatna polja koja čine razvojnu cjelinu Bay du Nord. Procijenjene rezerve polja su $79{,}25\times10^6$ m^{3}oe (oko 68×10^6 toe). Polje sadrži laganu sirovu naftu i malen udio plina. Predložen je inicijalni plan razvoja polja koji bi se prvenstveno fokusirao na polje Bay du Nord i Baccalieu, kroz 3 do 5 godina izbušilo bi se od 10 do 30 bušotina uz pomoć poluuronjive bušaće jedinice ili bušaćeg broda. Proizvodni sustav je koncipiran uz pomoć podvodnog poveznog sustava gdje bi se cjevovodima bušotine spajale sa FPSO jedinicom. Također, plan predlaže upotrebu tlačne potpore utiskivanjem proizvedenog plina za pridobivanje nafte. FPSO bi bio usidren na fiksnoj lokaciji, kapaciteta dovoljnog da manipulira proizvedenim količinama, sposoban za upravljanje plinom, utiskivanje vode, upravljanje proizvedenom vodom i drugim nusproduktima proizvodnje nafte. Uz dubokomorski potencijal polja Bay du Nord, Equinor je također operator na druga dva veća potencijala, Mizzen i Harpoon, koji bi kroz slična zajednička ulaganja s kompanijom Husky Oil trebali u skoroj budućnosti doprinijeti razvoju kanadske dubokomorske proizvodnje (Offshore Technology, 2018b).

Nekoliko je tvrtki odobrilo ili predložilo dugoročne programe istraživanja za različita udruženja u bazenima Jeanne d'Arc, Flemish Pass i dr. Ti bi programi mogli rezultirati s više od 100 istražnih bušotina do 2028. godine. Preostala baza resursa sirove nafte iz Newfoundlanda i Labradora procjenjuje se na 811×10^6 m^3 (5,1 milijardi barela) kad se oduzme proizvodnja do kraja 2018. godine (Canada Energy Regulator, 2021).

3.1.3. Istočno brazilsko odobalno područje

Kontinentalna margina istočnog Brazila sadrži 12 naftnih sedimentacijskih bazena od kojih su tri najvažnija: Campos, Santos i Espírito Santos (slika 3-13). Odobalje Brazila jedna je od regija s najvišom razinom istraživanja, najranijim otkrićima i najvećim rezervama nafte na svijetu. Ovi bazeni karakterizirani su nastankom nafte iz jezerskih ugljikovodičnih matičnih stijena. Dubokomorska ležišta velikih razmjera otkrivena su u Great Campos bazenu 1980-ih, ležišta su karakterizirana kao poslije-solni klastični turbiditi. U 21. stoljeću još veće otkriće dogodilo se s velikim brojem većih naftno/plinskih polja u prije-solnim jezerskim karbonatnim formacijama u Santos bazenu. Do 1997. godine i donošenja Zakona o nafti, naftna industrija je bila zatvorena i monopol na sve bazene i pripadajuća polja imala je nacionalna naftna kompanija Petrobras.



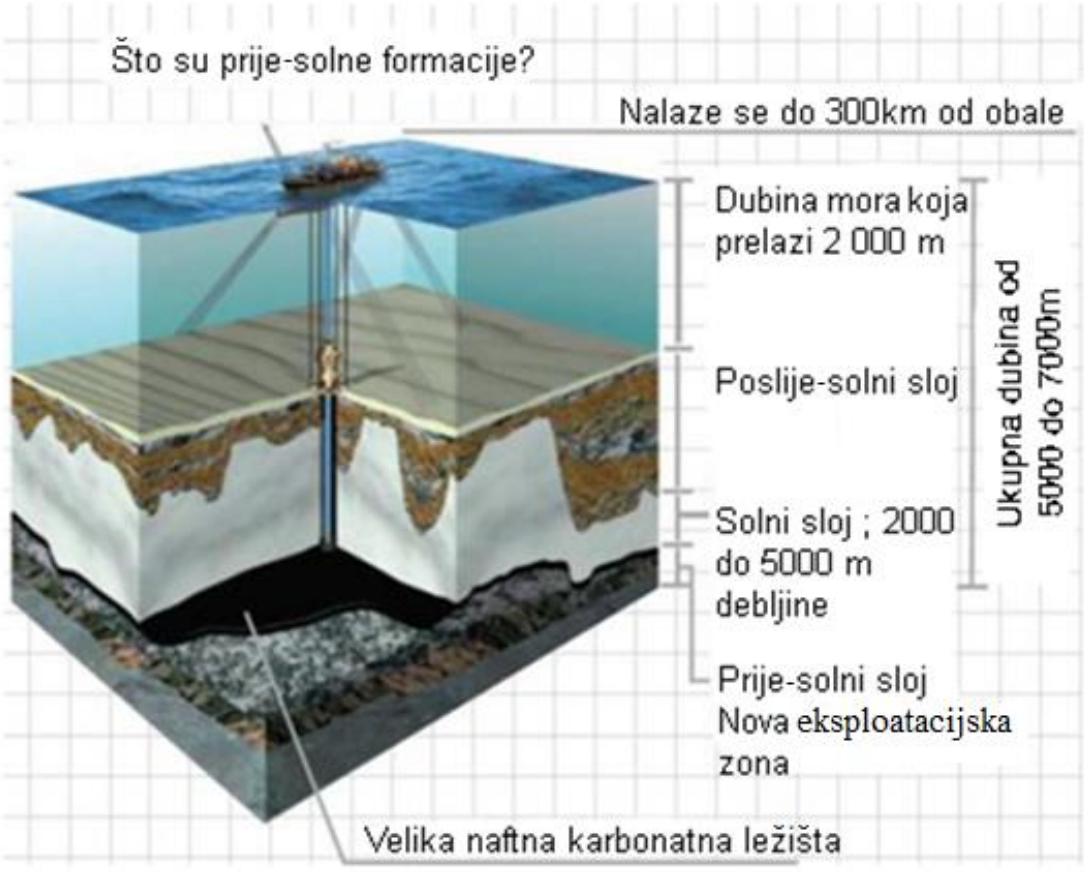
Slika 3-13. Bazeni i pripadajuća naftna i plinska polja u brazilskom odobalju (Sternbach, 2020)

Bazen Great Campos ima najbogatije rezerve nafte/plina u Brazilu, s prvim naftnim poljem, naftnim poljem Garoupa, otkrivenim 1974. godine tijekom istraživanja odobalnih područja u bazenu. Krajem 1970-ih istražne su operacije premještene do dubokomorskih područja s prvim velikim dubokomorskim naftnim poljem Albacora, otkrivenim sredinom 1980-ih. Kasnije su jedno za drugim otkrivena Marlim, Barracuda, Marlim Sul, Roncador, Jubarte i druga dubokomorska naftna polja (slika 3-13). Poslije-solne formacije bile su ključni slojevi za proizvodnju u bazenu. Do kraja 2013. godine otkrivena su 54 dubokomorska naftno-plinska polja u ležištima poslije-solnih klastičnih formacija i prije-solnih karbonatnih formacija u istočnim vodama Brazila. Među njima je 28 naftnih/plinskih polja u poslije-solnim klastičnim formacijama s ukupnim pridobivim rezervama od $3{,}33\times10^{9}$ m^3oe ($2{,}584\times10^{9}$ toe). Općenito, istraživanja u dubokomorskim područjima Brazila još su u preliminarnoj fazi s velikim potencijalnim resursima kako u prije-solnim tako i u poslije-solnim formacijama. Campos i Santos bazeni posjeduju oko 94% sve brazilske nafte (Zhang et al., 2015).

No 2007. godina bila je početak takozvane "prije-solne ere" otkrićima ogromnih nalazišta prvenstveno u bazenu Santos. Između 2007. i 2012. godine, Petrobras, kao operater konzorcija koji su posjedovali prava na istraživanje i razvoj za desetak istraživačkih područja na novom području, morao je primijeniti agresivan plan procjene za cijelo područje, izvršivši bušenje više od 20 bušotina u tom razdoblju. Otkrivene su milijarde barela pridobivih rezervi, a 2010. godine započela je proizvodnja nafte. Samo 10 godina kasnije, 2019. godine, proizvodnja nafte iz prije-solnih formacija postigla je 286×10^{3} m^3/d (1,8 MMbopd), a ukupne pridobive rezerve nafte i plina u odobalju iznosile su $2{,}16\times10^{9}$ m^3oe (13.567,00 MMboe) (ANP, 2019). To je neosporno postignuće u povijesti odobalnog istraživanja nafte i plina. Budući da se polja iz prije-solnih formacija razrađuju u konzorcijima kojima je u većini Petrobras operator, dok su ostali partneri međunarodne naftne kompanije, prirodno je da se udio Petrobrasove nacionalne proizvodnje smanjuje. U trenutku donošenja Zakona o nafti udio Petrobrasa je iznosio 98% (World Oil, 2020).

U ovom je razdoblju instalirano devetnaest FPSO brodova, s prosječnom proizvodnjom nafte po bušotini od $3{,}5\times10^{3}$ m^3/d (22.000 bopd) u prosincu 2019. godine, a najveća pojedinačna proizvodnja iz neke bušotine iznosila je čak $7{,}47\times10^{3}$ m^3/d (47.000 bopd) u ultra dubokom odobalju. Čak i nakon pandemije koronavirusa i njegovih još neizvjesnih utjecaja na industriju, moguće je da bi proizvodnja nafte iz prije-solnih formacija do 2030. godine mogla doseći 795×10^{3} m^3/d (5 MMbopd), s obzirom na očekivani dodatak od 15 do 20 novih FPSO-

a u prije-solnom području, ne uzimajući u obzir polja koja su u fazi istraživanja. Brazil bi danas teško bio relevantan globalni igrač da nije bilo otkrića i razrade prije-solnih formacija (i još neotkrivenog potencijala). No koliko god se čudno činilo, iz šire perspektive, trenutni bi uspjeh mogao biti puno impresivniji (World Oil, 2020).



Slika 3-14. Prije-solne i poslije-solne formacije nafte i plina (Petrobras, 2020)

Izgled prije-solnih i poslije-solnih formacija prikazan je na slici 3-14. Solni slojevi debljine su i do oko 2000 m i oni su davno formirani razdvajanjem starog superkontinenta Gondwane tj. razdvajanja Afrike i Amerika. Tim milijunima godina dugim procesom stvorila su se velika jezera na dnu kojih se stvorio debeli talog evaporita, većinom soli. Učinak tog sloja je takav da je nafta koja se generirala ispod sloja ostala zarobljena te nije migrirala u gornje slojeve. Ovakve formacije su specifične za obale Brazila i Afrike.

Proizvodnja po bušotini u prije-solnim formacijama Santos bazena znatno je iznad prosjeka industrije nafte i plina. Prosječno daje oko $3{,}98\times10^3$ m^3/d nafte (25.000 bopd). Od deset bušotina s najvećom proizvodnjom u Brazilu, devet je na ovom području. Najproduktivnija je na polju Tupi (Lula), s prosječnim dnevnim davanjem od $5{,}72\times10^3$ m^3/d nafte (36.000 bopd). U međuvremenu, Libra, jedan od najvećih i najperspektivnijih projekata proizvodnje nafte i plina koje je ikad razvila odobalna industrija, ima ležišta koji su među najproduktivnijima na svijetu, s naftnim stupcima debljine do 400 metara. Stoga nije čudno da su upravo ta dva polja na prvim mjestima u sljedećoj tablici 3-4 gdje su prikazana najveća otkrivena polja u odobalju Brazila (Petrobras, 2020)**.**

Tablica 3-4. Najveća naftno-plinska polja u odobalju Brazila s dodatnim informacijama (Pratama, 2021)

Naftno/ plinsko polje	**Vrijeme otkrića**	**Bazen/ Država**	**Dubina mora (m)**	**Vrsta**	**Pridobive rezerve nafte - $\times10^6$ m^3/d / ($\times10^6$toe)**	**Pridobive rezerve prirodnog plina - $\times10^3$ m^3**	**Pridobive rezerve nafte/plina - $\times10^6$ m^3/d / ($\times10^6$toe)**
Libra	2010.	Santos	>2000	Naftno polje			1256,38-2384,55 (1078 - 2046)
Lula	2006.	Santos	2126	Naftno polje	973,17 (835)	173,2	1135,17 (974)
Franco	2010.	Santos	>2000	Naftno polje	864,78 (742)	217,9	1068,74 (917)
Roncador	1996.	Campos	1900	Naftno polje		46,33	
Marlim Sul	1987.	Campos	1912	Naftno polje		37,8	
Marlim	1985.	Campos	853	Naftno polje		33,62	
Iara	2008.	Santos	2230	Naftno polje	315,84 (271)	63,1	375,28 (322)
Jupiter	2008.	Santos	2187	Naftno polje	297,19 (255)	60,8	354,3 (304)
Sapinhoa	2008.	Santos	2153	Naftno polje	293,7 (252)	42,5	333,32 (286)
Jubarte	2001.	Campos	1245	Naftno polje		60,85	

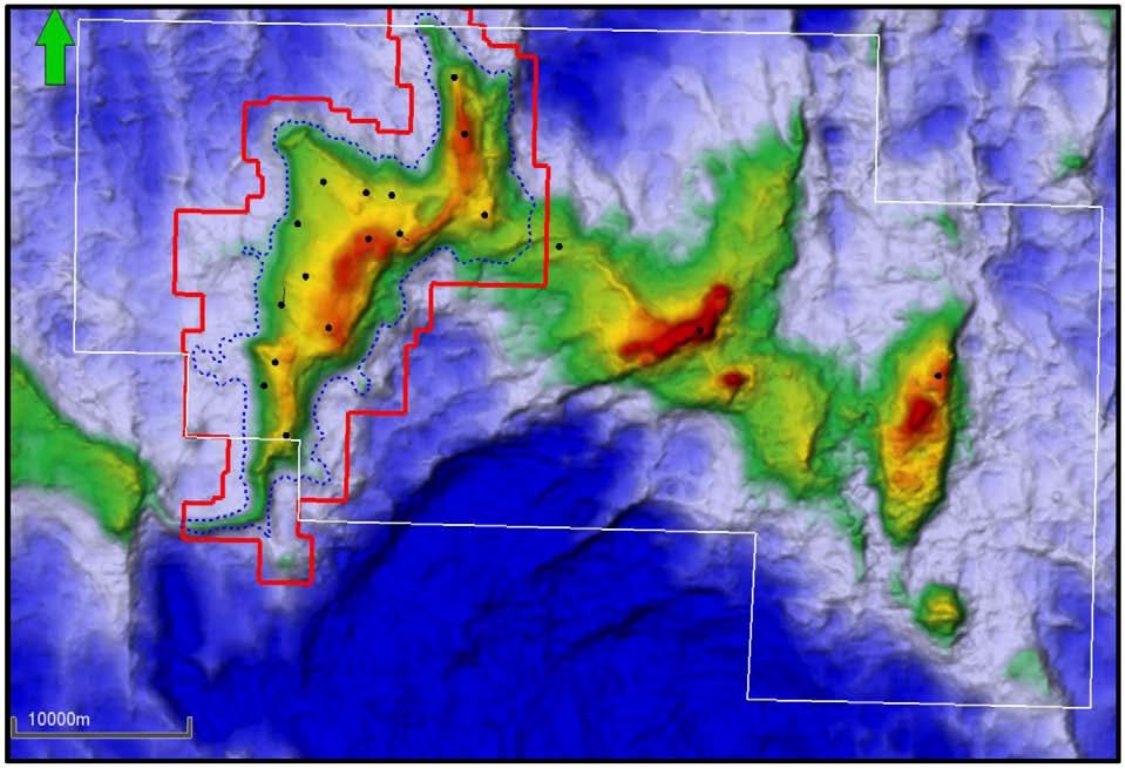
Lula

Naftno polje Lula, prije poznato kao Tupi, je jedno od najvećih svjetskih proizvodnih ultra dubokomorskih naftno-plinskih polja smještenih u moru dubine od 2000 m do 5000 m bazenu Santos, nekih 250 km od Rio de Janeira. Divovsko odobalno polje dio je koncesije BM-S-11, koja je u zajedničkom vlasništvu tvrtki Petrobras (65%) koji je ujedno i operator polja, Shell Brasil Petroleo (25%) i Petrogal Brasil (10%). Otkriveno u listopadu 2006. godine, odobalno polje Tupi pušteno je u proizvodnju u svibnju 2009. godine, a 2010. godine preimenovano je u polje Lula. Tupi tj. Lula ležište je bilo među prvim otkrićima prije-solnih formacija i predstavljalo je revoluciju u istraživanju odobalja Brazila. Od tada se ultraduboko naftno polje kontinuirano proširuje, devetom plutajućom, proizvodnom, skladišnom i istovarnom jedinicom (FPSO) puštenom u rad u listopadu 2019. godine. Lula je prije-solno polje, za koje se procjenjuje da sadrži (1,15-1,32)×10^9 m^3oe (7,2 – 8,3 Gboe). Ležišne formacije nalaze se na dubini od 4000 do 5000 m ispod dna mora. Razvoj polja na moru obuhvaća niz pod-polja kao što su Lula Central, Lula Pilot, Lula Northeast Pilot, Iracema North, Lula South, Lula Extreme South, Lula Alto i Lula North. Divovsko naftno polje Lula razrađeno je s ukupno 101 bušotinom, uključujući više od 50 proizvodnih bušotina, zaključno s 2019. godinom. Trenutni plan razrade uključuje više od 50 dodatnih bušotina na tom polju. Proizvodnja se odvija uz pomoć devet FPSO-a. Sve FSPO jedinice su otprilike sličnih kapaciteta do 23,85×10^3 m^3/d nafte (150.000 bopd) i do 8 milijuna m^3 plina dnevno. Nafta s polja Lula pretovaruje se u tankere, dok se plin izvozi 216 km dugim cjevovodom Lula-Mexilhão koji povezuje čvorište za prihvat plina na plinskom polju Mexilhão u bazenu Santos. Plin iz plinskog polja Mexilhão potom se transportira na kopno plinovodom Rota Cabiunas do pogona za preradu plina Cabiúnas (NS ENERGY, 2018a).

Libra

Naftno polje Libra, po rezervama najveće polje u odobalju Brazila, a i jedno od najvećih svjetskih dubokomorskih otkrića, smješteno je u bazenu Santos. Udaljeno je 230 km sjeverno od polja Lula koje je drugo najveće. Smatra se najvećim naftnim otkrićem poslije polja Cantarella 1976. godine u Meksičkom zaljevu. Prve procjene pridobivih rezervi obuhvaćaju između (1,26-2,39)×10^9 m^3 nafte (7,9 i 15 milijardi barela nafte). Nalazi se u bloku BM S11 na dubini mora od oko 2000 m te dubine ležišta oko 3500 m od morskog dna. Očekuje se da će u punom kapacitetu proizvoditi 223×10^3 m^3oe/d (1,4 milijuna barela nafte dnevno (mmbopd)) (Offshore Technology, 2018c).

Polje je otkriveno u svibnju 2010. godine, a razvoj polja provodi se u fazama. Brazilski državni regulator naftnog sektora, Agência Nacional do Petróleo (ANP), u listopadu 2013. godine odabrao je konzorcij na čelu s tvrtkom Petrobras za razvoj polja temeljem 35-godišnjeg ugovora o podjeli proizvodnje (engl. *PSC – Production Sharing Contract*). Poznat pod nazivom Libra Oil & Gas, konzorcij čine Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNOOC (10%) i CNPC (10%). Nakon otkrića proveden je plan procjene, uključujući bušenje dodatnih bušotina, izvođenje nekoliko DST-a (engl. *Drill Stem Test*), *Ocean Bottom Nodes* (OBN) seizmičko istraživanje visoke rezolucije i EWT program (engl. *Extended Well Test*). Sve bušotine izbušene i ispitane u sjeverozapadnom dijelu bloka potvrdile su dobre karakteristike ležišta i vrlo visoki indeks produktivnosti/injektivnosti. Osim toga, sva su polja pokazala isti fluid, bez vertikalnih ili horizontalnih kompozicijskih promjena. U prosincu 2017. godine proglašena je komercijalnost sjeverozapadnog dijela bloka Libra. Ovo je područje nazvano polje Mero, a što se tiče centralnog i jugoistočnog dijela polja, ona su pod istraživanjem u narednom periodu. Mero kao zasebna cjelina posjeduje rezerve od oko 525×10^6 m^3 (3,3 milijarde barela nafte) (Moczydlower et al., 2019).



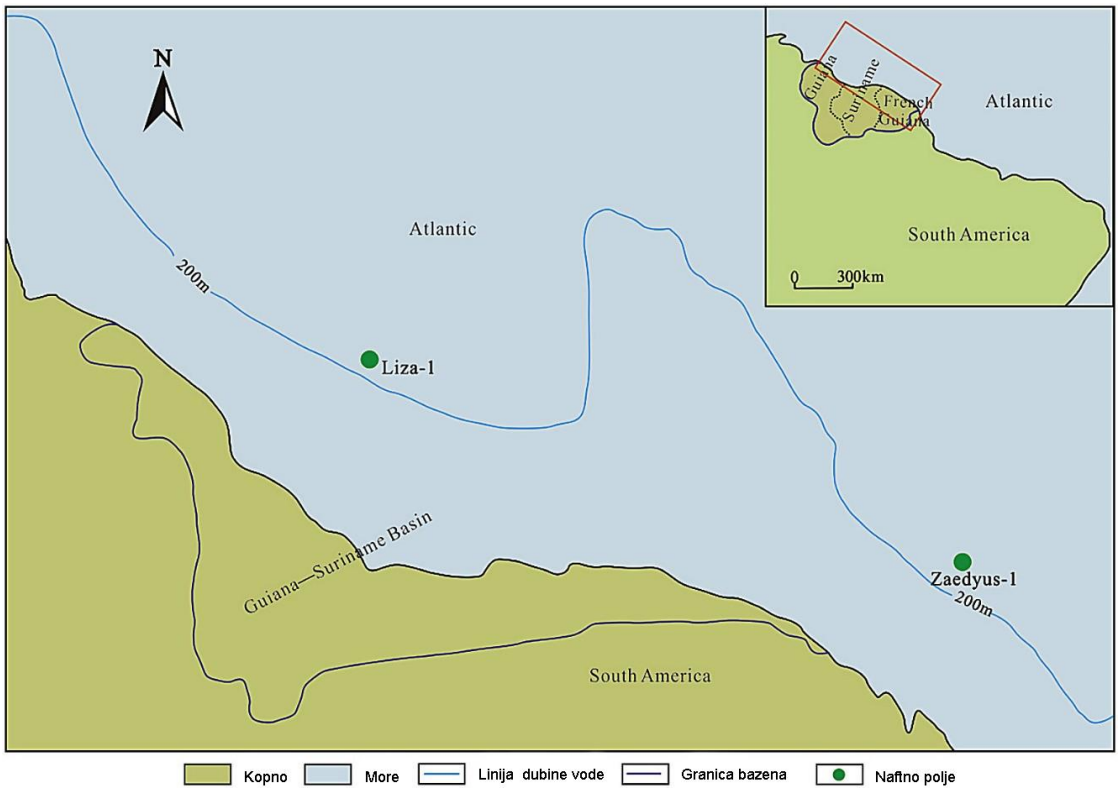
Slika 3-15. Polje Mero kao izdvojeni dio bloka Libra (Moczydlower et al., 2019)

Mero polje podijeljeno je na četiri područja, i to Mero 1, Mero 2, Mero 3 i Mero 4, koja će se razvijati odvojeno. Prva nafta na polju Mero potekla je 2017. godine u sklopu ranog proizvodnog sustava (engl. *Early production system*) ili svojevrsne nulte faze polja. Proizvodnja je ostvarena uz pomoć FPSO jedinice nazvane Pioneiro de Libra, kapaciteta proizvodnje od $7{,}95\times10^3$ m^3/d nafte (50.000 bopd) i 4 milijuna m^3 kaptažnog plina po danu. Cilj je bio uz pomoć te jedinice izvoditi EWT na polju Mero. Program EWT, kojim se pomiče FPSO po terenu, ključni je element ove strategije koja omogućuje dugoročno prikupljanje dinamičkih podataka, uključujući utiskivanje mješivog plina. Svi ovi napori podržat će razvoj do četiri proizvodna sustava (FSPO), svaki s kapacitetom za naftu od minimalno $28{,}62\times10^3$ m^3/d (180.000 bopd). Prva faza projekta Mero 1 odobrena je nedugo nakon nulte faze i očekivao se početak rada FSPO jedinice u 2021. godini. Početak rada na području Mero 2 očekuje se u 2022. godini. Mero 3 projekt koji je odobren 2020. godine trebao bi započeti s radom u 2024. godini te gotovo zaokružiti razvoj polja. Novost treće faze projekta Mero 3 je tehnologija odvajanja pod visokim tlakom (engl. *HISEP - High-Pressure Separation technology*), koju je razvio i patentirao Petrobras za odvajanje i ponovno utiskivanje kaptažnog plina s visokim udjelom ugljičnog dioksida, a bit će testirana na pilot osnovi na području Mero 3 (NS ENERGY, 2020a).

Odobalna istraživanja u dubokomorskim područjima Brazila neka su od najperspektivnijih na svijetu. U proboju poslije-solnih formacija otkrivena su mnogobrojna polja ogromnih količina i još uvijek postoji veliki potencijal. Uz veliko iskustvo u istraživanju tvrtke Petrobras i dodatna ulaganja internacionalnih naftnih kompanija velike količine ugljikovodika razrađuju se iz godine u godinu. Međutim, komplicirano zakonodavstvo, velike investicije i dugi period do početka akumuliranja prihoda ipak su neki od razloga koji odvlače investitore.

3.1.4. Sjeveroistočna Južna Amerika

Za razliku od kontinentalnih margina dubokomorskih područja jugoistočnog Brazila gdje su nova otkrića postignuta već 1980-ih, sjeveroistočna Južna Amerika donedavno nije imala takva otkrića. Masovna otkrića u ovoj regiji uvrštena su među 10 najboljih svjetskih otkrića u 2014. godini.



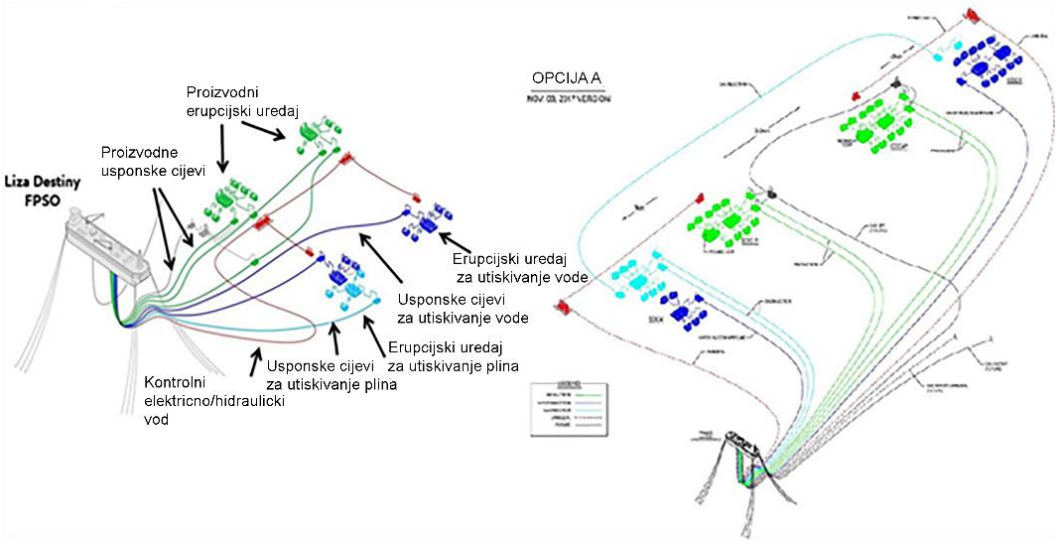
Slika 3-16. Bazen Gvajane i Surinamea s prvim otkrićima (Sternbach, 2020)

Dva velika naftna polja, Zaedyus i Liza, nedavno su otkrivena u dubokomorskim područjima bazena Gvajana-Surinam na sjeveroistoku Južne Amerike. ExxonMobil pokrenuo je aktivnosti istraživanja nafte i plina u Gvajani 2008. godine, prikupljajući i procjenjujući značajne 3-D seizmičke podatke koji su doveli do toga da je tvrtka sigurno izbušila svoju prvu istražnu bušotinu Liza-1 2015. godine u Starbroek bloku. Otkriće polja Liza objavljeno je u svibnju 2015. Bušotina Liza-1 bila je prvo značajno otkriće nafte u priobalju Gvajane. Raskrilo se više od 90 metara visokokvalitetne formacije naftonosnih pješčenjaka. Otkriće polja Payara najavljeno je u siječnju 2017. godine. Payara je drugo otkriće nafte tvrtke ExxonMobil u bloku Stabroek. Bušotina Payara-1 izbušena je u novom ležištu, naišavši

naftonosne pješčenjake debljine 29 metara. Nakon toga, nova otkrića nizala su se jedno za drugim. Ukupni pridobivi resursi za blok Stabroek sada se procjenjuje na više od $1{,}27\times10^9$ m^3oe (8 Gboe), uključujući Lizu i druge uspješne istraživačke bušotine na poljima: Payara, Liza deep, Snoek, Turbot, Ranger, Pacora, Longtail, Hammerhead, Pluma, Tilapia, Haimara, Yellowtail, Tripletail i Mako. Liza je prvo polje koje se planira privesti proizvodnji u Stabroek bloku. ExxonMobil ima kontrolirajući udio (45%) uz suvlasništvo od strane tvrtki Hess (30%) i CNOOC(20%) (ExxonMobil, 2020).

Liza

Projekt razvoja polja Liza odvojen je u dvije faze. Pridobive rezerve procjenjuju se na oko 159×10^6 m^3oe (1 Gboe). Prva faza projekta Liza započela je 2017. godine i uključuje izradu 17 bušotina, od toga osam proizvodnih bušotina, šest bušotina za utiskivanje vode i tri bušotine za utiskivanje plina, te plutajuće brodove za proizvodnju, skladištenje i istovar (Liza Destiny FPSO), kapaciteta za proizvodnju nafte do $19{,}08\times10^3$ m^3/d (120.000 bopd). Druga podmorska infrastruktura za projekt uključuje pet podvodnih proizvodnih razdjelnika (manifolda), tri proizvodne usponske cijevi (rajzera), jedan elektroničko/hidraulički kabel (engl. *umbilical*) za dinamičku kontrolu koji je povezan na FPSO i tri statička poveza cjevovoda (poveznica među podvodnom opremom). Očekuje se da će postrojenje Liza-1 FPSO preraditi otprilike $71{,}55\times10^6$ m^3 (450 milijuna barela nafte) s polja Liza. Službeni početak proizvodnje polja Lize počeo je 2019. godine (NS ENERGY, 2020b).



Slika 3-17. Prva faza (lijevo) i druga faza (desno) razvoja polja Liza (ExxonMobil, 2020).

Razvoj druge faze krenuo je 2019. godine. U pripremi je drugi FPSO, Liza Unity, koji će omogućiti drugu fazu razvoja polja Liza. Proizvest će se do $34{,}98\times10^3$ m^3/d nafte (220.000 bopd) nakon očekivanog pokretanja 2022. godine. Razvoj faze 2 sličan je razvoju faze 1, osim što će uključivati 6 bušaćih centara koji opslužuju približno 30 bušotina, od toga 15 proizvodnih bušotina, 9 bušotina za utiskivanje vode i 6 bušotina za utiskivanje plina (NS ENERGY, 2019a).

ExxonMobil trenutno radi na projektu inženjerskog dizajna (engl. *FEED - Front-End Engineering Design*) za potencijalni treći FPSO, Prosperity, koji bi razvio obližnje polje Payara. Procjene pridobivih rezervi su oko $95{,}4\times10^6$ m^3oe (600 MMboe). Tvrtka predviđa da će najmanje 5 FPSO-a do 2025. godine proizvesti više od $119{,}25\times10^3$ m^3/d (750.000 bopd) iz bloka Stabroek (NS ENERGY, 2020c).

Do bušotine Liza-1, jedino otkriće u bazenu bilo je nalazište Shella Zaedyus kod Francuske Gvajane iz 2011. godine. Otkriće Zaedyus dobro je raskrilo 72 m naftnih formacija u dva turbiditna sloja, međutim, dvije ocjenske bušotine (engl. *appraisal well*) imale su razočaravajuće, nekomercijalne rezultate. Shell i partneri svoj udio su prepustili francuskom divu koji nakon još nekih nekomercijalnih bušotina 2019. godine napušta operacije u odobalju Francuske Gvajane.

Otkriće ugljikovodika na polju Liza, kvalificirano kao jedno od najvećih otkriće te godine na svijetu, stavilo je državu na kartu naftne industrije i privuklo pažnju ostalih operatora zainteresiranih za poslovne prilike u novim naftnim provincijama. Od tada je rast broja otkrića otvorio mogućnost da Gvajana postane glavni proizvođač nafte i iskoristi to bogatstvo kao osnovu za poticanje gospodarskog razvoja jedne od najsiromašnijih država Amerike. Međutim, uz ovu priliku, gvajanska vlada također se mora suočiti s izazovom pravilnog korištenja ovih resursa, koji su tek u začetku, kako bi izbjegla štetne učinke. Izazov je povezan s pojavama poput prokletstva resursa ili paradoksa obilja (*"dutch diseas"*), koji su se pokazali stvarnim preprekama gospodarskom razvoju u zemljama s resursno-intenzivnim gospodarstvima, posebno naftom (npr. Brazil). Ime je dobilo po Nizozemcima zbog otkrića polja Groningen.

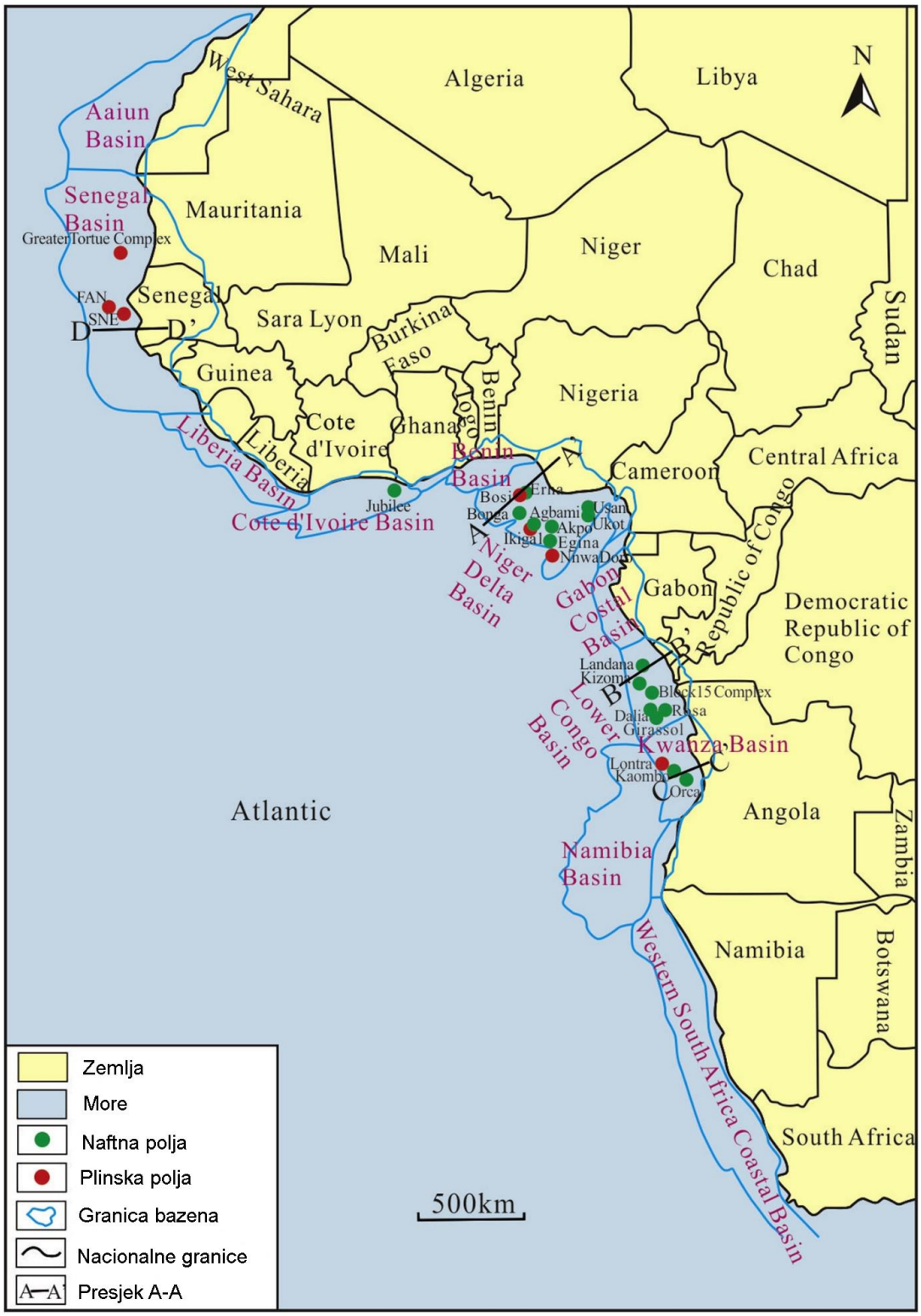
3.1.5. Zapadna Afrika

S obzirom na otkrića u prije-solnim i poslije-solnim formacijama u dubokomorskim područjima jugoistočnog Brazila duž istočne margine Južnog Atlantika 1980-ih, zapadna Afrika je također imala slične bazenske formacije i uvjete generiranja nafte kao u jugoistočnom Brazilu. Zahvaljujući značajnim otkrićima, zapadna Afrika postala je još jedno veliko dubokomorsko područje nafte i plina u svijetu.

Uz obalne crte zapadne Afrike postoji 15 sedimentnih bazena. U skladu s vrstama i geološkim značajkama, ti se bazeni mogu podijeliti u tri grupe sa sjevera na jug: Aaiun bazen - Tarfaya bazen, bazen Senegal, bazen Liberije i bazen Obale Bjelokosti na sjeveru; bazen delte Nigera, bazen Gabona, bazen donjeg Konga i bazen Kwanza u sredini; te obalnih bazena Namibije i jugozapadne Afrike na jugu. Među njima, bazeni u srednjem intervalu imaju najbogatije rezerve ugljikovodika. Od 1995. do 2012. godine u dubokomorskim područjima slivova zapadne Afrike otkriveno je približno 180 naftnih i plinskih polja s ukupnim pridobivim rezervama od $5{,}72\times10^{9}\ m^{3}$oe ($4{,}911\times10^{9}$ toe) (Zhang et al., 2015).

Operacije istraživanja ugljikovodika u zapadnoj Africi mogu se podijeliti u 4 faze :

1. rana faza istraživanja (prije 1953. godine): površinska geološka istraživanja i gravitacijsko-magnetska istraživanja;
2. stupanj brzog povećanja rezervi (1954.–1973.): 2D seizmička istraživanja, s nizom glavnih otkrića;
3. faza usporenog povećanja rezervi (1974.–1994.): izazovnije istražne operacije, uglavnom otkrića srednjih ili malih naftnih i plinskih polja;
4. faza dubokog istraživanja (od 1995. godine do danas): puno veća uspješnost istražnog bušenja i niz glavnih otkrića u dubokomorskim područjima, uz potporu opsežne primjene 3D seizmičkih istraživanja i tehnologija usmjerenog bušenja.



Slika 3-18. Bazeni Zapadne Afrike i pripadajuća dubokomorska naftna i plinska polja (Sternbach, 2020)

Trenutno se fokus istraživanja nafte i plina u dubokom moru zapadne Afrike usmjerio s poslije-solnih formacija na prije-solne formacije i geografski sa sjevera na jug. Preciznije,

operacije istraživanja u ranijim fazama u zapadnoj Africi pretežno su se fokusirale na dubokomorske poslije-solne formacije u bazenima središnjeg dijela, posebno u bazenu delte Nigera i bazenu Donjeg Konga s najvećim brojem otkrića (Gvinejski zaljev). Posljednjih godina, napretkom u istražnim tehnologijama za prije-solne formacije u dubokomorskim područjima, napravljena su velika otkrića u prije-solnim područjima bazena Kwanza u središnjem dijelu zapadne Afrike. Nadalje, operacije istraživanja dubokomorskog odobalja postupno su se premjestile prema sjeveru do bazena Obala Bjelokosti i bazena Senegala otkrićima velikog broja dubokomorskih polja srednjih ili velikih razmjera. Lokacije i broj velikih pronalazaka prikazan je kartom zapadne obale Afrike na slici 3-18 i u tablici 3-5.

Tablica 3-5. Deset najvećih naftno/plinskih polja u zapadnoj Africi s dodatnim informacijama (Pratama, 2021)

Naftno/ plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen/ Država	Blok	Dubina mora (m)	Vrsta	Rezerve
Kizomba	1998.	Angola	Lower Congo	1349	Nafta	Pridobive rezerve: $318{,}17\times10^6$ m^3 (273×10^6 t)
Greater Tortue Complex	2016.	Senegal	Senegal	2700	Plin	Rezerve: $481{,}1\times10^9$ m^3
FAN	2014.	Senegal	Senegal	1433	Plin	Gruba procjena: $(39{,}63\text{-}397{,}43)\times10^6$ m^3oe($(34\text{-}341)\times10^6$toe)
Dalia	1997.	Angola	Lower Congo	1200 - 1500	Nafta	2P: $158{,}5\times10^6$ m^3 (136×10^6t)
Agbami	1998.	Nigeria	Niger Delta	1463	Nafta	Procjena: $158{,}5\times10^6$ m^3 (136×10^6 t)
Lontra	2013.	Angola	Kwanza	1319	Plin/ Nafta	$143{,}35\times10^6$ m^3oe (123×10^6 toe)
Akpo	2000.	Nigeria	Niger Delta	1100-1700	Nafta/ Plin	2P: $99{,}07\times10^6$ m^3 (85×10^6 t) nafte i $28{,}3\times10^9$ m^3 plin
OCTP Project	2015.	Ghana	Tano	600-1000	Nafta/ Plin	$42{,}5\times10^9$ m^3 plina i $79{,}25\times10^6$ m^3 (68×10^6 t) nafte
Great Plutonio	1999.	Angola	Kwanza	1200-1500	Nafta	$118{,}88\times10^6$ m^3 (102×10^6 t)
Orca	2014.	Angola	Kwanza	Duboko more	Nafta	$(64{,}1\text{-}110{,}72)\times10^6$ m^3 ($(55\text{-}95)\times10^6$t)

Bazeni Donji Kongo i Niger Delta

Bazeni Donji Kongo i Niger Delta najproduktivnija su dva bazena s najvećim otkrićima u Zapadnoj Africi. U njima se odvija najveći dio proizvodnje i sadrži najveće rezerve Nigerije i Angole kao glavnih proizvođača u Zapadnoj Africi (članice OPEC-a). Prema tablici 3-5 najveće pridobive rezerve su u polju Kizomba, u bazenu Donjeg Konga, a pripadaju Angoli. Angola je ujedno drugi najveći proizvođač ugljikovodika u Zapadnoj Africi, iza Nigerije. Najveće otkriveno polje u Nigeriji, u bazenu Delte Nigera, je polje Agbami. Polja su otkrivena kao niz glavnih otkrića u dubokom odobalju na kraju prošlog stoljeća.

Nigerija proizvodi uglavnom laganu nisko sumpornu sirovu naftu od koje se velika većina izvozi na svjetska tržišta. Proizvodnja sirove nafte u Nigeriji dosegla je vrhunac od 388×10^3 m^3/d (2,44 milijuna barela dnevno), ali je počela znatno opadati kako je kulminiralo nasilje militantnih skupina, prisiljavajući mnoge tvrtke da povuku osoblje i zatvore proizvodnju. Prema podacima iz 2019. godine proizvodnja nafte u Nigeriji iznosi 277×10^3 m^3/d (1,74 mbod). Nigerija je na kraju 2019. godine imala oko $5{,}88\times10^9$ m^3 (37,0 milijardi barela) dokazanih rezervi sirove nafte, što ju čini drugom u Africi nakon Libije (EIA, 2019). Većina ležišta nalazi se uz deltu rijeke Niger tj. bazenu Niger Delta. Kao članica Organizacije zemalja izvoznica nafte (OPEC), Nigerija je obnovila svoju predanost smanjenju proizvodnje sirove nafte u travnju 2020. godine, ograničivši svoju proizvodnju na 224×10^3 m^3/d (1,41 mb/d). Istraživačke aktivnosti uglavnom su se usredotočile na duboka i ultraduboka odobalna polja, djelomično kao rezultat sigurnosnih problema na kopnu, a mnoge su se međunarodne kompanije riješile imovine na kopnu.

Agbami polje najveće je polje otkriveno u dubokom odobalju bazena Delte Nigera, u Zapadnoj Africi. Ukupne rezerve naftnog polja Agbami procjenjuju se na približno 159×10^6 m^3oe (1 Gboe). Nalazi se u centralnom dijelu bazena Niger Delte. Otkriveno je 1998. godine na dubini mora od 1500 m. Naftonosone formacije pronađene se u pet slojeva pješčenjaka ukupne debljine 150 m. Operator polja je američki Chevron (67,3%), a preostale radne udjele drže Equinor (20,21%) i Petrobras (12,49%). Agbami polje je razrađeno kao podvodna poveznica sa FPSO jedinicom u tri faze (Agbami 1, 2, 3). Instalirana FSPO jedinica jedna je od najvećih na svijetu s kapacitetom proizvodnje $39{,}75\times10^3$ m^3/d nafte (250.000 bopd), $12{,}74\times10^6$ m^3 (450 MMcf) plina i uz mogućnost rukovanja sa $71{,}55\times10^3$ m^3 (450.000 barela) vode dnevno, uz povratno utiskivanje vode u ležište. Polje je započelo s proizvodnjom 2008. godine dovršetkom prve faze. Kako bi se zaustavio pad proizvodnje polja, 2019. godine

započelo je bušenje dodatnih razradnih bušotina (engl. *infill wells*) (Offshore Technology, 2019b).

Prema najnovijim procjenama, s početkom 2020. godine, Angola drži $1{,}3\times10^9\ m^3$ (8,2 Gbbl) dokazanih rezervi sirove nafte, u odnosu na $1{,}34\times10^9\ m^3$ (8,4 Gbbl) u prethodnoj godini. U 2019. godini ukupna proizvodnja tekućih energenata iznosila je oko $240\times10^3\ m^3$ (1,51 mb/d), u odnosu na $305\times10^3\ m^3$ (1,92 mb/d) u 2010. godini (EIA, 2020b). Ukupna proizvodnja tekućih energenata u Angoli stalno je opadala tijekom proteklog desetljeća. Trend opadanja ukupne proizvodnje tekućih energenata rezultat je nedostatka ulaganja u razvoj i istraživanje. Brzo iscrpljivanje ležišta i nedostatak ulaganja u EOR metode u cilju produljenja vijeka trenutnih proizvodnih polja također su doprinijeli naglom padu na nekim poljima. Angolska vlada nastoji privući nova ulaganja i razviti svoje resurse ugljikovodika uvođenjem promjena u pravni i regulatorni okvir sektora. Sonangol, kao nacionalna angolska naftna kompanija, ima ekskluzivna prava na istraživanje i proizvodnju nafte i plina u Angoli - i na kopnu i na moru. Angola ima 80% proizvodnje iz dubokog i ultra dubokog odobalja. Angola djeluje u dva odobalna bazena, Donji Kongo i bazen Kwanza, prvi s ranijim otkrićima i zrelijim poljima i drugi s novim otkrićima i velikim količinama iz prije-solnih formacija. U bazenu Donjeg Konga prednjače blokovi 15 i 17. Blok 17 poznat i kao "zlatni blok" u kojem se proizvodi najveći dio nafte, od prvog polja Girassol pa preko otkrića polja Rose, Dalia, Orchid i Tulipan, koji su postupno privođeni proizvodnji od 2001. do 2014. godine. Ipak, najveće polje u bazenu Donji Kongo je polje Kizomba, otkriveno u bloku 15.

Kizomba je najveće polje otkriveno u dubokom odobalju Zapadne Afrike. Razvojnim konzorcijem upravlja ExxonMobil (Esso) koji ima 40% udjela, s partnerima Agip Angola (20%), BP Exploration (26,67%) i Statoil (13,33%). Tijekom 1997.-1999. godine, programom istraživačkih bušaćih operacija na 1000 - 1400 m dubine došlo je do šest otkrića. Četiri otkrića, Hungo, Chocalho, Kissanje i Dikanza, proglašena su 1998. godine i čine divovski kompleks polja Kizomba. Polja Chocalho i Xikomba otkrivena su ili ponovno procijenjena 1999. godine. Kizomba ima pridobive rezerve od približno $318\times10^6\ m^3$oe (2 Gboe). Ostala obližnja polja također se planiraju povezati u infrastrukturu Kizomba (Offshore Technology, 2015a).

U prvoj fazi razrade polja, 2001. godine, Esso je započeo dubokomorski razvoj Kizomba A. Očekuje se da će Kizomba A iscrpiti približno milijardu barela ($159\times10^6\ m^3$) nafte s polja Hungo i Chocalho uz ciljanu stopu proizvodnje od $39{,}75\times10^3\ m^3/d$ (250.000 bpd). U

kolovozu 2004. godine projekt je prvi put počeo proizvoditi naftu tempom većim od $20{,}67\times10^3\ m^3/d$ (130.000 bpd) (Offshore Technology, 2015a). Poljem upravlja kombinacija platforme s nategom u nogama (engl. *TLP – tension leg platform*) sa "suhom" bušotinskom glavom i podvodne bušotinske glave ("mokro" ušće bušotine) povezane s FPSO jedinicom Kizomba A. Kizomba A imala je 29 proizvodnih bušotina i jednu razradnu bušotinu do kraja 2008. godine. Esso je započeo dubokomorski razvoj polja Xikomba na bloku 15 u lipnju 2002. godine. Prva nafta s polja Xikomba proizvedeno je krajem 2003. godine, što ga čini prvom proizvodnjom nafte na bloku 15 kojim upravlja Esso. Proizvodnja je omogućena putem FPSO Xikomba jedinice, koja je prenamijenjeni tanker. U svibnju 2011. godine ExxonMobil je najavio da će proizvodnja na polju Xikomba prestati zbog iscrpljenja rezervi. Ukupno je s polja pridobiveno približno $15{,}9\times10^6\ m^3$ (100 milijuna barela) nafte (A Barell Full, 2015).

Druga faza razvoja započela je početkom 2003. godine projektom Kizomba B vrijednim tri milijarde dolara, za koji se također očekuje iscrpak od $159\times10^6\ m^3$ (1 Gbbl) nafte, također uz ciljanu proizvodnju od $39{,}75\times10^3\ m^3/d$ (250.000 bpd). Prva nafta s Kizomba B ostvarena je u srpnju 2005. godine. Kizomba B je uključivao razvoj otkrića polja Kissanje i Dikanza u dubinama mora od oko 1000 m. Razrada projekta uključuje proizvodnju kombinacijom platforme sa "suhom" glavom bušotine i FPSO plovila povezanog sa "mokrom" bušotinskom glavom. Dizajn za FPSO jedinicu Kizomba B dizajnom preslikava FPSO Kizomba A, smanjujući troškove i vrijeme ciklusa. Plovilo Kizomba B ima kapacitet od $350\times10^3\ m^3$ (2,2 MMbbl) nafte koja se privodila s 22 bušotine proizvodnji do 2008. godine (A Barell Full, 2015).

Treća faza Kizomba C dizajnirana je za razvoj $95{,}4\times10^6\ m^3$ (600 MMbbl) nafte s polja Mondo, Saxi i Batuque na približno 2400 metara dubine (Offshore Technology, 2015a).

Polje Mondo započelo je s proizvodnjom nafte u siječnju 2008. godine, dok su druga dva polja, Saxi i Batuque, započele proizvodnju u kolovozu iste godine. Od Saxi i Batuque polja očekivala se proizvodnja od oko $15{,}9\times10^3\ m^3/d$ (100.000 bpd). Razvojna faza Kizomba C podrazumijevala je dva FPSO plovila i 36 podmorskih bušotina, što ga čini najvećim podmorskim razvojem kojim upravljaju podružnice tvrtke ExxonMobil u svijetu.

U 2008. godini ExxonMobil je pokrenuo prvu fazu projekta Kizomba-sateliti, koja uključuje razvoj dvaju satelitskih otkrića, Clochasa i Mavacole. Procjenjuje se da ta dva polja sadrže $39{,}75\times10^6\ m^3$ (250 MMbbl) nafte i razvijaju se kao veza s proizvodnim pogonima Kizombe

A i B. Prema tadašnjim predviđanjima ukupno će se izraditi 18 proizvodnih koja će se povezati na postojeća plovila Kizomba A i B. Očekivalo se da će prva faza postići maksimalnu proizvodnju od $15{,}9\times10^3$ m^3/d (100.000 bpd). Druga faza projekta uključuje razvoj susjednih otkrića. Procjenjuje se da se u bloku 15, koji pokriva površinu od približno 4144 km², nalaze rezerve nafte u iznosu od 795×10^6 m^3 (pet milijardi barela) (Offshore Technology, 2015b).

Bazeni Kwanza i Senegal

Već spomenutim napretkom u istražnim tehnologijama za prije-solne formacije u dubokomorskim područjima, došlo je do velikih otkrića u prije-solnim područjima bazena Kwanza u središnjem dijelu zapadne Afrike. To se može usporediti s otkrićima u istim naslagama u Brazilu koja su se prema tektonskim i geološkim obilježjima mogla preslikati na obale zapadne Afrike.

Najveće prije-solno otkriće te najnovije tih razmjera je polje Lontra. Tvrtka Cobalt International Energy Inc. je testirala svoju bušotinu u prije-solnim formacijama Lontra-1 u bloku 20. Tijekom ispitivanja bušotine, bušotina je proizvodila stabilnim protokom od 397,5 m^3/d (2.500 b/d) kondenzata i $1{,}1\times10^6$ m^3/d (39 MMcf/d) plina. Naftonosni interval iznosi 75 m dobrih kolektorskih svojstava ležišta, koje sadrži i plinske intervale. Tvrtka je do sada izradila tri istraživačke bušotine u prije-solnom bazenu Kwanza i došla do tri otkrića, uz polje Lontra je i veliko otkriće Orca. Cobalt, kao operater, posjeduje 40% radnog udjela u navedenim poljima. BP i Sonangol P&P partneri su u bloku 20, svaki s po 30% radnog udjela. Polje nije privedeno proizvodnji no u planu je razvoj, ali od strane drugog operatora. Uz polje Lontra veliko otkriće u ovom bazenu je naftno polje Kaombo (Offshore, 2013).

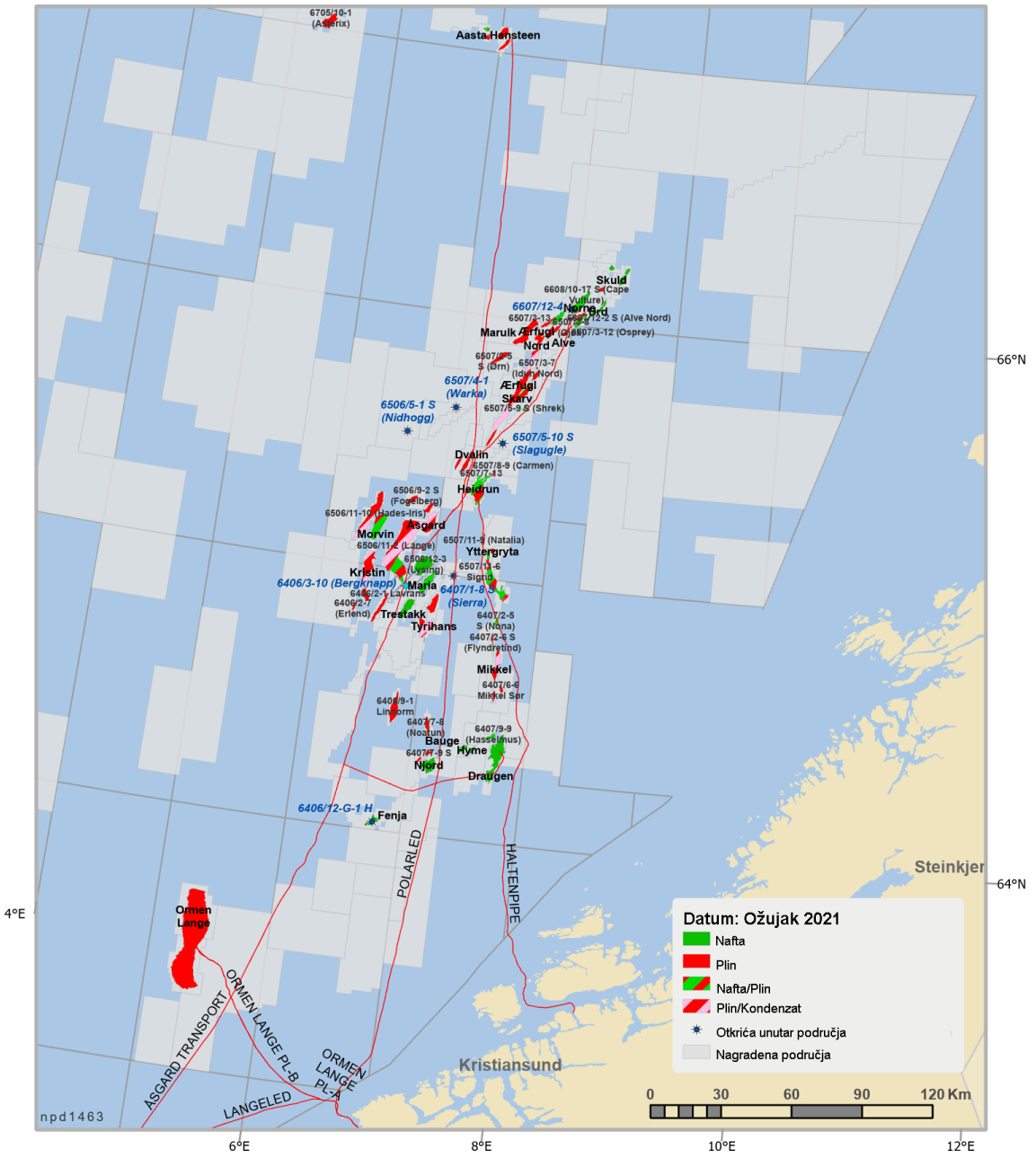
Sljedeće ključno postignuće za odobalno tržište nafte i plina u zapadnoj Africi bilo je rješavanje pomorskog spora između Senegala i Mauritanije koji je kočio napredak projekta ukapljenog prirodnog plina (engl. *LNG – liquefied natural gas*) Grand Tortue Ahmeyim. Grand Tortue Ahmeyim temelji se na razvoju dvaju odobalnih plinskih polja, a to su Tortue i Ahmeyim. Procjenjuje se da polje sadrži približno $28{,}3\times10^9$ m^3 (15 bilijuna kubičnih stopa (tcf)) pridobivih rezervi plina. Projekt, koji je prvi veći koji je dosegao FID u bazenu. Prvotni razvoj predviđa proizvodnju plina iz ultradubokog podmorskog sustava (četiri proizvodne bušotine) i FPSO plovila koje će obraditi plin, uklanjajući teže ugljikovodične komponente prije nego što se plin prebaci u plutajući objekt za LNG (engl. *FLNG – floating liquefied natural gas*) na pomorskoj granici Senegala/Mauritanije. FLNG ima kapacitet od $5{,}53\times10^6$

m^3/g LNG-a (2,5 milijuna metričkih tona LNG-a godišnje (Mtpa)), a prvi plin očekuje se 2022. godine. Vlasništvo polja raspoređeno je na Senegalski dio gdje su udjeli BP (60%), Kosmos Energy (30%) i Petronas (10%), te Mauritanski BP (62%), Kosmos Energy (28%) i SMHPM (10%) (NS ENERGY, 2019b).

Trenutno vodeći dionici zapadnoafričkog tržišta nafte i plina: Nigerija, Angola, Gana, Senegal, Ekvatorijalna Gvineja, Mauritanija, Gvineja Bissau i Kamerun imaju nekoliko odobalnih projekata koji su već pokrenuti, a provode ih ili odobravaju za provođenje razne međunarodne proizvodno/istražne kompanije kroz zajedničko ulaganje ili u partnerstvu s nacionalnim kompanijama ili pak s domaćim privatnim kompanijama. Veliki pokretači istraživanja i proizvodnje nafte i plina u zapadnoj Africi su: kapitalni proračuni istraživačkih i proizvodnih tvrtki, mogućnosti za naftu i plin na drugim mjestima, vladin udio od prihoda proizvodnje, politička stabilnost te stabilna vladina pravila i politike. Dubokomorski projekti zapadne Afrike moraju se natjecati za investicijske resurse protiv razvojnih mogućnosti u zemljama poput Gvajane, Brazila i SAD-a. Najveće ograničenje potrošnje na istraživanje i proizvodnju u zapadnoj Africi jest postojanje boljih mogućnosti negdje drugdje. Sljedeće glavno ograničenje koje je specifično za Nigeriju je vandalizam i sabotaža cjevovoda u regiji Delta Niger, gdje se proizvodi većina nafte i plina u zemlji.

3.1.6. Šelf srednje Norveške (Norveško more)

Naftne aktivnosti u norveškom kontinentalnom plićaku (šelfu) započele su u Sjevernom moru i postupno su se širile prema sjeveru. Od 1980. godine naftno-rudarske aktivnosti se provode i u Norveškom i Barentsovom moru. Dubokomorska područja u šelfu srednje Norveške dugo su istraživana s nekoliko naftnih i plinskih polja otkrivenih u dubokomorskim područjima bazena Møre i bazena Vøring. Prema Američkom geološkom zavodu (engl. *USGS - United States Geological Survey*), na području šelfa srednje Norveške može se otkriti još više naftnih/plinskih polja, posebno u slabo istraženim dubokomorskim područjima.



Slika 3-19. Karta srednje Norveške i naftno-plinska polja (Norwegian Petroleum, 2021a)

Slika 3-19 prikazuje polja Norveškog mora, cjevovodnu infrastrukturu, koncesijske blokove i druge informacije o poljima. Na slici se vidi velika istraženost i mnogo otkrivenih polja u središnjem dijelu oko i uz najveće polje Åsgard, te izolirana velika nalazišta: na jugu veliko polje Omen Lange te na sjeveru Aasta Hansteen.

Norveško je more dvostruko veće od Sjevernog, prostire se na površini od 289000 km^2. Ova naftna regija ima velike rezerve plina, manje je "zrela" i manje temeljito istražena od

Sjevernog mora. Jedina iznimka je Halten terasa (uzdignuta terasa u podmorju – pokraj bazena Møre i Vøring), gdje je proizvodnja nafte i plina započela prije više od 20 godina (slika 3-19). Draugen je prvo polje koje je počelo proizvoditi na ovom području, 1993. godine. Sada u Norveškom moru proizvodi 21 polje. Polja Ærfugl i Dvalin započela su proizvodnju 2020. godine. Polja Bauge i Fenja su u fazi istraživanja. Pridobive rezerve ugljikovodika s početkom 2021. godine iznose 428×10^6 m^3 ekvivalenta nafte, od toga 100×10^6 je nafta, 279×10^6 plin, a ostatak otpada na ostale fluide odnosno nusprodukte proizvodnje i obrade. Proizvodnja polja u Norveškom moru 2020. godine iznosila je $1410{,}59\times10^6$ m^3oe (Norsk Petroleum, 2021). S poljem Aasta Hansteen i plinovodom Polarled (Sjeverni dio Norveškog mora) otvorena je nova plinska regija na norveškom kontinentalnom pojasu. Norveški sustav transporta plina sada se prostire sjeverno od Arktičkog kruga. Plin iz norveškog mora uglavnom se transportira cjevovodima do različitih kopnenih postrojenja u Norveškoj te dalje do Velike Britanije i kontinentalne Europe. Nafta se prevozi tankerima (utovar preko sustava plutača).

U prvim danima strane su tvrtke dominirale istraživačkim aktivnostima i bile su odgovorne za razvoj prvih naftnih i plinskih polja. Norveško se sudjelovanje postupno povećavalo kako se je uključila tvrtka Norsk Hydro. Tvrtka Statoil (danas Equinor) je osnovana je 1972. godine, s norveškom državom kao jedinim vlasnikom. Norveška je također uspostavila načelo da država mora imati 50 % vlasničkog udjela u svakoj proizvodnoj dozvoli. Od 1985. godine ovaj je sustav reorganiziran. Sudjelovanje norveške države podijeljeno je na dva dijela: jedan dio povezan sa Statoilom, a drugi s državnim izravnim financijskim interesom (engl. *SDFI – State's Direct Financial Interest*) u naftnoj industriji. Sustav SDFI znači da norveška država posjeduje udjele u brojnim naftnim i plinskim poljima, cjevovodima i kopnenim postrojenjima. Udio se određuje prilikom dodjele proizvodnih dozvola i razlikuje se od polja do polja. Kao jedan od nekoliko vlasnika, država pokriva svoj udio u ulaganjima i troškovima i dobiva odgovarajući udio prihoda od proizvodnih dozvola. Tvrtka Statoil je bila odgovorna za upravljanje komercijalnim aspektima SDFI-ja u ime države. Parlament je 2001. godine odlučio da se može prodati 21,5% vrijednosti portfelja SDFI; 15% je prodano Statoilu, a 6,5% ostalim vlasnicima licenci. Prodaja dijela SDFI portfelja Statoilu smatrana je važnim elementom uspješne djelomične privatizacije tvrtke. Statoil je u lipnju iste godine uvršten na burzu, a sada posluje na isti način kao i bilo koji drugi komercijalni akter u norveškom odobalju. Državno poduzeće Petoro osnovano je u svibnju 2001. godine za upravljanje SDFI-jem u ime države. 2007. godine Statoil se spojio s odjelom za naftu i plin

tvrtke Norsk Hydro, a 2018. godine Statoil je promijenio ime tvrtke u Equinor (Norwegian Petroleum, 2018).

Industrija igra vitalnu ulogu u norveškom gospodarstvu i financiranju norveške socijalne države. Sektor nafte i plina najveći je Norveški sektor mjeren u pogledu dodane vrijednosti, državnih prihoda, investicija i vrijednosti izvoza. Dugoročna perspektiva u upravljanju vladinim prihodima od nafte osigurava da oni donose korist norveškom društvu u cjelini i da će buduće generacije imati koristi od norveškog naftnog bogatstva. To je bilo ključno načelo u razvoju financijskog i pravnog okvira za taj sektor (Norveški mirovinski fond).

Tablica 3-6. Deset najvećih naftno-plinskih polja u odobalju srednje Norveške (Pratama, 2021)

Naftno/plinsko polje	**Vrijeme otkrića**	**Dubina mora (m)**	**Pridobive rezerve nafte - $\times 10^6$ m^3/ ($\times 10^6$ toe)**	**Pridobive rezerve prirodnog plina - $\times 10^9$ m^3**	**Pridobive rezerve nafte/plina - $\times 10^6$ m^3oe / ($\times 10^6$ toe)**
Smorbukk	1996.	303	120,51 (103,4)	285,27	405,82 (348,2)
Ormen Lange	1997.	857	18,9 (16,22)	296,4	315,13 (270,39)
Heidrum	1985.	351	186,02 (159,61)	53,88	239,91 (205,85)
Norne	1992.	374	91,31 (78,35)	11,19	102,5 (87,95)
Skarv	1998.	323	17,9 (15,36)	53,55	71,46 (61,31)
Kristin	1997.	341	25,2 (21,62)	41,4	66,61 (57,15)
Njord	1986.	328	29,6 (25,4)	27,47	57,07 (48,97)
Gro	2009.	1376	0	55,0	55 (47,19)
Aasta Hansteen	1997.	1274	0	45,5	45,01 (38,62)
6605/8	2005.	838	0	241,89 (33,0)	33,01 (28,32)

Åsgard

Na prvom mjestu polja prema rezervama nafte/plina otkrivenih u srednjoj Norveškoj prema tablici 3-2 je polje imena Smorbukk. To ime predstavlja bušotinu kojom su pronađena ležišta, a samo polje nosi naziv Åsgard. Naftno polje Åsgard nalazi se na terasi Halten u

Norveškom moru, 200 km od obale Norveške i 50 km južno od polja Heidrun. Equinor je operator polja s 34,57% udjela. Partneri Equinora su Petoro (35,69%), Eni Norge (14,82%), Total E&P Norge (7,68%) i ExxonMobil (7,24%). Polje obuhvaća ležišta Midgard, Smørbukk i Smørbukk South, koja su otkrivena 1981., 1984., odnosno 1985. godine. Dubine mora su od oko 240 do 300 m. Polje ima originalne rezerve od oko $405{,}82\times10^6$ m^3 ekvivalenta nafte (348×10^6 toe), a preostale količine za proizvodnju su oko 38×10^6 m^3oe (Norsk Petroleum, 2017). Postrojenja za razradu polja Åsgard obuhvaćaju FPSO plovila (Åsgard A) za proizvodnju nafte i kondenzata, zatim najveća svjetska plutajuća plinska poluuronjiva platforma (Åsgard B) za obradu plina i kondenzata. Ostala postrojenja za eksploataciju polja su Åsgard C (skladišni brod) i potrebna podmorska postrojenja za proizvodnju. Ovi podmorski sustavi jedni su od najopsežnijih na svijetu, obuhvaćaju ukupno 52 bušotine, grupirane u 16 podvodnih postolja za morsko dno (engl. *subsea template*), povezane s 300 km priključnih cjevovoda. Platforma Åsgard B dotegljena je na lokaciju te je započela s radom u jesen 2000. godine.

U studenom 2010. godine razvojni su se partneri dogovorili da će uložiti 1 milijardu Nkr (Norveških kruna) za razvoj sjeveroistočnog polja Smørbukk. Smørbukk North-East otkriven je 2009. godine i pridobive rezerve procjenjuju se na $9{,}06\times10^6$ m^3oe (5,7 milijuna barela ekvivalenta nafte). Smørbukk North-East podvodno je povezan na platformu Åsgard B. Proizvodnja je započela u veljači 2012. godine. U kolovozu 2011., partneri na polju Åsgard podnijeli su norveškom Ministarstvu za naftu i energiju plan za razvoj i operaciju podmorske kompresije plina. Podmorska kompresija započela je s radom 2015. godine, a iscrpak plina s polja Mikkel i Midgard, koja se nalaze 40-50 km od platforme Åsgard B, povećao se za približno $44{,}2\times10^6$ m^3oe (278 mboe) (Offshore Technology, 2016a).

Polje proizvodi u 2020. godini $10{,}5\times10^6$ m^3 ekvivalenta nafte (66 mboe), što je očit pad od maksimuma u 2003. godini od skoro 25×10^6 m^3oe (157 mboe) (Norsk Petroleum, 2017). Plin s polja transportira se 707 km dugim plinovodom Åsgard Transport do kompleksa za obradu Karsto, sjeverno od Stavangera. Ova linija povezuje Åsgard i druga norveška polja s tržištima u kontinentalnoj Europi i Velikoj Britaniji. Trenutno su radovi na polju za povećanje iscrpka. Također, potencijalna nova priključenja na sustav postrojenja Åsgard povećat će životni vijek istih. Neka polja poput Smørbukk South povezani su s platformom Åsgard B koja u ležišta utiskuje prirodni plin za podržavanje proizvodnje.

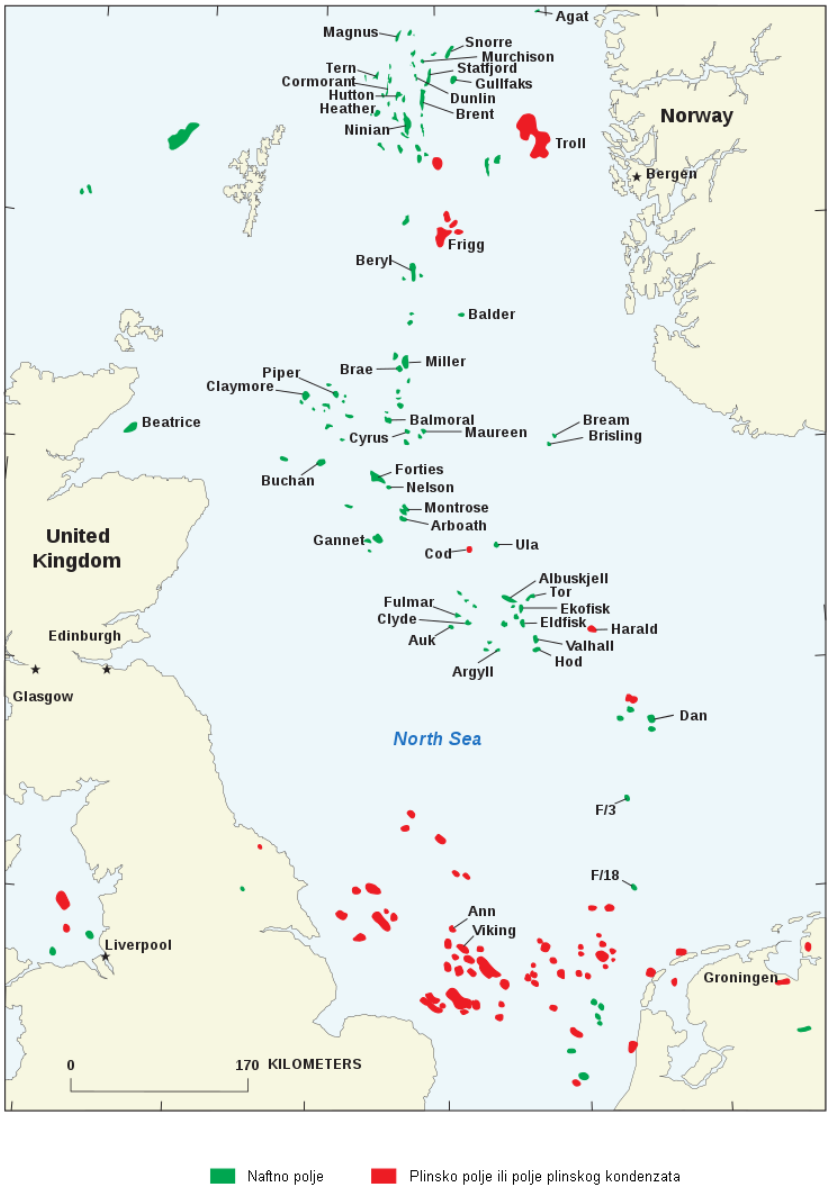
Ormen Lange

Drugo najveće otkriće u kontinentalnom plićaku srednje Norveške je polje Ormen Lange u južnom dijelu Norveškog mora, 120 kilometara zapadno-sjeverozapadno od pogona za preradu Nyhamne. Dubina mora varira od 800 do više od 1100 metara. Polje Ormen Lange otkriveno je 1997. godine, a plan razvoja i rada (engl. *PDO – Plan for Development and Operation*) odobren je 2004. godine. Plinsko polje procijenjeno je na oko 320×10^6 m^3oe (2.000 MMboe), a trenutno je preostalo za proizvodnju oko 74×10^6 m^3oe (465 MMboe) od čega mali dio otpada na kondenzat. (Norsk Petroleum, 2020). Dubokomorski uvjeti i stanje morskog dna učinili su razvoj vrlo izazovnim i pokrenuli razvoj nove tehnologije. Polje je razvijeno u nekoliko faza. Razvoj obuhvaća četiri podvodna postolja s osam otvora za ukupno 24 proizvodne bušotine. Proizvodnja je započela 2007. godine iz dva podvodna postolja u središnjem dijelu polja. Godine 2009. i 2011. postavljena su dva dodatna podvodna postolja u južnom i sjevernom dijelu polja. Ormen Lange proizvodi vrlo suh plin i male količine kondenzata. Ležište se nalaze na dubini od 2700 do 2900 metara ispod razine mora. Tok iz bušotine transportira se u dva višefazna cjevovoda do terminala Nyhamna na obradu, a izvozi se Langeled cjevovodom do Easingtona u Velikoj Britaniji. Proizvodnja s Ormen Langea prošla je svoj vrh proizvodnje te opada (22 milijuna m^3/d - 2012.) (Norsk Petroleum, 2020). Nadzor ležišta ključni je fokus, a novo 4D seizmičko istraživanje provedeno je 2019. godine. U tijeku su radovi na povećanju iscrpka s polja. Kopnena kompresija plina na terminalu Nyhamna započela je s radom 2017. godine, a u tijeku su radovi na primjeni podmorske kompresije. Trenutno se procjenjuje potencijal istraživanja u blizini polja (Offshore Technology, 2019c).

3.1.7. Bazen Sjevernog mora

Proizvodnja nafte i plina u sjevernom Atlantskom oceanu prvenstveno se odvija u Sjevernom moru, a zatim slijedi kontinentalni šelf srednje Norveške. Bazen Sjevernog mora karakterizira bogata nafta na sjeveru i bogati plin na jugu po distribucijskoj šabloni. Sjeverno more je povijesna regija (bazen) bogata resursima ugljikovodika, od čega su najviše profitirale okolne države prvenstveno UK i Norveška kojima pripada najveća površina mora, a osim njih tu su još i Nizozemska, Danska i najmanjim dijelom Njemačka (slika 3-20). Regija se ne spominje u kontekstu dubokomorske proizvodnje nafte i plina zbog toga što u biti prevladava plitko more. Prosječna dubina je oko 95 m, a najveća 700 m. Zbog toga prevladavaju plitkomorsko istraživanje i proizvodnja. Jedna je od povijesno ključnih

odobalnih regija za istraživanje nafte i plina u Atlantskom prstenu, a i globalno. No konstantnim padom proizvodnje i iscrpljivanjem resursa polako gubi na svojem značaju.



Slika 3-20. Naftna i plinska polja u Sjevernom moru (Wikipedia, 2021a)

3.1.7.1. Norveška

Norveški dio Sjevernog mora zauzima površinu od 142000 km^2. Ovo je najtemeljitije istraženi dio norveškog šelfa i norveško područje s najvećom proizvodnjom nafte i plina od 6251,76×10^6 m^{3}oe (39.310,0 MMboe) (Norsk Petroleum, 2021). Sada u Sjevernom moru proizvodi oko 67 polja te je još uvijek moćna snaga norveške naftne industrije, naspram

svojih drugih područja Norveškog (21) i Barentsovog mora (2). Područje norveškog Sjevernog mora može se podijeliti na južno, centralno i sjeverno Sjeverno more s obzirom na lokacije polja.

Ekofisk

Norveška naftna era ozbiljno je započela na jugu Sjevernog mora, otkrićem polja Ekofisk 1969. godine. Ekofisk proizvodi više od 45 godina, a prema trenutnim planovima, proizvodnja će se nastaviti još 30 godina. Polje je drugo po originalnim pridobivim rezervama ugljikovodika poslije polja Troll, a peto po preostalim rezervama što pokazuje značaj samog polja. Na ovom području još uvijek postoje značajni preostali resursi. Kompleks Ekofisk središte je naftnih aktivnosti na ovom području, a mnoga su polja vezana uz Ekofisk infrastrukturu za daljnji transport što samim time čini ovo polje neizostavnim "kotačem" razvoja južnog dijela Sjevernog mora.

Prvo otkriće nafte na norveškom kontinentalnom pojasu potvrđeno je na centralnom području. Polje Balder dokazano je već 1967. godine, ali razrađeno je tek 30 godina kasnije. Prva razrada na tom području bilo je plinsko polje Frigg, koje je otkriveno 1977. godine i proizvodilo je gotovo 30 godina, sve dok nije zatvoreno 2004. godine. Nekoliko polja na ovom području nedavno je započelo proizvodnju ili je u fazi istraživanja. Polje Johan Sverdrup peto je najveće otkriće nafte ikad pronađeno na šelfu. Polje se razvija u nekoliko faza. Proizvodnja iz prve faze započela je u jesen 2019. godine.

Johan Sverdrup

Johan Sverdrup polje smješteno je približno 155 km zapadno od Stavangera, a otkriveno je 2010. godine. Započelo je proizvodnju krajem 2019. godine, a procjenjuje se da će trajati 50 godina, što bi trebalo produljiti život norveške naftne industrije za nekoliko desetljeća. Procijenjene pridobive rezerve su oko $428{,}27\times10^{6}$ m^3eo (2.690 MMboe) (Norsk Petroleum, 2021). Tu spadaju nafta, plin i kondenzat od kojih je 95% nafta. Očekuje se da će polje proizvoditi između $87{,}45\times10^{3}$ m^3/d i $103{,}35\times10^{3}$ m^3/d ekvivalenta nafte (550.000 boe/d i 650.000 boe/d), to predstavlja približno 25% sve proizvodnje nafte i plina iz regije kada se postigne puna proizvodnja. Razvoj polja odvija se u fazama od kojih je prva započela 2015. godine razvojem centra polja s četiri međusobno spojene platforme za: smještaj, obradu, bušenje i postrojenja s usponskim sustavom. Faza 2 obuhvaća postavljanje procesne platforme s pet podvodnih postolja, a očekuje se u proizvodnji 2022. godine. Statoil (40%)

ima većinski udio u polju i njime upravlja, dok Lundin Norveška (22,6%), Petoro (17,36%), Det norske (11,6%) i Maersk Oil (8,44%) drže preostali udio (Offshore Technology, 2016b).

Velika polja poput Statfjorda, Gullfaksa i Snorrea na području Tampena, kao i polja Oseberg i Troll, čine sjeverni dio Sjevernog mora jednim od najvažnijih područja na norveškom kontinentalnom šelfu. Ukupno proizvedena količina ekvivalenta nafte s tih polja u 2020. godini je bila $2806{,}18\times10^6$ m^3oe (17.648,0 MMboe) što odgovara gotovo polovini svih proizvedenih ugljikovodika u Sjevernom moru (Norsk Petroleum, 2021). Nafta i plin se s ovog područja proizvode više od 30 godina, a očekuje se da će se proizvodnja nastaviti još najmanje 30 godina. Na nekoliko polja koja već dugo proizvode u ovom dijelu Sjevernog mora, poput polju Snorre, produžen je vijek postavljanjem novih postrojenja i mjera za povećani iscrpak. Polje Statfjord je skoro došlo do kraja svog života, ali također se pokazalo da proizvodi bolje i duže nego što se očekivalo. Polje Troll vrlo je važno za opskrbu plinom s norveškog šelfa, a polje će igrati vodeću ulogu u norveškom izvozu plina u narednim desetljećima. Uz to, Troll je značajno naftno polje. Poljem upravlja Equinor koji ima 30,58% udjela, dok su razvojni partneri Petoro (56%), Shell (8,1%), ConocoPhillips (1,62%) i Total (3,69%).

Troll

Polje Troll sadrži vrlo velike količine plina i ujedno je jedno od najvećih polja za proizvodnju nafte na norveškom kontinentalnom šelfu. Polje se nalazi na dubini od 300-330 m. Polje ima dvije glavne strukture: Troll istok i Troll zapad. Otprilike dvije trećine pridobih rezervi plina leži u Troll istoku. Plin u Troll zapadu dobiva se kroz 39 bušotina izbušenih s platforme Troll A. Nafta u Troll zapadu proizvodi se iz dugih vodoravnih bušotina koje prodiru u tanku naftnu zonu neposredno iznad kontakta nafte i vode. Pokrenut je program za poboljšanje iskorištavanja nafte s polja 2008. godine, koji je u padu s maksimuma od $63{,}6\times10^3$ m^3 (400.000 barela) 2002. godine. Polje Troll je izvedeno u fazama pri čemu su se u fazi 1 crpile rezerve plina u Troll istoku, a faza 2 fokusirala se na rezerve nafte u području Troll zapad. Troll faza 1 provedena je s Troll A, koja je fiksna platforma s betonskom podkonstrukcijom (GBS najveća svoje vrste na svijetu). Troll A prima električnu energiju podmorskim kabelima s obale. Troll faza 2 provedena je korištenjem platforme Troll B, plutajućom betonskom smještajnom i proizvodnom platformom i Troll C, poluuronjenom platformom za smještaj i proizvodnju. Nafta se proizvodi iz nekoliko podmorskih postolja vezanih za platforme Troll B i Troll C cjevovodima. Proizvodnja s platforme Troll C započela je 1999. godine. Troll je polje s najvećim originalnim pridobivim rezervama ekvivalenta nafte u

Sjevernom moru od 1765,78×10^6 m^3eo (11.110,0 MMboe) s većinom plinskih rezervi (80%). Preostale pridobive rezerve (4,68 Gboe - 744,44 milijuna m^3oe) su gotovo u potpunosti plin te će naftno polje Troll zapad uskoro prestati proizvoditi. Troll A platforma najveća je platforma koja je ikad pomaknuta na drugu lokaciju, a ujedno najveća GBS platforma (slika 3-21) (Norsk Petroleum, 2018).



Slika 3-21. Platforma Troll A (9GAG, 2021)

3.1.7.2. Ujedinjeno Kraljevstvo (UK)

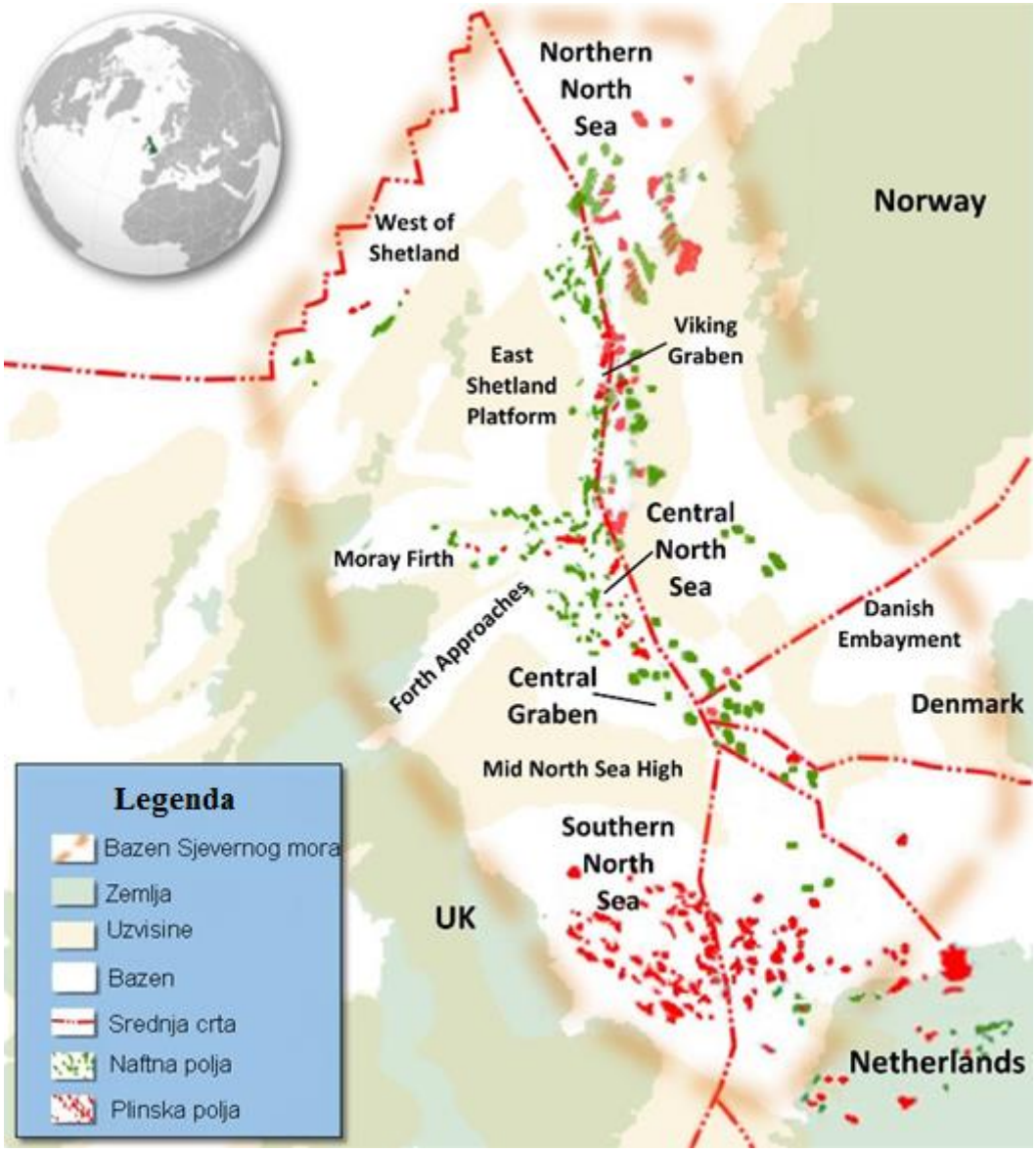
U prvim danima istraživanja u Sjevernom moru, nekolicina glavnih operatora otkrila je i upravljala velikim poljima. Od tada se broj polja povećao s oko 90 (1990-ih) na preko 300 danas, otkrića su manja, a nova polja marginalnija i međusobno ovisna. Sve raznolikiji niz

tvrtki koje upravljaju manjim, međusobno povezanim poljima na kontinentalnom šelfu Ujedinjenog Kraljevstva (engl. *UKCS – United Kingdom Continental Shelf*) dovelo je do povećanja konkurencije zbog starenja infrastrukture i od operatora se sada traži da surađuju više nego ikad prije kako bi osigurali da njihova polja ostanu ekonomična. Ovi čimbenici, zajedno s rastućom konkurencijom međunarodnih odobalnih regija, doveli su do pada proizvodnje za 37% između 2010. i 2013. godine, dok je prosječna proizvodna učinkovitost pala s 80% u 2004. na 60% u 2012. godini, a stopa istraživanja smanjena sa 157 istražnih bušotina 1990. do 15 bušotina 2013. godine (UK Government, 2013).

S energetskog stajališta, proizvodnja iz Sjevernog mora zadovoljava 66% potražnje UK za naftom i 50% potražnje plina. Procjene projekta Odjela za energiju i klimatske promjene (engl. *DECC – Department of Energy and Climate Change*) je da će Sjeverno more nastaviti pružati oko 70% u miksu primarne energije u Velikoj Britaniji do 2030. godine. Iako je UKCS i dalje unosan i vitalan dio energetske infrastrukture Ujedinjenog Kraljevstva, 50 godina naftne i plinske djelatnosti u Sjevernom moru od početka istraživanja 1964. godine učinilo ga je jednim od najzrelijih odobalnih bazena na svijetu. Kao rezultat toga, "laka nafta" u Sjevernom moru brzo se iscrpljuje, povećavajući pet puta troškove proizvodnje po barelu tijekom posljednjih 10 godina, dok mnoštvo tvrtki radi na otkrićima koja su sve manja i skuplja. Otprilike od 2005. godine Velika Britanija je od neto izvoznika postala neto uvoznik nafte i plina. Unatoč niskim razinama istraživačke aktivnosti posljednjih godina, nedavno su napravljena ohrabrujuća otkrića zapadno od Shetlandskih otoka, u sjevernom Sjevernom moru, središnjem Sjevernom moru i južnom Sjevernom moru, što pokazuje da snažne mogućnosti istraživanja i dalje ostaju na ključnim područjima odobalja UK-a. Nadalje, UK smanjivanjem nameta želi potaknuti potencijalne ulagače u nova istraživanja Sjevernog mora (Offshore Technology, 2014b).

Prema podacima časopisa Oil & Gas Journal (OGJ), Velika Britanija je na kraju 2017. godine imala 334×10^6 m^3 (2,1 Gbbl) dokazanih rezervi sirove nafte, gotovo 20% manje rezervi od razine s kraja 2016. godine (EIA, 2017a). Većina britanskih rezervi nalazi se u moru na UKCS-u, a većina proizvodnje kapljevina događa se u središnjem i sjevernom dijelu Sjevernog mora i to više od 90%. To se može objasniti činjenicom da se na tom području nalazi značajan broj velikih polja koja ujedno doprinose i većini proizvodnje. Najvećih deset polja s najvećom proizvodnjom u UKCS nalaze se u centralnom Sjevernom moru, sjevernom Sjevernom moru te zapadno od Shetlandskih otoka (Buzzard, Forties, Foinaven Captain, Alba, Clair itd.). Južnim dijelom Sjevernog mora dominiraju plinska polja.

Sjeverno more zahvaća val dekomisija platformi s iscrpljenih polja, od kojih u oko upada polje Brent. Brent mješavina je lagana (40,1° API), slatka sirova (0,35% sumpora). Više od dvadesetak polja u Velikoj Britaniji doprinosi mješavini, iako vrlo malo proizvodnje dolazi iz nekada plodnog polja Brent, po kojem je mješavina i dobila ime. Unatoč opadajućim fizičkim količinama povezanim s mješavinom Brenta, njegova važnost kao financijskog mjerila raste (EIA, 2017a).



Slika 3-22. Sjeverno more s ucrtanim državnim/EEZ granicama, poljima i bazenima/uzvišenjima (GEOEXPRO, 2017)

Clair

Naftno polje Clair, po rezervama najveće naftno polje otkriveno u Sjevernom moru i Europi, ujedno je i najveći izvor ugljikovodika koji se crpi na kontinentalnom šelfu Velike Britanije (UKCS). Prostire se ispod 150 m dubokog mora, otprilike 75 km zapadno od Shetlandskih otoka. Polje je otkriveno 1977. godine, a nafta se počela proizvoditi 2005. godine. Polje sadrži četiri licence P165, P168, P169 i P170 i obuhvaća šest blokova. Prva faza njegovog višefaznog razvoja ciljala je $47{,}7\times10^6$ m^3 (300 MMbbl) pridobivih rezervi iz Core, Graben i Horst dijelova ležišta korištenjem fiksne platforme. Inicijalna proizvodnja kroz prvu ocjensku bušotinu ostvarena je u veljači 2005. godine. Proizvodnja se popela do maksimuma od $7{,}95\times10^3$ m^3/d (50.000 bpd) u 2007. godine (Offshore Technology, 2008a). Clair Ridge, druga faza razvoja polja, započela je proizvodnju 2018. godine. S procijenjenim vijekom proizvodnje od 40 godina, očekuje se da će najveći proizvodni kapacitet projekta Clair Ridge biti $19{,}08\times10^3$ m^3/d (120.000 bpd) nafte. Razrada Clair Ridge obuhvaća 26 bušotina za proizvodnju nafte i deset bušotina za utiskivanje vode vezanih uz fiksnu platformu za bušenje i proizvodnju (engl. *DP – drilling and production*) kroz tri podmorska razdjelnika s osam otvora. Projekt je također obuhvaćao instaliranje smještajne platforme (engl. QU – *quarter and utilities*). BP je operator s 28,6% udjela, dok su ostali partneri Shell (27,9%), ConocoPhillips (24%) i Chevron (19,4%) (NS ENERGY, 2018b).

Forties

Naftno polje Forties, smješteno 180 km istočno od Aberdeena u britanskom zakupu bloka 21/10, otkriveno je 1970. godine, a započelo je proizvodnju 1975. godine. Proizvodnja je iznosila $1{,}59\times10^3$ m^3/d (10.000 barela dnevno), a najviša je bila $79{,}5\times10^3$ m^3/d (500.000 barela dnevno) 1979. godine. Polje je postavilo rekord kada je proizvelo 159×10^6 m^3 (milijardu barela nafte) u svibnju 1982. godine i nastavilo s proizvodnjom $3{,}18\times10^8$ m^3 (dvije milijarde barela nafte) u svibnju 1989. godine. Proizvodnja je ubrzo počela opadati i dosegla je $7{,}16\times10^3$ m^3/d (45.000 barela dnevno) 2003. godine. što je dovelo do toga da je njen operator BP prodao polje tvrtki Apache. Apache je pokrenuo program za daljnju proizvodnju ($127{,}2\times10^6$ m^3) 800 milijuna barela nafte s polja i produžetak životnog vijek polja za još 20 godina (Offshore Technology, 2016b). Dokazane rezerve nafte polja Forties od 2011. godine procjenjivale su se na $27{,}67\times10^6$ m^3 (174 milijuna barela). Ranije se očekivalo da će napuštanje polja Forties započeti 2013. godine, ali je vijek polja produžen. Na naftnom polju Forties izrađene su 103 bušotine, vezane na pet četveronožnih fiksnih platformi čelične konstrukcije, Forties Alpha, Forties Bravo, Forties Charlie, Forties Delta i Forties Echo. Kao

dodatna metoda za povećanje iscrpka nafte s polja Forties, koristi se utiskivanje vode. Forties Charlie platforma djeluje kao glavni čvor (engl. *hub*) i sabirna platforma za svu proizvodnju. Nafta s platforme otprema se 36-inčnim otpremnim cjevovodom povezanim s terminalom u Škotskoj (Cruden Bay) putem platforme Forties Unity Riser Platform u vlasništvu BP-a. Platforme Alpha, Charlie i Delta imaju objekte za separaciju i obradu. Platforma Bravo pretvorena je u objekt izravnog transporta nestabilizirane proizvedene kapljevine. Platforma Echo ne uključuje nikakve uređaje za obradu. Očekuje se da će polje Forties ponuditi dodatni proizvodni kapacitet od oko $3{,}98\times10^3$ m^3/d (25.000 bopd) nafte, a nova satelitska platforma Forties Alpha instalirana je sredinom 2014. godine (Offshore Technology, 2014a).

3.1.7.3. Nizozemska

U nizozemskom podzemlju otkriveno je više od 470 plinskih polja, od toga je u razradi oko 250 polja. Plinsko polje Groningen daleko je najveće. Ostala se polja stoga nazivaju "malim poljima". Nizozemska je najveći proizvođač prirodnog plina u Europskoj uniji. Polje Groningen je među deset najvećih plinskih polja na svijetu, a u nizozemskom podzemlju postoje stotine malih plinskih polja. Rezerve nafte, međutim, ograničene su, unatoč 48 otkrivenih polja. Rezerve nafte u odobalju, u 2016. godini su iznosile 102×10^{12} m^3 geq (gas equialent). Najveće rezerve u Nizozemskoj odnose se na polje Gronigen (656 milijardi m^3geq), ali je ono većim dijelom smješteno na kopnu. Jasno je da se plinska industrija Nizozemske bazira na tom ogromnom polju te su druga tek manja, i to dio na kopnu, a dio u odobalju kao nastavak UK-ovih plinskih otkrića. Također postoje manje rezerve nafte, od toga u odobalju oko 9×10^6 m^3 (NLOG, 2017).

3.1.7.4. Danska

Danska proizvodi naftu i plin iz danskog dijela Sjevernog mora od 1972. godine. Proizvodnja nafte i plina još uvijek značajno doprinosi državnim prihodima. Dakle, porezni prihodi, izvoz i dobit koju je stvorio sektor nafte i plina imali su velik utjecaj na dansko gospodarstvo i pomogli su u izgradnji danske države blagostanja. Danska je neto izvoznik nafte i prirodnog plina od 1997. godine. Prognoze su pokazale da će Danska ostati neto izvoznik do 2020-ih. U posljednjih 50 godina naftne su tvrtke uložile goleme svote u istraživanje, razvoj i rad danskih naftnih i plinskih polja. Više od 55 platformi proizvodi na 19 naftnih i plinskih polja u danskom dijelu Sjevernog mora. Danska posjeduje oko 68 milijuna m^3 rezervi nafte i oko

25 milijardi m^3 rezervi plina. Rezerve se nalaze u krajnjem zapadnom sektoru na poljima Dan, Tyra, Halfdan i South Arne. U 2019. godini proizvodila je $16{,}377\times10^3$ m^3/d (103.000 bpd). Izlaskom UK iz Europske unije postala je prva u proizvodnji nafte u EU. Također, u istoj godini proizvela je $3{,}2\times10^9$ m^3 plina (BP, 2020).

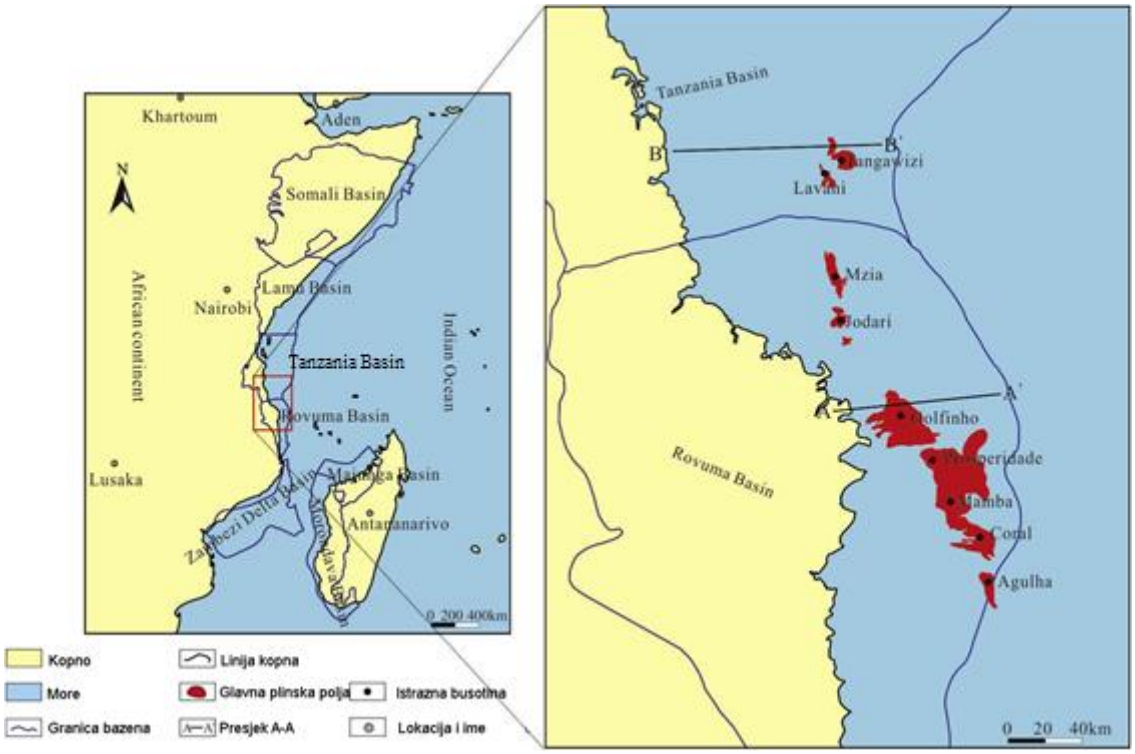
U 2020. godini danski parlament objavio je da će otkazati sve buduće natječaje za izdavanjem dozvola za istraživanje i proizvodnju nafte i plina u danskom dijelu Sjevernog mora te da će okončati svu postojeću proizvodnju do 2050. godine kao dio energetske tranzicije.

Sjeverno more je zbog tipičnih vjetrova, plitkog mora i zelenih politika vezano za ugljičnu neutralnost do 2050. godine izrazito popularno područje za odobalne vjetroparkove, posebno za Njemačku i Dansku. Ovakva inicijativa je prigoda za naftno-plinsku industriju u Sjevernom moru koje se smatra "zrelom" regijom, u smislu da se sve većem broju polja bliži kraj životnog vijeka ili su ga već doživjeli. Stoga je ideja iskorištavanja masivnih struktura odobalnih platformi kao vjetroelektrana moguća zelena tranzicija naftne industrije (Zelenko, 2020).

3.2. Bazeni istočne Afrike

U usporedbi s dugom poviješću istraživanja i gigantskim otkrićima u sjevernoj i zapadnoj Africi, dubokomorska područja istočne Afrike našle su mjesto na svjetskoj karti ugljikovodika tek u posljednjih nekoliko godina otkrićima niza dubokomorskih plinskih polja svjetskih razmjera u Rovumi, Tanzaniji i nekim drugim bazenima.

Istočnoafrička kontinentalna margina odnosi se na obale istočne Afrike južno od Somalije. Obuhvaća sedam bazena: Somalija, Rama, Tanzanija, Rovuma, Zambezi Delte, Morondava i Majunga. Operacije bušenja i istraživanja duž obalnih linija istočne Afrike započele su 1958. godine. Do 2010. godine na obali i u plitkom odobalju pronađeno je samo sedam komercijalnih plinskih polja srednje ili male veličine. Od kolovoza 2010. godine, istražne operacije usmjerene su na duboke i ultra duboke vode. Do kraja 2014. godine u bazenima Rovuma i Tanzanija pronađeno je 36 srednjih ili velikih plinskih polja plina, uključujući devet ogromnih dubokomorskih polja plina (engl. *giants*). Sa stopom uspjeha preko 80% za istražne bušotine, Istočna Afrika trenutno je izrazito potentno mjesto za istraživanje prirodnog plina u svijetu.



Slika 3-23. Bazeni istočne Afrike i pripadajuća dubokomorska plinska polja (Sternbach, 2020)

Trenutno su sva otkrića u dubokomorskim područjima istočne Afrike raspoređena u sjevernom bazenu delte Rovuma i kontinentalnoj padini bazena Tanzanija (slika 3-23). S malim ukupnim stupnjem istraženosti, dubokomorska područja mogu predstavljati velik potencijal za buduće istražne operacije.

Tablica 3-7. Divovska plinska otkrića u istočnoj Africi (Pratama, 2021)

Plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen	Država	Dubina mora (m)	Pridobive rezerve - ($x10^9$ m^3)
Mamba	2012./03.	Rovuma	Mozambik	1690	1557,6
Prosperidade	2012./11.	Rovuma	Mozambik	1548	731,1
Golfinho	2012./05.	Rovuma	Mozambik	1027	559,7
Coral	2012./05.	Rovuma	Mozambik	2261	305,4
Mzia	2012./06.	Rovuma	Tanzanija	1639	153
Agulha	2013./08.	Rovuma	Mozambik	2492	146,1
Jodari 1	2012./03.	Rovuma	Tanzanija	1295	120,7
Tangawizi	2013./03.	Tanzania	Tanzanija	2490	111,1
Lavani 1	2012./12.	Tanzania	Tanzanija	2490	111,1

3.2.1.1. Mozambik

Mozambik ne proizvodi sirovu naftu niti ima ikakvih prerađivačkih kapaciteta Mozambik je mali proizvođač prirodnog plina, ali značajna ležišta prirodnog plina otkrivena u Području 1 i Području 4 dubokomorskog bazena Rovuma, koji se nalazi uz sjevernu obalu zemlje, mogla bi zemlju pretvoriti u značajnog izvoznika ukapljenog prirodnog plina (LNG).

Bazen Rovuma je obalni bazen koji se nalazi u blizini granice Mozambika i Tanzanije. Bazen se prostire na približno 31000 km^2. Većina nedavnih istraživanja prirodnog plina u Mozambiku obavljena je u Području 1 i Području 4 bazena Rovuma.

Područje 1

Područje 1 bazena Rovuma udaljeno je 25 milja od obale. Pridobive rezerve prirodnog plina procjenjuju se na $2{,}12\times10^{12}$ m^3 (75×10^{12} cf). Otkrića u kompleksima Prosperidade i Golfinho-Atum Područja 1 uključuju polja: Atum, Barquentine, Camarao, Golfinho, Lagosta, Orca i Windjammer (EIA, 2020c).

To su otkrića koja su sve započela za mozambičku industriju ugljikovodika u nastajanju. Pod zajedničkim nazivom Kompleks Prosperidade, procjenjuje se da blok ima pridobive zalihe u rasponu od 481 do 849 $\times10^9$ m^3 (od 17 do 30 $\times10^{12}$ cf) prirodnog plina. Izvorni planovi za eksploataciju i razvoj kompleksa Prosperidade uključivali su 30 do 35 podmorskih proizvodnih bušotina koja cjevovodima otpremaju plin ka postrojenju za ukapljivanje u Afungiju inicijalno izvedenim uz pomoć dvije jedinica za ukapljivanje (engl. *LNG train*) (NES FIRCROFT, 2020).

Iako su otkrića Golfinho-Atum također smještena u istom bloku kao i kompleks Prosperidade, ona se razvijaju odvojeno. Kompleks Golfinho-Atum sadrži oko 903×10^9 m^3 (31,9 Tcf) zaliha prirodnog plina koji će na kraju napajati LNG postrojenje u Afungiju. Planirano je da se sastoji od 20 podmorskih bušotina s vodoravnim erupcijskim uređajima raspoređenima u 10 razdjelnika. Potom će se plin isporučivati nizom izvoznih cjevovoda promjera 16 inča u postrojenje za LNG Afungi. Kompleks razvija konzorcij predvođen tvrtkom Total koji još uključuje tvrtke Mitsui E&P Mozambique Area 1 Ltd (20%), ENH (15%), BPRL Ventures Mozambique (10%), ONGC Videsh Ltd (10%), Oil India Ltd (10%) i PTTEP Alžir (8,5%) (NES FIRCROFT, 2020).

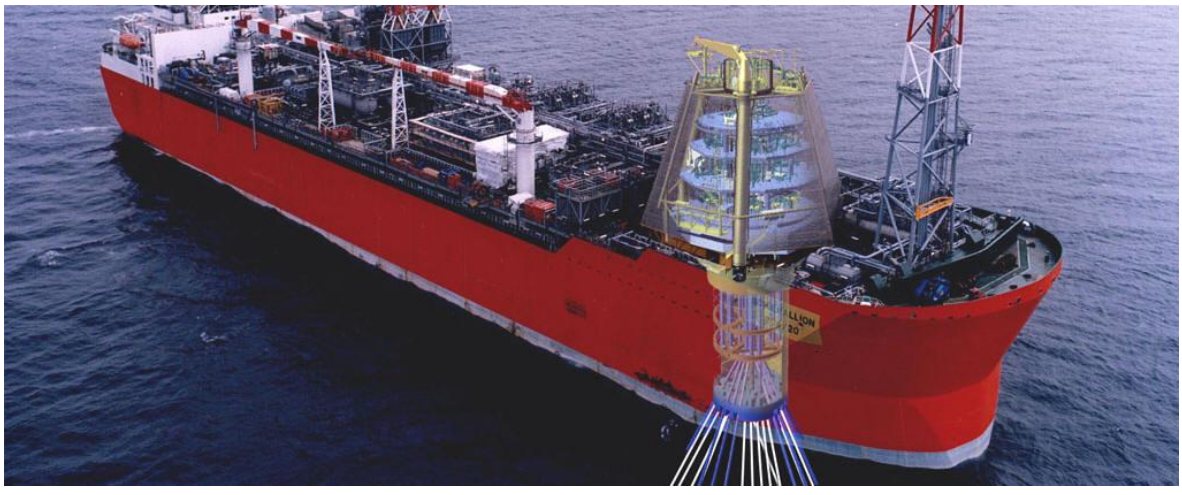
Konzorcij tvrtki na čelu s Totalom gura u razvoj drugi od velikih Mozambikovih LNG projekta na kopnu, naziva Mozambique LNG u Afungiju. Postrojenje će prirodni plin

dobivati pretežno s polja Područja 1, poput kompleksa Golfinho-Atum i kompleksa Prosperidade.

Područje 4

Područje 4 bazena Rovuma udaljeno je 50 milja od obale i prostire se na 5405 km^2. Procjenjuju se pridobive rezerve prirodnog plina na Području 4 od $2{,}41\times10^{12}$ m^3 (85 Tcf) (EIA, 2020c).

Polje Carol, smješteno u Području 4 razvija talijanski Eni u sklopu konzorcija Mozambik Rovuma Venture (koji se sastoji od tvrtki ExxonMobil, Eni, China National Petroleum Corporation). Također unutar bloka Područja 4 nalazi se otkriće Agulha. Eni gradi ultra dubokomorsko plutajuće postrojenje za ukapljeni prirodni plin (FLNG) za preradu prirodnog plina proizvedenog na polju Carol. Postrojenje bi moglo preraditi do $12{,}65\times10^{6}$ m^3/d (447 milijuna kubičnih stopa prirodnog plina dnevno (MMcf/d)) (EIA, 2020c). Razvoj polja Carol uključuje bušenje šest podmorskih bušotina i izgradnju i postavljanje plutajućeg postrojenja za LNG. Sastojat će se od plutajućeg broda s dvostrukim trupom unaprijeđenog sa sustavom sidrenja putem unutarnjeg sidrenog sustava (engl. *TMS – Turret mooring system*, slika 3-24), opremljenog za prihvat, obradu i ukapljivanje proizvedenog plina. Također će sadržavati i uređaje za otpremu, zajedno sa spremnicima za LNG i kondenzat (Offshore Technology, 2015c).



Slika 3-24. TMS na presjeku FLNG-a (JPT, 2014)

Kompleks Mamba ujedno i kompleks s najvećim rezervama u istočnoj Africi sastoji se od tri polja koja se preklapaju - Mamba Sjever, Mamba Sjeveroistok i Mamba Jug, smješten je u Području 4 i privest će se proizvodnji uz pomoć Rovuma LNG. Početna faza projekta razvoja kompleksa Mamba uključivat će 21 podmorsku bušotinu, u 1800 m dubokom moru odakle će se transportirati plin putem četiri cjevovoda do 60 km udaljenih jedinica za ukapljivanje. Očekuje se da će ove bušotine proizvoditi $2,83\times10^6$ m^3/d (100 MMcf/dan) s puštanjem u rad 2024. godine. Kompleks Mamba razvija Mozambique Rovuma Venture (70%), zajedno s Galp Energy (10%), KOGAS (10%) i ENH (10%) (NES FIRCROFT, 2020).

Postrojenje za ukapljivanje LNG Rovuma predstavlja jedan od najvećih građevinskih projekata koji se ikad izveo u Mozambiku. Upravo će ovaj projekt, zajedno s Totalovim Mozambique LNG Projektom, biti odgovoran za pretvaranje Mozambika od marginalnog proizvođača ugljikovodika u globalnog energetskog diva.

Napredak Mozambika u industriji LNG-a ometen je učestalim napadima militanata u najsjevernijoj mozambičkoj provinciji Cabo Delgado. Od ožujka 2020. godini militanti su dva puta ciljali Mocimboa da Praia, lučki grad nedaleko od Totalovog LNG projekta.

3.2.1.2. Tanzanija

Tanzanija je mali proizvođač prirodnog plina, ali ta zemlja u budućnosti planira postati izvoznik ukapljenog prirodnog plina. Od 2010. godine u podmorskoj južnoj Tanzaniji otkriveno je nekoliko polja prirodnog plina koja su bila dovoljna za projekt izgradnje postrojenje za LNG. Pronađena su dubokomorska polja u bazenima Rovuma i Tanzanija. U bazenima Rovuma pronađena su polja Mzia i Jovari 1, a u bazenu Tanzania polja Tangawizi i Lavani 1.

Tanzanija je dokazala zalihe prirodnog plina od $1,61\times10^{12}$ m^3 (57 Tcf), s najmanje $1,4\times10^{12}$ m^3 (49,5 Tcf) tih rezervi daleko u moru u Indijskom oceanu. Equinor je započeo aktivnosti istražnog bušenja u bloku 2 u priobalnoj Tanzaniji 2011. godine. Izbušeno je ukupno 15 istraživačkih bušotina, što je rezultiralo s devet otkrića s procijenjenom količinom plina više od 566×10^9 m^3 (20 Tcf) (Tanzaniainvest, 2021).

Projekt ukapljenog prirodnog plina u Tanzaniji (TLNGP), također poznat pod nazivom Likong'o-Mchinga projekt ukapljenog prirodnog plina (LMLNGP), planirano je postrojenje

za preradu ukapljenog prirodnog plina koje će se nalaziti na obali Indijskog oceana, nasuprot glavnih morskih ležišta plina u Tanzaniji. Unatoč golemim otkrićima, projekti za prirodni plin u odobalju Tanzanije, koji uključuju razradu ležišta i izgradnju postrojenja za LNG za izvoz plina, još uvijek nisu odobreni od strane bilo koje tvrtke. U travnju 2014. međunarodne tvrtke dogovorile su se da će zajedno graditi postrojenje za LNG u partnerstvu s Tanzanijskom naftnom razvojnom korporacijom (engl. *TPDC – Tanzania Petroleum Development Corporation*), nacionalnom naftnom tvrtkom Tanzanije. TPDC je nedavno finalizirao ugovor o stjecanju vlasništva nad zemljištem u gradu Lindi u južnom primorju za izgradnju postrojenja za preradu plina i LNG-a, postigavši ključni korak. Parlament Tanzanije također je u srpnju 2015. godine donio tri zakonska akta kako bi se uklonila regulatorna dilema oko naftnog i plinskog sektora u zemlji, što je uključivalo Zakon o nafti (2015.), Zakon o upravljanju prihodima od nafte i plina (2015.) i Zakon o transparentnosti i odgovornosti ekstraktivne industriji Tanzanije (2015.) (EIA, 2016a).

Istočna obala Afrike bez obzira na neizgrađenost infrastrukture i slabu razvijenost odobalne industrije, zahvaljujući enormnim količinama inicijalnih pronalazaka plina ima priliku pojaviti se na karti najvećih plinskih odobalnih regija svijeta tj. država koje uživaju u svojim odobalnim bogatstvima. Politička stabilnost i sigurnost regije potencijalni je problem koji bi to mogao usporiti.

3.3. Bazeni zapadnog Pacifika

Zapadno pacifički dubokomorski bazeni odnose se na one nastale u regionalnom rastegnutom tektonskom okruženju koje prolazi kroz subdukciju Tihooceanske ploče na Euroazijsku ploču. Ti bazeni uključuju Ohotsko more, Japansko more, Južnokinesko more i Gippslandski bazen na jugoistoku Australije.

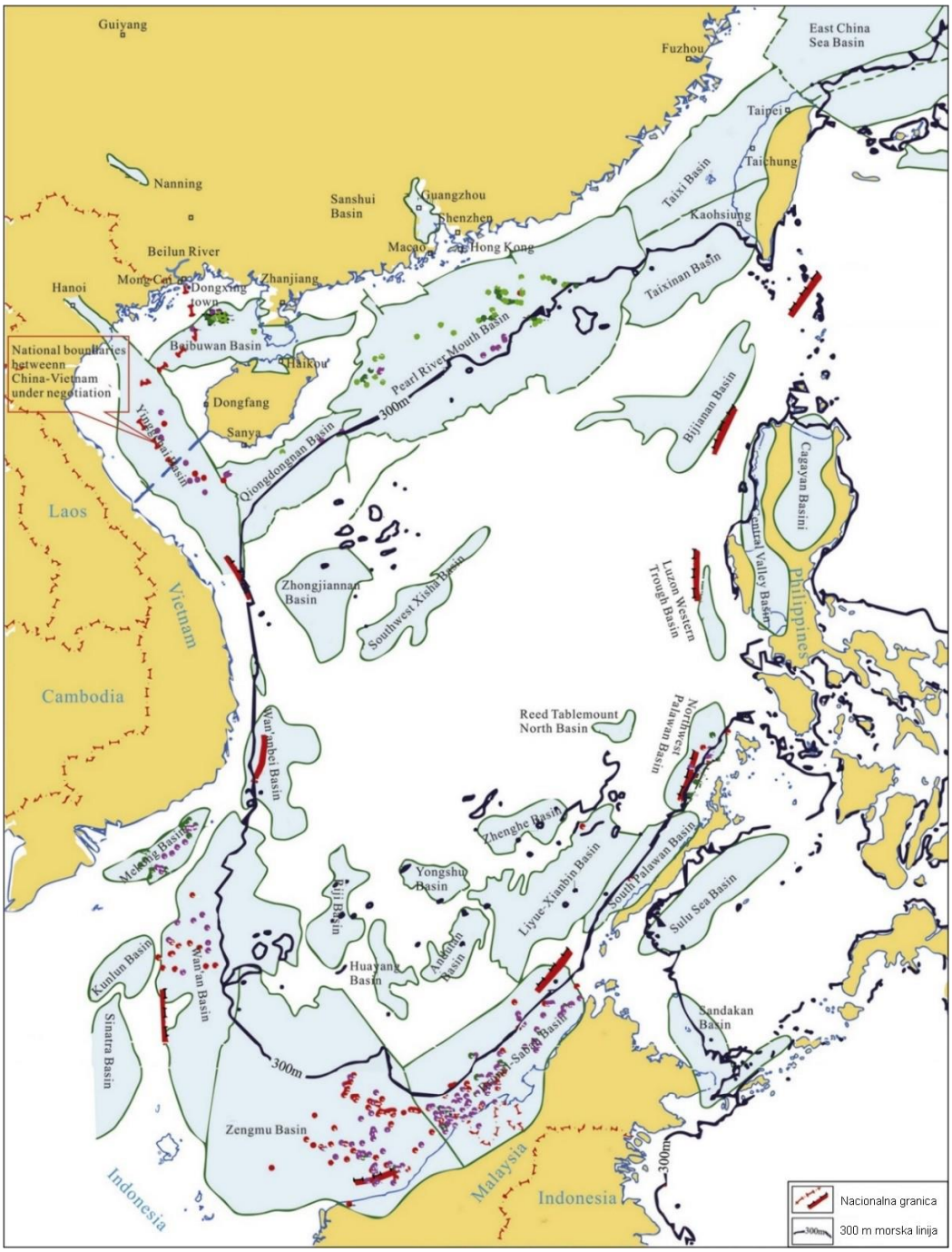
3.3.1. Sjeverni dio Južnog kineskog mora

Iako je Kina bila peti najveći proizvođač nafte i kondenzata na svijetu u 2019. godini, većina proizvodnje u zemlji dolazi iz zrelih polja koja zahtijevaju skupe poboljšane tehnike pridobivanja nafte kako bi se održala proizvodnja.

Kao odgovor na sve veću upotrebu uvozne sirove nafte u Kini, vlada je pozvala nacionalne naftne kompanije (engl. *NOC – National Oil Company*) da podignu razinu domaće proizvodnje nafte u 2018. godini. Oporavak cijene nafte počevši od 2016. godine također je omogućio razradu kineskih tehnički izazovnih polja profitabilnim. Ti su čimbenici potaknuli tri glavna NOC-a da povećaju zajednička ulaganja u *upstream* za 30% u 2018. i 23% u 2019. godini (CNOOC - *China National Offshore Oil Corporation* – odobalne aktivnosti). Također, kako bi privukla više ulaganja i tehničke stručnosti i učinila kineski *upstream* sektor konkurentnijim, vlada je ublažila ograničenja na strana i privatna ulaganja u kineske konvencionalne sektore nafte i prirodnog plina od svibnja 2020. godine (EIA, 2020d).

Kineska proizvodnja prirodnog plina kontinuirano raste tijekom posljednjih nekoliko godina dok zemlja pokušava ispuniti rastuću potrebu za prirodnim plinom. Kineska odobalna proizvodnja prirodnog plina povećala se za 10,5% od 2018. godine na $9{,}48\times10^{9}$ m^3 (335 Bcf) u 2019. godini, uglavnom zahvaljujući rastu u Južnokineskom moru (EIA, 2020d). Procjene ukupnih kineskih dokazanih i potencijalnih rezervi u Južnom kineskom moru iznose 207×10^{6} m^3 (1,3 Gbbl) za naftu i kondenzat te 425×10^{9} m^3 (15 Tcf) za plin (OGJ, 2021).

Dubokomorski bazeni kontinentalne margine na sjeveru Južnog kineskog mora mogu se podijeliti u dva pojasa na sjeveru, odnosno na jugu: sjeverni pojas raspoređen je duž Jugoistočnog Hainan bazena (Qiongdongnan) – Pearl River Mouth bazena – Taixinan bazena; a južni pojas raspoređen je duž Zhongsha bazena – Bijianan bazena, koji se vide na slici 3-25.



Slika 3-25. Bazeni/dubokomorska polja u Južnom Kineskom moru (Yu et al., 2008)

Većina postojećih otkrića nafte i plina u dubokomorskim područjima Južnokineskog mora raspoređena su u bazenu jugoistočnog Hainana i Pearl River Mouth bazenu. Dubokomorska područja kontinentalne padine u Pearl River Mouth – jugoistočnog Hainan bazena imaju kratku povijest istraživanja sa seizmičkim istraživanjima započetim krajem 1970-ih i bušenjem započetim sredinom 1980-ih.

U bazenu Pearl River Mouth 1986. godine izbušena je prva dubokomorska istražna bušotina - Lufeng-22-1-1 (dubina mora - 332 m). Od tada, otkriveno je naftno polje Liuhua 11-1, plinsko polje Liwan 3-1, plinsko polje Liuhua 34-2, plinsko polje Liuhua 29-1, plinsko polje Liuhua 16-2 i mnogobrojne druge naftonosne strukture.

Istraživanja u dubokomorskim područjima bazena jugoistočnog Hainana započele su u proteklom desetljeću. Krajem 2010. godine probušen je strukturni blok plitkih ležišta prirodnog plina Lingshui 22-1. Od tada su Lingshui 17-2, Lingshui 25-1, Lingshui 18-1 i druga plinska polja otkrivena u sustavu Centralnog kanjona. Uspješni početak istraživanja ugljikovodika na ovim dubokomorskim područjima istaknuli su golemi potencijal za istraživanje ugljikovodika u dubokomorskim područjima na sjeveru Južnog kineskog mora.

Tablica 3-8. Najveća dubokomorska naftna/plinska polja u sjevernom Južnom Kineskom moru (Pratama, 2021)

Naftno/plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen/ Država	Dubina mora (m)	Vrsta rezervi	Rezerve
Lingshui 17-2	2014.	Jugo-istočni Hainan	1450-1550	Plin	Dokazane geološke rezerve prirodnog plina (pp): 102×10^9 m^3
Lingshui 25-1	2014.		980	Plin	Dokazane geološke rezerve pp: $47,2\times10^9$ m^3
Lingshui 18-1	2015.		1688	Plin	Dokazane geološke rezerve pp: $16,7\times10^9$ m^3
Liwan 3-1	2006.	Pearl River Mouth	1300-1500	Plin	Procijenjene pridobive rezerve pp: (113,3-169,9) $\times10^9$ m^3
Liuhua 34-2	2009.		1145	Plin	Test dnevne proizvodnosti pp: $1,55\times10^9$ m^3/d
Liuhua 29-1	2010.		720	Plin	Test dnevne proizvodnosti pp: $1,6131\times10^9$ m^3/d
Liuhua 20-2	2015.		390 prosječno	Nafta	Test dnevne proizvodnosti nafte: 1272,01 m^3/d (1091,41 t/d)
Liuhua 16-2	2010.		370-410	Nafta	Test dnevne proizvodnosti nafte: 555,46 m^3/d 476,60 t/d
Liuhua 11-1	1987.		300 prosječno	Nafta	Geološke naftne rezerve: $233,09\times10^6$ m^3 (200×10^6 t)

Lingshui 17-2

Plinsko polje Lingshui 17-2, smješteno u Južnom kineskom moru na dubini od oko 1500 m, smatra se prvim samostalno razrađenim dubokomorskim plinskim poljem u Kini. Otkriveno 2014. godine, priobalno plinsko polje razrađuje kineska državna naftna kompanija CNOOC. U 2021. godini očekuje se da će privesti proizvodnji plinsko polje Lingshui 17-2 koje bi trebalo dnevno proizvesti do $9{,}22\times10^3$ m^3oe (58.000 barela ekvivalenta nafte (boe)). Procjenjuje se da u plinskom polju Lingshui 17-2 ima više od 100 milijardi kubnih metara rezervi plina (NS ENERGY, 2020d).

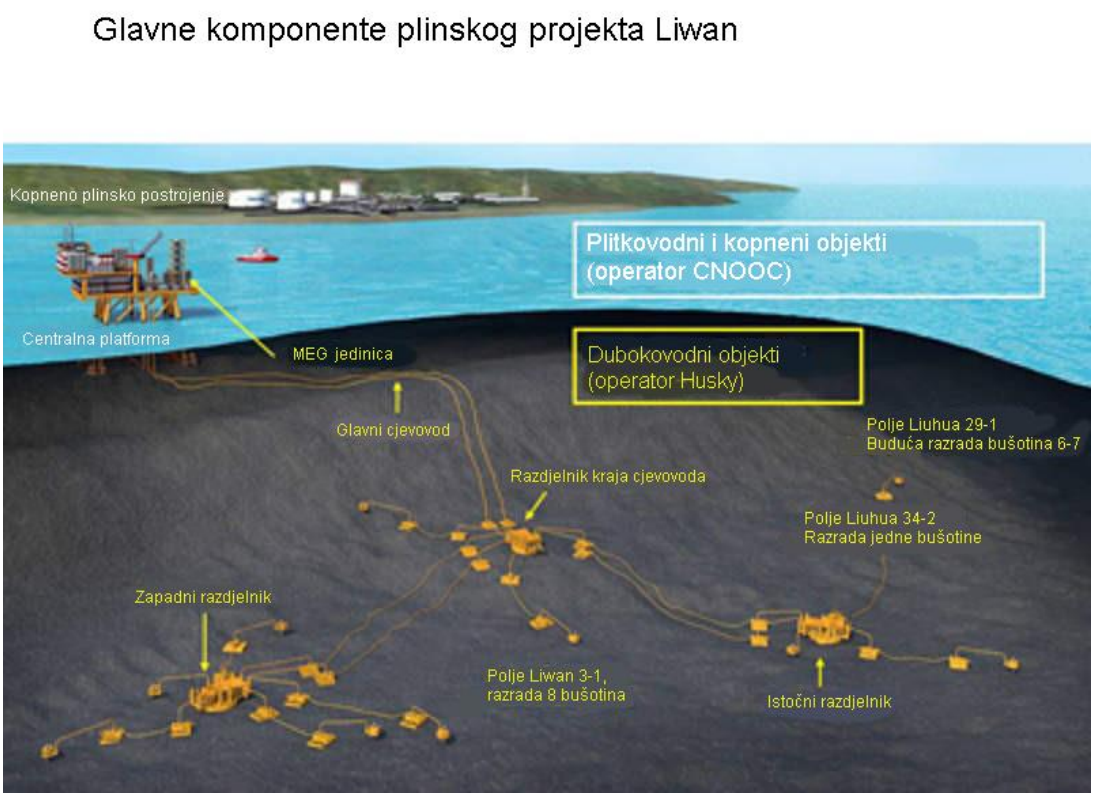
Razrada plinskog polja Lingshui 17-2 obuhvaća 11 proizvodnih bušotina i podmorski proizvodni sustav, uz korištenje poluuronjive proizvodne platforme. Otprema plina s platforme obavit će se cjevovodom promjera 18 inča i duljine 95 kilometara. Očekuje se da će projekt godišnje isporučivati više od tri milijarde kubnih metara plina u regije Guangdong, Hong Kong i Hainan.

Liwan

Plinski projekt Liwan smješten je u bloku Južnokineskog mora, otprilike 300 km jugoistočno od Hong Konga, prvo je razrađeno dubokomorsko plinsko polje u Kini. Smješteno u dubini mora do 1500 metara, odobalno plinsko polje Liwan otkriveno je 2006. godine, a iz njega se proizvodi od 2014. godine. Plinski projekt Liwan obuhvaća tri polja prirodnog plina koja uključuju već proizvodna polja Liwan 3-1 i Liuhua 34-2 i nadolazeću razradu polja Liuhua 29-1. Dakle, uključuje zajednički podmorski proizvodni sustav u plitkom odobalju podvodno vezan za kopneno postrojenje za preradu plina na otoku Gaoland. Husky Oil China, podružnica Husky Energy-a, ima 49% udjela u poljima Liwan 3-1 i Liuhua 34-2 i upravlja dubokomorskom infrastrukturom polja, dok CNOOC ima 51% udjela i upravlja plitkomorskom infrastrukturom u projektu. Polja Liwan 3-1 i Liuhua 34-2 započeli su proizvodnju 2014. godine. Tvrtka Husky Energy odobrila je razradu polja Liuhua 29-1 u prosincu 2017. godine, nakon sklapanja ugovora o prodaji plina. U travnju 2018. godine povećala je svoj udio u polju na 75%. Očekuje se da će polje Liuhua 29-1 započeti proizvodnju 2021. godine, dodajući $2{,}26\times10^6$ m^3/d (80 MMcf/d) plina ukupnoj proizvodnji polja Liwan, koja već u prosjeku iznosi više od $25{,}47\times10^6$ m^3/d. Procjenjuje se da plinsko polje Liwan ima do $1{,}7\times10^{11}$ m^3 (6 Tcf pridobivih rezervi plina) (NS ENERGY, 2019c).

Polje plina Liwan 3-1 razrađeno je s osam proizvodnih bušotina, dok je na polju Liuhua 34-2 samo jedna bušotina. Oba su polja povezana putem tri podmorska razdjelnika za centralnu

obradu polja Liwan, koji se nalazi na 200 m dubine mora, približno 75 km od polja Liwan 3-1. Prirodni plin proizveden iz svake bušotine usmjerava se do obližnjeg razdjelnika, a zatim do većeg razdjelnika na kraju cjevovoda, prije nego što se preusmjeri prema usponskim cijevima na središnjoj platformi. Sa svojim nadgrađem teškim 31000 t, dugačkim 110 m, širokim 77 m i visokim 95 m, središnja proizvodna platforma Liwan je najveći blok naftne i plinske platforme ikad izgrađen i instaliran u Aziji. Smješteno u dubini mora u rasponu od 520 do 1200 m, planiralo se razviti polje Liuhua 29-1 s ukupno sedam bušotina, uključujući četiri postojeće i tri nove proizvodne bušotine koje su se planirale izbušiti u krajem 2018. godine. Proizvodnja iz bušotina Liuhua 29-1 bit će izravno vezana uz postojeću podmorsku infrastrukturu Liwan i plinsko postrojenje Gaolan (NS ENERGY, 2019c).



Slika 3-26. Plinski projekt Liwan (Lepic, 2020)

Južno kinesko more je otvoreno more u tajfunskom pojasu istočne Azije. Godišnji prosjek u tom području je oko 20 tajfuna. Duboki dijelovi Južnokineskog mora također muče visoki valovi, s 30% valova viših od 2,5 m (Chow, 2000). Ovi nepovoljni okolišni čimbenici nesumnjivo ometaju odobalne programe istraživanja.

3.3.2. Odobalna područja jugoistočne Azije

U jugoistočnoj Aziji postoji više od 100 sedimentnih bazena, a za 47 od njih utvrđeno je da sadrže naftu/plin. Ključni bazeni s naftom i plinom u odobalnim područjima uključuju Tajlandski zaljev, Malajski zaljev, Zapadnu Natunu, Istočnu Natunu, Saravak, Brunei-Sabah, Palawan, Tarakan, Kutei, Istočnu Javu, Zapadnu Javu, Južnu Sumatru, Srednju Sumatru, Sjevernu Sumatru i bazene Saraswati (slika 3-27).



Slika 3-27. Glavni bazeni u jugoistočnoj Aziji (Nimmagadda, 2012)

U operacijama istraživanja nafte i plina u jugoistočnoj Aziji sudjeluju Indonezija, Malezija, Brunej, Tajland, Vijetnam i Filipini. Prethodne istražne radnje bile su usmjerene pretežno na kopno i plitka mora. Prema slici 3-27 vidi se da su glavni bazeni za proizvodnju ugljikovodika bazeni u Južnokineskom moru te Tajlandskom zaljevu i praktički istočnom odobalju Indonezije.

Indonezija je najveći proizvođač nafte i plina u Jugoistočnoj Aziji, ali od 2004. godine od izvoznika postaje uvoznik nafte. Međutim, Indonezija ima trinaeste najveće rezerve prirodnog plina u svijetu. Najstarija i najveća naftna polja u Indoneziji, uključujući polja

Duri i Minas, uglavnom se nalaze odobalno od istočne i južne Sumatre, izvan Južnokineskog mora. Slično tome, većina rezervi prirodnog plina nalazi se u na kopnu u blizini polja Arun u Acehu ili polja Badak na istočnom Kalimantanu (Borneo), također izvan Južnokineskog mora. Uz to, Indonezija je preusmjerila proizvodnju nafte i plina kako bi zadovoljila domaću potražnju, umjesto za izvoz. Slijedom toga, *upstream* industrija Indonezije trenutno igra ograničenu ulogu u proizvodnji iz Južnokineskog mora. Istodobno, PT Pertamina, indonezijska nacionalna naftna kompanija, pokušala je dobiti više udjela na poljima Južnokineskog mora, poput Natuninog bloka D-Alpha i odobalnih blokova u blizini Vijetnama u bazenu Nam Con Son. Tvrtka se nada da će polja s padom proizvodnje nadoknaditi novim otkrićima u regiji, zajedničkim istraživanjima s tvrtkama PetroVietnam i Petronas.

Malezija je drugi po veličini proizvođač nafte i prirodnog plina u jugoistočnoj Aziji, a peti je najveći izvoznik ukapljenog prirodnog plina na svijetu od 2019. godine. Strateški je smještena na važnim rutama za trgovinu pomorskom energijom. Malezijska energetska industrija važan je sektor rasta za gospodarstvo, što pokazuje sama nacionalna naftna kompanija Petronas, jedna od najvećih i najprofitabilnijih na svijetu. Vlada se usredotočila na povećanje proizvodnje ugljikovodika kroz *upstream* investiranje i istraživanje kao pokretače gospodarskog rasta, ali provođenje ove strategije postaje sve izazovnije jer je proizvodnja opadala kao rezultat starenja polja i nedostatka otkrića novih polja (EIA, 2016b).

Tajlandska proizvodnja sirove nafte dolazi iz Tajlandskog zaljeva i to oko 80%. Tvrtka Chevron je najveći proizvođač nafte na Tajlandu, čineći gotovo 70% proizvodnje sirove nafte i kondenzata u zemlji u 2011. godini. Najveće naftno polje je Chevronovo polje Benjamas smješteno u sjevernom bazenu Pattani. Proizvodnja polja dosegla je vrhunac 2006. godine, a zatim i pad na manje od $4{,}77\times10^3$ m^3/d (30.000 bpd) u 2010. godini. Neovisne tvrtke poput Salamander Energy i Coastal Energy posljednjih su godina došle do manjih otkrića, poput Bualuang, Songkhla i Bua Ban. Većina proizvodnje plina nalazi se u bazenu Pattani u Tajlandskom zaljevu. PTT (djelomično privatizirani NOC u zemlji), Total i BG Group imaju udjele u najvećem tajlandskom proizvodnom polju smještenom u bazenu, nazvanom Bongkot. Posljednjih nekoliko godina polje bilježi prosječnu proizvodnju od oko $6{,}23\times10^9$ m^3 (220 Bcf) plina godišnje. Zajedničko razvojno područje Malezije i Tajlanda (engl. *JDA – Joint Development Area*), smješteno u donjem dijelu Tajlandskog zaljeva i

sjevernom dijelu Malajskog bazena, također je velik doprinos opskrbi Tajlanda prirodnim plinom (Offshore, 2008).

Nacionalna naftna kompanija Bruneja (PetroleumBRUNEI) upravlja odobalnim aktivnostima u zemlji, dok je Brunei-Shell Petroleum, zajedničko ulaganje između Shella i vlade, jedini proizvođač sirove nafte u zemlji. Najveće odobalno nalazište nafte i plina u Bruneju naziva se Champion, koje je započelo proizvodnju 1972. godine. Plinsko polje Southwest Ampa čini većinu proizvodnje prirodnog plina u zemlji i opskrbljuje brunejsko postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina u naselju Lumut. Vlada daje prednost novim istraživačkim aktivnostima kako bi se suprotstavila starijim propadajućim poljima Bruneja. Istraživanje je postalo lakše otkako su Malezija i Brunej službeno riješili svoj odobalni teritorijalni spor u ožujku 2009. godine. PetroleumBRUNEI uspješno je sklopio ugovor o podjeli proizvodnje (engl. *PSA – production sharing agreement*) s malezijskim Petronas-om. Dvije nacionalne kompanije započela su s bušenjem na nekoliko naftnih i plinskih polja u blizini Bruneja 2011. godine i predložila su ulaganje u kopnenu petrokemijsku tvornicu za opskrbljivanje izvoznih tržišta (Offshore, 2008).

Vijetnam se nada da će proširiti proizvodnju na moru u Južnokineskom moru, kao način zadovoljavanja domaće potražnje i doprinosa državnim financijama. Zbog toga je vlada dodijelila velik broj ugovora stranim tvrtkama i počela ulagati u kapacitete za uplinjavanje LNG-a. Vijetnamska nacionalna kompanija PetroVietnam nosi aktivnost za svo istraživanje i proizvodnju, skladištenje, preradu i distribuciju nafte i plina. Izravno sudjeluje s 20% proizvodnje nafte u zemlji i polovicom proizvodnje plina, uz to što služi kao partner međunarodnim tvrtkama u gotovo svim novim projektima. Zbog vladinog nastojanja da dodijeli ugovore stranim partnerima, velike strane naftne tvrtke snažno su prisutne u vijetnamskoj odobalnoj proizvodnji u ugovorima o podjeli proizvodnje s PetroVietnamom. Chevron djeluje odobalnim Vijetnamom od 1996. godine. Tvrtka trenutno upravlja s tri PSC-a u bazenima Cuu Long i Phu Khanh koji se procjenjuju na oko 142×10^9 m^3 (5 Tcf) u dokazanim i vjerojatnim rezervama u odobalju Vijetnama. Francuski Perenco najveći je energetski ulagač s poljima u Južnokineskom moru i u Tajlandskom zaljevu. Eni ima polovične udjele u odobalnim blokovima, uključujući bazen Song Hong za kojeg se procjenjuje da sadrži 10% vijetnamskih rezervi ugljikovodika. Također djeluju tvrtke iz okruženja (Kina, Singapur, Koreja) i ukupno proizvedu $15{,}9\times10^3$ m^3/d (100.000 bpd) nafte (EIA, 2016b).



Slika 3-28. Lokacije najvećih otkrića nafte/plina u Jugoistočnoj Aziji >80×10^6 m^3 (500 MMboe), bijelo – prije 1988., crveno – 1988.-2010. (LePan, 2019)

Od početka 21. stoljeća, istražne su operacije brzo uznapredovale do dubokomorskih područja. Veliki broj dubokomorskih naftnih polja pronađen je u Brunei-Sabahu, Palawanu, Sarawak-u, Kutei-u i drugim bazenima ili dubokomorskim područjima. Otkriće ovih naftnih polja naglašava velike potencijale dubokomorskih područja u jugoistočnoj Aziji. Procjene pokazuju da dubokomorska područja jugoistočne Azije sadrže bogate resurse ugljikovodika, što čini oko 17% ukupnih svjetskih dubokomorskih resursa (Yu et al., 2008). Međutim, istražne radnje u dubokomorskim područjima još su u početnoj fazi. U budućnosti se dubokomorska područja u zemljama jugoistočne Azije mogu smatrati ključnim doprinosima povećanju rezervi i proizvodnje. Neka od najvećih plinskih dubokomorskih polja otkrivenih u Jugoistočnoj Aziji su plinsko polje Abadi u Indoneziji, točnije u moru Arafura (još nije privedeno proizvodnji) i Malampaya u Filipinima, u bazenu Sjeverozapadni Palawan. Od naftnih polja dominira Malezija s poljima Ubah-2 u bazenu Sabah Sea odobalno od istoimene malezijske pokrajine na otoku Borneo i Kikeh u Barama Delta bazenu, također u zapadnom odobalju Bornea koji dijeli sa Brunejom.

Tablica 3-9. Najveća naftna/plinska polja u dubokomorskoj jugoistočnoj Aziji (Pratama, 2021)

Naftno/plinsko polje	Vrijeme otkrića	Država	Bazen	Dubina mora (m)	Vrsta rezervi	Rezerve
Abadi	2000.	Indonezija	Arafursko more	300-1000	Plin	Procijenjene rezerve: 283,0 × 10^9 m^3
Malampaya	2001.	Filipini	Sjeveroza padni Palawan	820	Plin	Pridobive rezerve: (87,164-93,107) × 10^9 m^3
West Sento	2001.	Malezija	Kutei	963	Plin	Geološke rezerve: 109,71×10^6 m^3 (94,13 × 10^6 t)
Ubah-2	2005.	Malezija	Sabahsko more Blok G	1430	Nafta	Očekivane naftne rezerve: 79,5×10^6 m^3 (68,21 × 10^6 t)
Kikeh	2006.	Malezija	Baram Delta	1300	Nafta	Očekivane pridobive rezerve: (63,6-111,3) ×10^6 m^3 ((54,57-95,50) × 10^6 t)
Gumusat-Kakap	2003.	Malezija	Baram Delta	1250	Nafta	Pridobive rezerve: 69,49×10^6 m^3 (59,62 × 10^6 t)
Kebabangan	1994.	Malezija	Sabahsko more	100-400	Plin	Procijenjene rezerve: 62,26 × 10^9 m^3
Jangkrik Complex Development	2009.	Indonezija	Blok Malabar	200-500	Plin	Dokazane rezerve: 367,9 × 10^9 m^3
Malikai	2004.	Malezija	Sabahsko more Blok G	565	Nafta/ Plin	Pridobive rezerve: (7,95-15,9) ×10^6 m^3) ((6,82-13,64) × 10^6 toe)

Abadi

Abadi je dugo odgađani integrirani LNG projekt u istočnoj Indoneziji koji sadrži najveće rezerve u dubokom odobalju Jugoistočnoj Aziji. Poznat i kao projekt Masela LNG, uključuje

razvoj plinskog polja Abadi u bloku Masela u Arafurskom moru, kao i kopneni LNG terminal kapaciteta 21×10^6 m^3/g (9,5 milijuna tona godišnje (Mtpa)) LNG-a. Japanska naftna i plinska tvrtka INPEX, koja je razvila slični integrirani projekt LNG Ichthys u Australiji, ima 65% udjela i nositelj je projekta. Preostalih 35% udjela drži Shell. Iako je prvotno predloženo da se razvije kao plutajući LNG projekt, plan razvoja revidiran je u 2019. godini tako da uključuje kopneno postrojenje za LNG. Predviđen za puštanje u rad 2027. godine, očekuje se da će projekt Abadi LNG proizvoditi $4{,}25\times10^6$ m^3 (150 Mcf) plina za domaću opskrbu i $5{,}57\times10^3$ m^3 (35.000 bbl) kondenzata dnevno, osim što će proizvoditi 21×10^6 m^3 (9,5 Mt) ukapljenog prirodnog plina godišnje (Offshore Technology, 2014c).

Plinsko polje Abadi nalazi se u bloku Masela na dubinama vode između 400 i 800 m u Arafurskom moru, približno 150 km odobalno od naselja Saumlaki u provinciji Maluku, Indonezija. INPEX je otkrio plinsko polje Abadi bušenjem istraživačke bušotine Abadi-1 2000. godine. Podmorsko polje naknadno je procijenjeno s devet ocjenskih bušotina kako bi se potvrdila produktivnost ležišta. Prve dvije ocjenske bušotine, naime Abadi-2 i Abadi-3, bušili su Energy Searcher i Ocean General 2002. godine. Sljedeće četiri ocjenske bušotine bušio je Ocean General tijekom 2007. i 2008. godine. Izbušene su još tri ocjenske bušotine kako bi se povećao volumen pridobivih rezervi tijekom 2013. i 2014. godine. Procjenjuje se da polje Abadi sadrži više od 283×10^9 m^3 (10 Tcf) dokazanih rezervi prirodnog plina (NS ENERGY, 2020e). INPEX je potpisao memorandum o razumijevanju (engl. *MOU – Memorandum of Understanding*) s državnim tvrtkama PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) i PT Pupuk Indonesia za dugoročnu domaću opskrbu LNG-om i plinovodima iz projekta Abadi LNG u veljači 2020. godine.

Jedan od glavnih razloga dugog odgađanja ovog projekta je njegova sama lokacija u Arafurskom moru, što ga čini udaljenim od glavnih domaćih potrošača, ali i regionalnih u vidu Jugoistočne Azije i Kine (za povezivanje plinovodom kao druga područja u JI Aziji). Samim time potrebno je napraviti LNG terminal za izvoz plina što je višestruko povećalo kapitalne troškove za uključene strane.

Kikeh

Polje Kikeh nalazi se 120 km sjeverozapadno od otoka Labuan, u priobalju pokrajine Sabah, istočna Malezija, u dubinama vode od približno 1300 m. Naftna kompanija Murphy Sabah upravlja poljem Kikeh u ime partnera, tvrtke Petronas. Kikeh ima pridobive rezerve od 63,6 do $111{,}3)\times10^6$ m^3 (400 - 700 MMbbl) nafte. Maksimum proizvodnje od $19{,}08\times10^3$ m^3/d

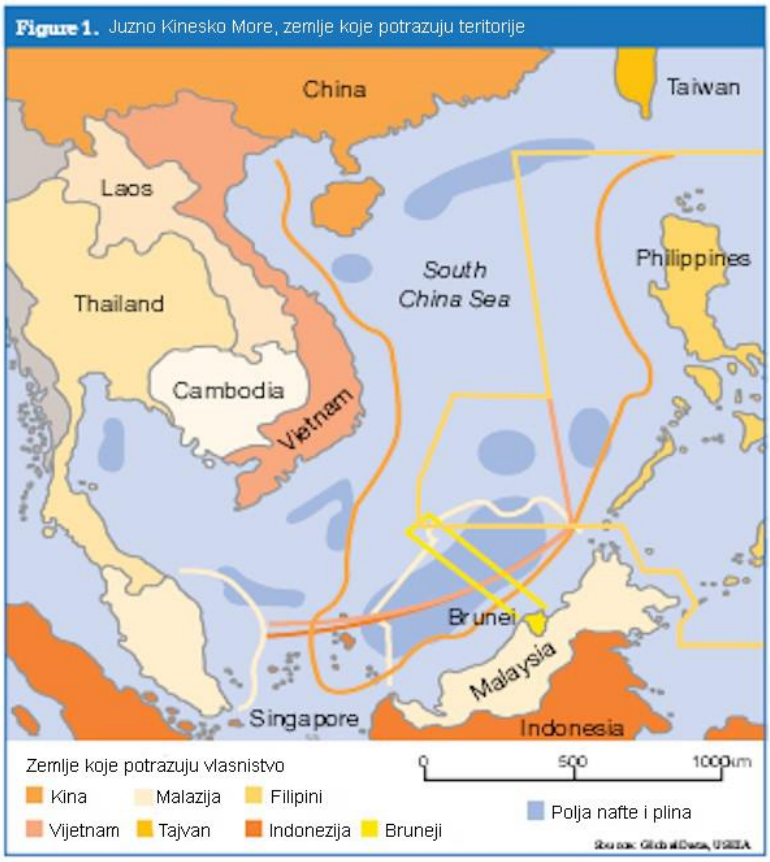
(120.000 bpd) postignut je u roku od dvije godine od početka proizvodnje nafte, i očekivao se na toj razini zadržati 6 godina. Početkom 2006. godine, Petronas je Murphy-u dodijelio dozvolu za dubokomorsko istraživanje za blok P i produženje roka istraživanja dijela bloka K (A Barrel Full, 2008).

Polje je razrađeno uz pomoć FPSO jedinice Kikeh, koja prihvaća proizvodnju iz bušotina tzv. mokrim erucpijskim uređajem (engl. *wet-tree*) i iz bušotina s tzv. suhim erupcijskim uređajem bušenih SPAR platformom sa suhim erupcijskim uređajima (engl. *Single Point Anchor Reservoir dry-tree unit*). Na SPAR platformi su 24 otvora za potencijalne bušotine (engl. *slots*). Uz SPAR platformu angažirano je pomoćno (engl. *tender assited drilling rig*) postrojenje za izradu bušotina, a često uz potporu barže za pomoćne radnje. Prednost joj je fleksibilnost i nepotrebnost montiranja bušaće garniture na SPAR platformu, što uvelike umanjuje trošak projekta. FPSO Kikeh bit će smješten u 1350 m dubine mora. Ima skladišni kapacitet od 318×10^3 m^3 (2 MMbbl). FPSO je dizajniran za proizvodnju nafte od $19{,}08\times10^3$ m^3/d (120.000 bpd) i utiskivanje od $41{,}34\times10^3$ m^3/d (260.000 bpd) vode. Također dnevno može utisnuti 135×10^6 m^3 plina. Pramac sadrži vanjsku plutaču koja može primiti do 17 fleksibilnih usponskih cijevi promjera od 8 do 10 inča. Za početak je planirano da će biti devet usponskih cijevi, a četiri u doglednoj budućnosti. Polje Kikeh privedeno je proizvodnji 2007. godine te je ujedno bilo prvo dubokomorsko polje razvijeno u Maleziji i u ovoj regiji Azije-Pacifika (Offshore Technology, 2008b).



Slika 3-29. FSPO Kikeh s vanjskim sustavom za proizvodnju i sidrenje na pramcu (Offshore Technology, 2008b)

Veliki utjecaj na odobalnu proizvodnju iz Južnog kineskog mora imaju nesuglasice oko morskog teritorija, poglavito Vijetnama i Kine, zbog Spartly otočića koji se nalaze na centralnom području mora. Prevlast nad njima omogućava (potencijalno) širenje isključivog gospodarskog pojasa (engl. *EEZ*) države. Upravo takvu situaciju iskorištava Kina, koja nenaseljene otočiće drži pod vojnom opsadom time polažući i prava na okolni morski teritorij potencijalno bogat ugljikovodicima. Naravno, to ne prihvaćaju okolne države. Sljedeća slika prikazuje granice morskih teritorija država u Južnom kineskom moru.



Slika 3-30. Morske granice okolnih država Južnog kineskog mora (Growthmarkets oil, n.d.)

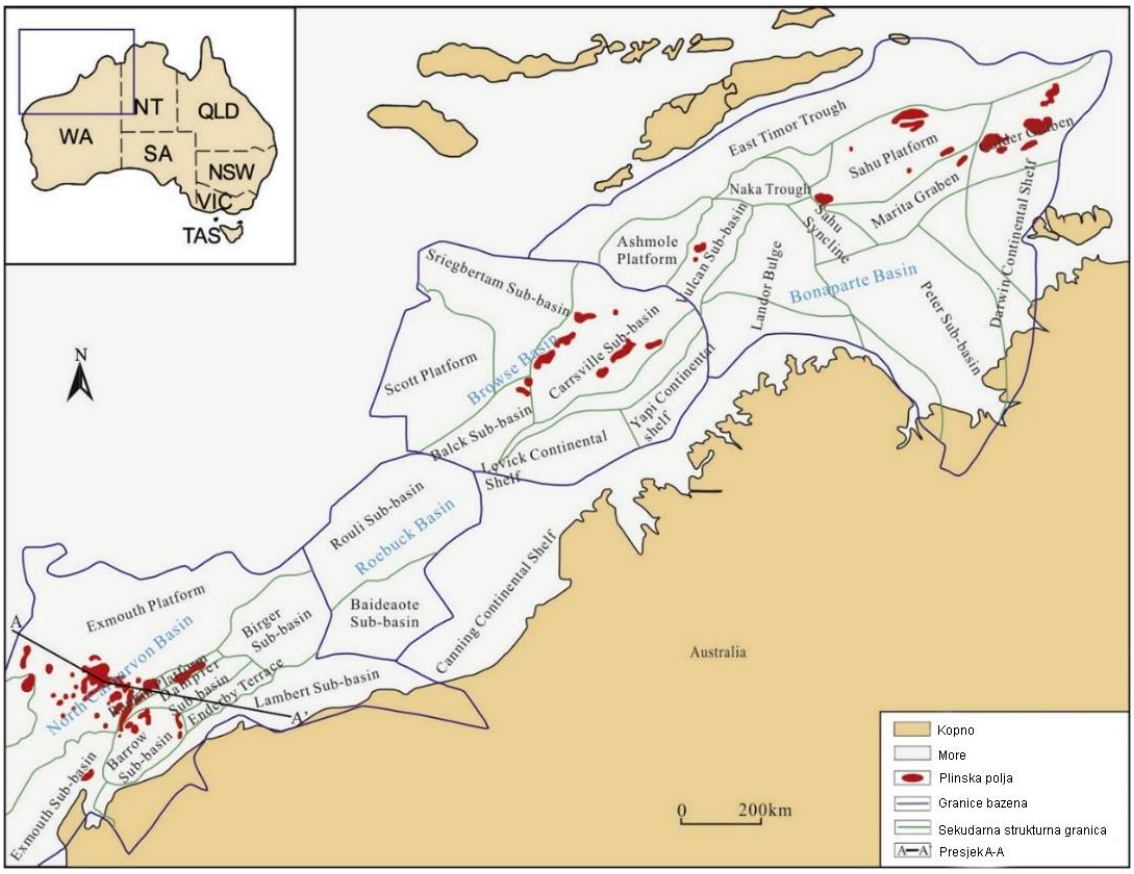
3.4. Bazeni Neotetisa

Strukturna domena uključuje bazene "pasivne" kontinentalne margine na sjeverozapadnom australskom "šelfu", dubokomorske bazene zaljeva Mijanmara, dubokomorske bazene Bengalskog zaljeva, bazene Arapskog (Perzijskog) zaljeva i duboke bazene Mediterana odnosno Sredozemlja. S različitim formacijama i velikim razmjerima, ti bazeni pridonose

višestrukim masivnim zonama bogatim plinovima. Pasivna margina je prijelaz između oceanske i kontinentalne kore, koja u tektonskim procesima nema aktivnu ulogu. Ona nastaje sedimentacijom iznad nekadašnjeg rasjeda, i tako se stvara prijelazni tip kore (npr. gdje nema subdukcije ploča).

3.4.1. Sjeverozapadni australski kontinentalni plićak (šelf)

Sjeverozapadni šelf Australije pretežno se sastoji od četiri bazena: Sjeverni Carnarvon, Roebuck, Browse i Bonaparte. Prva istražna bušotina na tom području izbušena je 1953. godine. Sve do 2010. godine izbušeno je preko 900 bušotina u bazenima Sjeverni Carnarvon, Browse i Bonaparte. Ukupno je pronađeno 282 naftnih/plinskih polja s ukupnim pridobivim rezervama nafte od $1164{,}3\times10^6$ m^3oe (999×10^6 toe) i pridobivim rezervama plina od $5{,}72\times10^{12}$ m^3. S udjelom rezervi plina do 83,2%, ovo se područje može klasificirati kao tipična regija u svijetu koja je bogata plinom, ali siromašna naftom (Zhang et al., 2015).



Slika 3-31. Bazeni/dubokomorska polja sjeverozapadnog australskog šelfa (Sternbach, 2020)

Odobalna regija zapadne Australije imala je najveći udio u ukupnoj proizvodnji prirodnog plina (63%) u 2015. godini. Većina postojećih ležišta ima obrasce raspodjele koji su karakterizirani naftom u gornjim dijelovima, a plin u donjim dijelovima, te nafta u dijelovima bliže obali, a plin u dijelovima udaljenijim od obale. Dubokomorsko istraživanje nafte i plina na sjeverozapadnom australskom šelfu započelo je 1979. godine. Uz veliku primjenu 3D seizmičkih podataka i najmodernijih tehnologija za interpretaciju seizmičkih podataka od 1992. godine, istraživanje dubokih voda na naftu i plin ima uspjeh do 50%. Do sada je na tom području otkriveno nekoliko dubokomorskih plinskih polja, kao što su Jansz, Io, Chrysaor i Dionysus. Općenito, područje ima relativno nizak stupanj istraživanja s velikim izgledima u rasjednim formacijama dubokomorskih područja (EIA, 2020e).

Tablica 3-10. Najveća dubokomorska plinska polja u sjeverozapadnom šelfu Australije (Pratama, 2021)

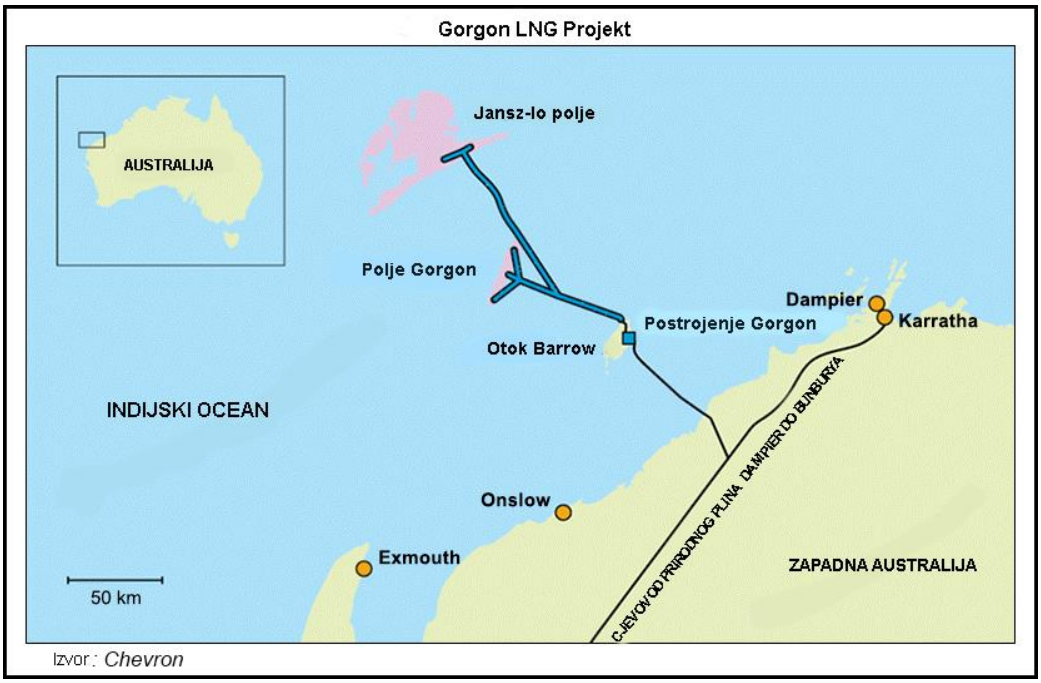
Plinsko polje	Vrijeme otkrića	Bazen	Dubina mora (m)	Pridobive rezerve plina - ($\times 10^9$ m^3)	Pridobive rezerve kondenzata - $\times 10^6$ m^3 ($\times 10^6$ t)
Jansz	2000.	Sjeverni Carnarvon	1321	566	
Io	2001.	Sjeverni Carnarvon	1321	84,9	
Chrysaor	1994.	Sjeverni Carnarvon	Dubokomorsko	87,73	10,07 (5,46)
Dionysus	1988.	Sjeverni Carnarvon	Dubokomorsko	84,9	
Brecknork	1979.	Browse	500-750	149,99	14,35 (7,78)
Geryon	1999.	Sjeverni Carnarvon	1231	113,2	
Orthrus	1999.	Sjeverni Carnarvon	1201	84,9	
Chandon	2006.	Sjeverni Carnarvon	1201	99,05	
Thebe	2007.	Sjeverni Carnarvon	1173	65,09	
Scarborough	1980.	Sjeverni Carnarvon	923	147,16	

Većina najvećih dubokomorskih otkrića pripadaju bazenu Sjeverni Carnarvon uz izuzetak polja Brecknork u bazenu Browse, te se klasificiraju kao divovska.

Projekt Gorgon

LNG projekt Gorgon razvijen je na otoku Barrow, 60 km od obale Zapadne Australije i u pogonu je od 2016. godine. Gorgon LNG projekt, vrijedan 54 milijarde dolara, uključuje razvoj odobalnih polja Gorgon i Jansz-Io u Greater Gorgon području, u podbazenu Barrow bazena Carnarvon. Projektom je obuhvaćen razvoj i proizvodnja iz prva četiri polja iz tablice 3-10. Također, projekt uključuje LNG postrojenje s tri jedinice za ukapljivanje i plinsko postrojenje za domaći plin na otoku Barrow. Operator LNG Gorgon-a je tvrtka Chevron, a kapacitet za proizvodnju iznosi $34{,}26\times10^{6}$ m^3 (15,5 Mt) LNG-a godišnje. Chevron je vlasnik kontrolirajućeg udjela projekta od 47,3%, dok su ExxonMobil i Shell vlasnici od po 25% udjela. Projekt Gorgon jedan je od najvećih razvojnih projekata vezanih za prirodni plin (Wilson, 2020).

Otkriveno 1980. godine, plinsko polje Gorgon nalazi se približno 65 km od otoka Barrow u 200 m dubine mora. Do sada je otkriveno pet polja, i to Gorgon, Chrysaor, Dionysus, West Tryal Rocks i Spar. Skupno nazvana Greater Gorgona, ta su polja opsežno procijenjena. Plinsko polje Jansz-Io otkriveno je 2000. godine i nalazi se 130 km sjeverozapadno od otoka Barrow u 1350 m dubine. Oba polja nalaze se u području Greater Gorgona za koje se procjenjuje da sadrži više od $1{,}13\times10^{12}$ m^3 (40 Tcf), što podrazumijeva jedne od najvećih rezervi plina u Australiji. Ukupni proizvodni kapacitet polja procjenjuje se na $7{,}36\times10^{7}$ m^3 (2,6 milijardi kubika (bcf)) prirodnog plina i $3{,}18\times10^{3}$ m^3 (20.000 barela) kondenzata dnevno uz procijenjeni radni vijek od 40 godina. Proizvodnja je započela 2016. godine (NS ENERGY, 2020f).



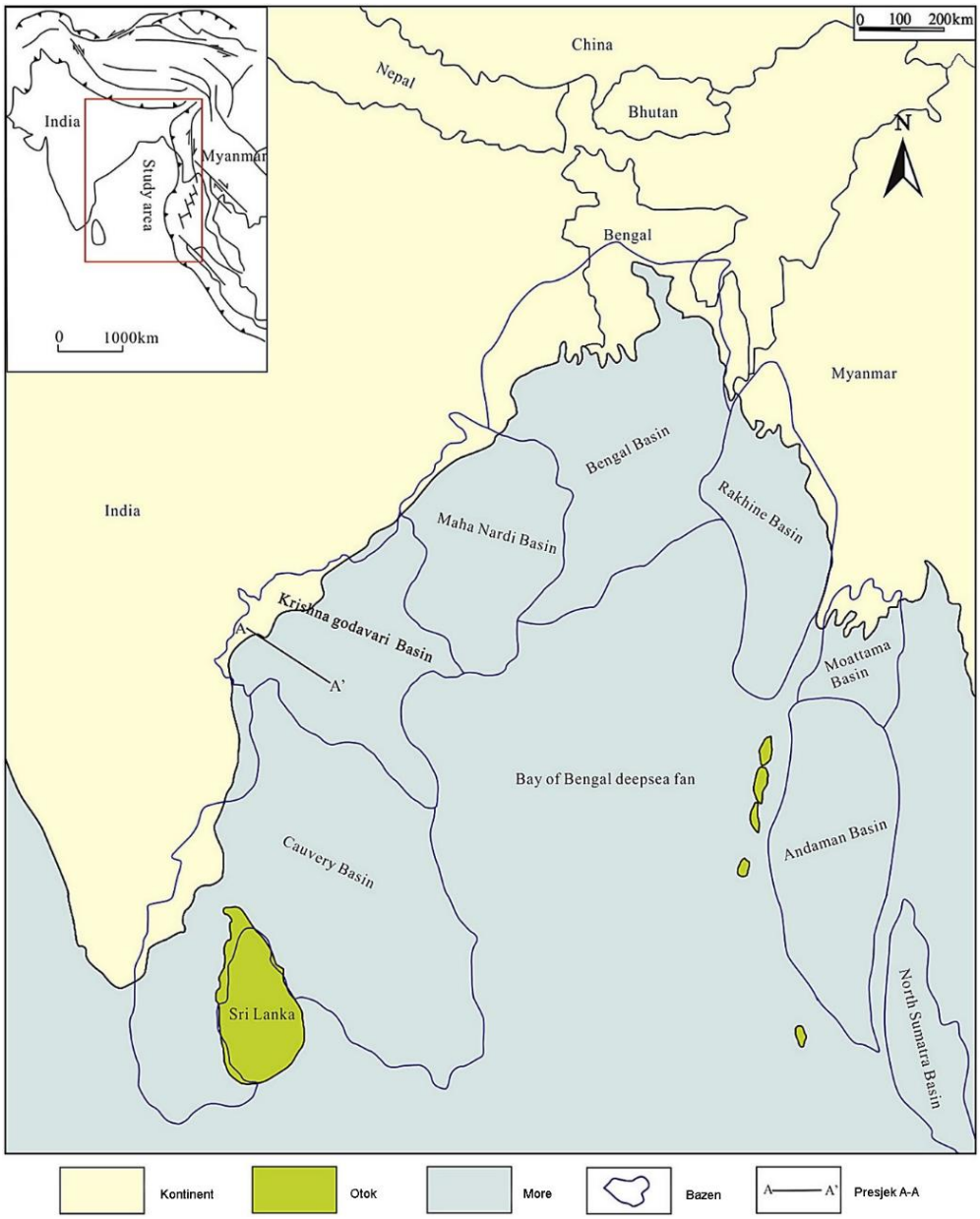
Slika 3-32. LNG projekt Gorgon (Chevron, 2020)

Kao dio prve faze razvoja projekta Gorgon, plinsko polje Gorgon razrađeno je s osam proizvodnih bušotina, a polje Jansz-Io s deset. Plin proizveden iz bušotina sabire se podmorskim poveznim sustavom postavljenim na svakom polju i transportira se cjevovodima za dovod plina do otoka Barrow. Bušotine su bušene iz dva centra za bušenje, centra za bušenje 1 (engl. *DC-1 – drilling center 1*) i DC-2, s pet bušotina smještenih na svakom mjestu. Transocean Deepwater Frontier (DWF), dinamički pozicioniran (engl. *DP – dynamic positioning*) brod za bušenje, bio je angažiran za obavljanje aktivnosti bušenja (Offshore Technology, 2016c). Trenutno se provodi druga faza razvoja Gorgon projekta koja uključuje razradu u odobalju privođenjem dodatnih proizvodnih bušotina (bušenje pet dodatnih bušotina iz centra bušenja DC-3), montiranje podmorskih struktura i podmorskih plinovoda do LNG postrojenja za preradu. Kraj ekspanzije (druge faze) se očekuje 2023. godine (Wilson, 2020).

Domaći plin iz postrojenja za pročišćavanje plina na istočnoj obali otoka Barrow transportira se cjevovodom dugim 90 km, koji se veže na postojeći plinovod Dampier – Bunbury odgovoran za opskrbu Zapadne Australije plinom. Ugljični dioksid sadržan u prirodnom plinu proizvedenom s polja uklanja se kako bi se izbjeglo smrzavanje u procesu LNG-a. Umjesto ispuštanja ugljičnog dioksida u atmosferu, on se utiskuje u solno ležište (strukturu) Dupuy, ispod otoka Barrow.

3.4.2. Bengalski zaljev

Smješten u priobalnim područjima istočno od Indije, zapadno od Mijanmara-Andaman-Sumatre i južno od Bangladeša, Bengalski zaljev sadrži brojne naftonosne bazene na kontinentalnoj margini. Bengalski zaljev najveći je zaljev na svijetu. Prema položaju ploča i strukturnim značajkama, ti se bazeni mogu razvrstati u tri kategorije: bazeni pasivne kontinentalne margine na zapadu (uključujući Mahanadi, Krishna-Godavari i Cauvery); bazeni aktivne kontinentalne margine na istoku (uključujući Rakhine, Martaban, Andaman i bazen Sjeverne Sumatre) i preostali oceanski bazeni na sjeveru (Bengalski bazen).



Slika 3-33. Distribucija bazena u Bengalskom zaljevu (Sternbach, 2020)

Pojam same aktivne ili pasivne margine se odnosi na to predstavlja li granica između oceanskih i kontinentalnih područja zemljine kore granicu dviju tektonskih ploča ili ne. Aktivne margine nalaze se na rubovima kontinenata, u područjima subdukcije. Obično ih obilježavaju uzdignuća i vulkanske planinske zone na kontinentalnoj ploči, a lukovi otoka na oceanskoj ploči. Iako se zona između oceanske i kontinentalne kore naziva pasivna margina, ona nije u potpunosti neaktivna. Stalno proživljava aktivne geološke procese, poput slijeganja, sedimentacije, rasjedanja, formiranje pornih fluida i migracije. Pasivne margine pasivne su samo po tome što nisu aktivne granice tektonske ploče (Wikipedia, 2021b).

U istraživanju ugljikovodika u Bengalskom zaljevu uključene su: Indija, Mijanmar i Bangladeš. Trenutno se istražne radnje provode pretežno na kopnu i plitkim odobalnim zonama perifernih bazena. U posljednjih nekoliko godina otkrića dubokomorskog prirodnog plina otkrivena su u bazenima Krishna – Godavari i Cauvery s Indijske strane i Rakhine sa Mijanmarske. Ova otkrića pokazuju da dubokomorska područja u tim bazenima imaju sjajne izglede za istraživanje prirodnog plina.

Smješten u sjeveroistočnom dijelu Indijskog oceana, Bengalski zaljev su međunarodne naftne i plinske tvrtke uglavnom ignorirale do prijelaza desetljeća. Međutim, od kasnih 1990-ih, preinačena indijska politika licenciranja novog istraživanja (engl. *NELP – New Exploration Licensing Policy*) dovela je do izdavanja više od 60 blokova istraživanja u moru duž njene istočne obale. Istraživanje je donijelo neka značajna otkrića plina, a tvrtka Reliance započela je proizvodnju iz svog izuzetno značajnog dubokomorskog polja plina Dhirubhai u travnju 2009., koja je gotova udvostručila proizvodnju prirodnog plina. Dhirubhai 6 (KG-D6) bio je prvo odobalno plinsko polje tvrtke Reliance i njezino prvo odobalno otkriće. To je ujedno i najveće indijsko ležište prirodnog plina i najveće takvo otkriće na svijetu 2002. godine.

Tablica 3-11. Najveća dubokomorska odobalna plinska polja (Pratama, 2021)

Bušotine/naftna ili plinska polja	Vrijeme otkrića	Zemlja	Bazen	Dubina mora (m)	Istražna situacija
Dhirubhai	2002.	Indija	Krishna-Godvari	2000-3000	85×10^9 m^3; $79,5 \times 10^6$ m^3oe
Bušotina CY-III-D5-A1	2007.	Indija	Cauvery	1185	Dnevna proizvodnja plina na testu: $877,3 \times 10^3$ m^3/d, kondenzat:190,8 m^3/d (163,71 t/d)
R1 plinsko polje	2012.	Indija	Krishna-Godvari	Dubokomorsko	Procijenjene rezerve plina: $45,28 \times 10^9$ m^3
Bušotina CYIIID5-81	2013.	Indija	Cauvery	1743	Dnevna proizvodnja plina na testu: $995,2 \times 10^3$ m^3/d, kondenzat 63,3 m^3/d (54,34 t/d)
Bušotina KG-OSN-04/1NASG	2015.	Indija	Krishna-Godvari	Dubokomorsko	Čista proizvodna formacija debljine 25 m
Bušotina KG-DWN-98/2-M-4	2015.	Indija	Krishna-Godvari	Dubokomorsko	Čista proizvodna formacija debljine 78 m
Plinsko polje Shwe Yee Htun-1	2016.	Mijanmar	Rakhine	Dubokomorsko	Proizvodna zona priorodnog plina širine 129 m i debljine ne manje od 15 m
Plinsko polje Thalin-1A	2016.	Mijanmar	Rakhine	836	Plinski stupac visine 64 m

Dhirubhai (KG-D6)

KG-D6 blok leži u bazenu Krishna-Godavari u Bengalskom zaljevu na istočnoj obali Indije. Blok je u vlasništvu njegovog operatora tvrtki Reliance (66,6%) i BP (33,3%). Ukupne rezerve akumulirane u bloku procjenjuju se na 85×10^9 m^3 (3 tcf) plina i $79,5 \times 10^6$ m^3oe (500 mboe). Prva tri otkrića u bloku KG-D6 su Dhirubhai-1, Dhirubhai-2 i Dhirubhai-3. U ožujku 2003. godine, poluuronjiva bušaća platforma Discover 534 otkrila je polje Dhirubhai-4, u kojem je bilo plinova u količini od $48,11 \times 10^9$ m^3 (1.700 bcf). Početna razrada na bloku KG-D6 obuhvaćala je izradu 22 bušotine na dubinama većim od 1200 m, zajedno s podmorskom opremom, cjevovodima, platformom i kopnenim terminalom (Offshore Technology, 2020).

Projekt razrade plinskih polja u bloku KG-D6 planiran je u tri faze integriranog projekta. Prva faza integriranog projekta uključivat će razvoj polja R-serije (6 bušotina s podvodnim poveznim sklopom na postojeću KG-D6 platformu), druga faza razvoj polja Satellite cluster (5 bušotina s podvodnim ušćem), a treća razvoj polja MJ (novi FSPO). Sva tri projekta zajedno će omogućiti proizvodnju od približno $84{,}9\times10^9$ m^3 (3 tcf) plina i proizvesti 30-35 $\times10^6$ m^3 plina dnevno za domaće tržište. Projekti će se razvijati postupno između 2020. i 2022. godine (Offshore Technology, 2020).

KG-DWN-98/2

Otkrića u bloku podijeljena su u tri Grupe - Grupa-1, 2 i 3. Grupa 2 prva se pušta u proizvodnju. Polja Grupe 2 nalaze se u dubokomorskom bloku KG-DWN-98/2 smještenom uz obalu delte Godavari na istočnoj obali Indije u dubinama vode u rasponu od 300 do 3200 metara. Grupa 2 sastoji se i od naftnih i plinskih polja s naftnim poljima grupiranim u Grupu 2A i plinskim poljima u Grupi 2B. Naftna polja identificirana su kao A2, P1, M3, M1 i G-2-2, dok su plinska polja nazvana R1, U3, U1 i A1 (Offshore Technology, 2021b)

Polja Grupe 2A proizvodit će naftu u količini od $12{,}4\times10^3$ m^3/d (78.000 bopd) i plin u količini od tri milijuna m^3/d s maksimalnim utiskivanjem vode od 9.400 m^3/d. Očekuje se da će polja Grupe 2A imati 15-godišnji vijek. Plin iz Grupe 2B ostvarivat će najveću proizvodnju od 12,25 m^3/d sa 16-godišnjim vijekom proizvodnje (Offshore Technology, 2021b).

Razrada polja obuhvaća bušenje i opremanje 34 bušotine, uključujući 15 bušotina za proizvodnju nafte, 11 utisnih bušotina za vodu i 8 bušotina za proizvodnju plina. Terenska infrastruktura uključivat će platformu za preradu plina koja je mostom povezana s platformom za osoblje, FSPO jedinicu i deset razdjelnika bušotina, zajedno s razdjelnikom postolja usponskog sustava.

Shwe Yee Htun-1 i Thalin-1A

Tvrtka Woodside Petroleum prijavila je novo otkriće plina istražnom bušotinom Shwe Yee Htun-1 u bloku A-6 u bazenu Rakhine, lociranoj u odobalju Mjanmara. Probušene su naslage u plinskom zasićenju, bruto visine 129 m. Ocjenska bušotina Shwe Yee Htun-2, bušena sredinom 2018. godine oko 10 km zapadno od pozitivne bušotine Shwee Yee Htun-1, testirala je protok plina od $1{,}5\times10^6$ m^3/d (53 MMcfd) iz 35 m dodatnog dijela ležišta u rujnu 2018. godine. Plan prve faze je korištenje fiksne platforme za obradu, u oko 100 m dubokom moru koja će proizvoditi plin iz šest bušotina i otpremati ga podmorskim cjevovodom na

drugu platformu na oko 50 m dubine mora. Odatle će se plin izvoziti cjevovodom na Tajland, kao i opskrbljivati domaće tržište zasebnim podmorskim cjevovodom do najvećeg grada države, Yangon (Wilkinson, R., 2019). Tvrtka Woodside je također otkrila plin u istražnoj bušotini Thalin-1A u dubokomorskom bloku AD-7 u priobalju Mjanmara, u bazenu Rakhine, što ga čini drugim otkrićem ugljikovodika u zemlji nakon uspjeha u bušenju bušotine Shwe Yee Htun-1 mjesec dana prije ovog otkrića. Tijekom izrade bušotine Thalin-1A na dubini mora od 836 m i ukupnoj dubini bušotine od 3034 m, probušene su pješčane naslage debljine od oko 64 m (RIGZONE, 2016).

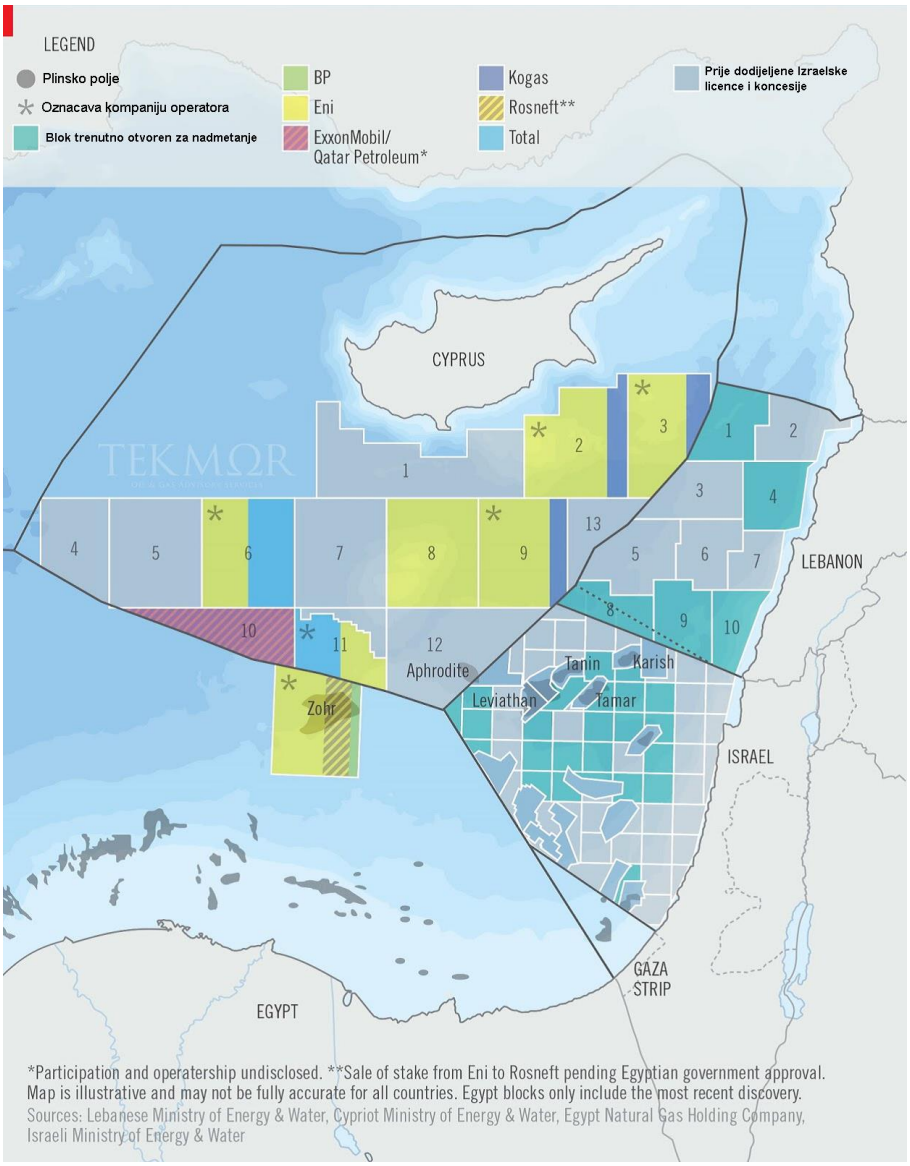
Ovi rezultati ostvareni u posljednjem desetljeću pokazuju veliki potencijal za daljnja otkrića ležišta prirodnog plina u ovoj slabo istraženoj regiji, u najvećem zaljevu na svijetu. Naravno, iskazuje se potreba, ali i prilika za dodatnim ulaganjima.

3.4.3. Istočni Mediteran

Nedavno je proglašen niz velikih otkrića prirodnog plina u dubokomorskim područjima bazena delte Nila i bazena Levant u istočnom Sredozemlju, čineći to područje žarištem za istraživanje prirodnog plina.

Istraživanja nafte i plina duž odobalnih područja istočnog Sredozemlja započela su 1968. godine. Prethodna istraživanja uglavnom su se provodila na kopnu i plitkim odobalnim zonama u bazenu delte Nila. Komercijalne bušaće operacije u bazenu Levanta započele su 2008. godine. Plinsko polje Tamar pronađeno je u dubokomorskim područjima bazena 2009. godine. Od tada su u dubokomorskim područjima otkrivena mnoga velika ležišta prirodnog plina. Istraživanja su također nastavljena u dubokomorskim područjima bazena delte Nila te su otkrivena gigantska plinska polja. Sva su ova otkrića istaknula sjajne izglede za istraživanje dubokomorskih područja u istočnom Sredozemlju.

Nacionalni, regionalni i međunarodni interesi za istočno-mediteranski prirodni plin značajno su porasli od otkrića polja Tamar 2009. i Levijatan 2010. godine. Oba polja nalaze se u odobalju Izraela, a polje Afrodita otkriveno je 2011. godine u odobalju Cipra. Nakon nekoliko godina, 2015. godine otkriveno je divovsko polje Zohr u odobalju Egiptu (bazen delte Nila), a nedavno je još jedno potencijalno značajno otkriće, Calypso (2018.), otkriveno na Cipru.



Slika 3-34. Lokacije dubokomorskih naftnih i plinskih polja u istočnom Mediteranu (Baustros, 2018)

Značajne rezerve plina koje se otkrivaju u istočno-mediteranskom bazenu, uglavnom u posljednjih deset godina, mogle bi transformirati regiju u bitno izvozno središte. Ta su otkrića dovoljno velika da zadovolje rastuću potražnju u regiji i također izvezu višak plina na europsko i azijsko tržište zbog njihovog strateškog položaja, premda mijenjajući energetsko okruženje. Istočni-Mediteran je strateški vrlo bitan za EU jer će joj omogućiti da diverzificira svoje dobavne pravce i smanjiti ovisnost o ruskom plinu. Zemlje na istoku Mediterana imaju potencijal da postanu „četvrti energetski put do Europe“ do 2030. godine iza tradicionalnih ruta Rusije, Norveške, Alžira i Kaspijskog mora. Također, konkurencija su velikim količinama američkog LNG-a na tržištu plina (Baustros, 2018).

Ponukani dobrim rezultatima u ove tri zemlje, i druge države regije započinju procese koncesioniranja i inicijalne pripreme za istraživanje odobalja (Sirija, Libanon). Međutim, pronađene količine trenutno pokazuju limitiranost samo na lokalna tržišta zbog manjka infrastrukture (cjevovoda) i sigurnosti iste, koja bi povezivala regiju s glavnim plinskim tržištima. Kako vrijeme odmiče sve se više konkurencije u vidu razvoja plinskih projekata pojavljuje u svijetu; od istočne Afrika, Azije pa do Australije. Sveukupno gledajući, zaključak je da su ovi događaji označili početak novog vremena brzih promjena u istočno-mediteranskom energetskom okruženju.

Tablica 3-12. Značajna plinska polja u istočnom Mediteranu (Pratama, 2021)

Plinsko polje	Vrijeme otkrića	Država	Bazen	Dubina mora (m)	Pridobive rezerve
Tamar	2009.	Izrael	Levant	1676	Procijenjene: $283{,}0 \times 10^9$ m^3
Dalit	2009.	Izrael	Levant	Odobalno	Procijenjene: $14{,}15 \times 10^9$ m^3
Dolphin	2011.	Izrael	Levant	Odobalno	Procijenjene: $2{,}264 \times 10^9$ m^3
Aphrodite	2011.	Cipar	Levant	1689	945,6 MMboe (129×10^6 toe)
Shimshon	2012.	Izrael	Levant	Odobalno	Procijenjene: $65{,}09 \times 10^9$ m^3
Tanin	2012.	Izrael	Levant	Odobalno	Procijenjene: $33{,}96 \times 10^9$ m^3
Leviathan	2010.	Izrael	Levant	1634	$559{,}43 \times 10^6$ m^3oe (480×10^6 toe)
Karish	2013.	Izrael	Levant	1738	Procijenjene $50{,}94 \times 10^9$ m^3
Jugozapadni Tamar	2013.	Izrael	Levant	Odobalno	$19{,}81 \times 10^9$ m^3
Royee	2014.	Izrael	Levant	Odobalno	$90{,}56 \times 10^9$ m^3
Salmat	2013.	Egipt	Delta Nila	649	$83{,}91 \times 10^6$ m^3oe (72×10^6 toe)
Atoll-1	2015.	Egipt	Delta Nila	Dubokomorsko	Procijenjene potencijalne rezerve: $141{,}5 \times 10^9$ m^3
Zohr	2015.	Egipt	Delta Nila	>2000	$583{,}9 \times 10^6$ m^3oe (501×10^6 toe)

U tablici 3-12 prikazana su najveća plinska polja otkrivena u istočnom Mediteranu u dva ključna bazena, Delta Nila i Levant, koji su pod morskim teritorijima Egipta odnosno Cipra i Izraela. Sljedeća dva polja su reprezentativna i najveća u svakom bazenu.

Leviathan

Plinsko polje Leviathan nalazi se u istočnom Sredozemnom moru, uz obale Izraela. Procjenjuje se da sadrži rezerve prirodnog plina i kondenzata od približno 560×10^6 m^3oe. Plinskim poljem upravlja američka tvrtka Noble Energy, koja drži 39,66% udjela. Podružnice Delek Grupe drže udio od po 22,67% svaka, dok Ratio Oil Exploration posjeduje preostalih 15% udjela u polju. Godišnji kapacitet proizvodnje prirodnog plina procjenjuje se na 12 milijardi m^3 (34×10^6 m^3/d (1,2 bkf/dan)) (NS ENERGY, 2020g).

Polje plina Leviathan nalazi se u bazenu Levant u istočnom Sredozemnom moru, otprilike 125 km udaljeno od Haife. Dubina mora polja varira između 1540 i 1800 m. Polje se prostire na približno 330 km² i u njemu su izrađene četiri proizvodne bušotine izbušene na dubini većoj od 5 km ispod razine mora. Proizvodni priključni cjevovodi povezuju bušotine sa središnjim sabirnim razdjelnikom na polju, putem kojeg se plin usmjerava na fiksnu platformu. Prerađeni plin transportirat će se s platforme na kopnenu veznu točku kod grada Dora, podmorskim cjevovodom promjera 32 inča. Proizvodna platforma Leviathan nalazi se 10 km od obale Dor, Izrael. Prirodni plin teče od razdjelnika do platforme kroz dva podmorska cjevovoda duga 120 km. Nadgrađe platforme sastoji se od više modula i jedinica, uključujući modul za domaću opskrbu, modul za skladištenje tekućina, mono-etilen glikol jedinicu za preradu, stambene prostore za osoblje i modul baklje. Mono-etilen glikol se koristi za sprječavanje stvaranja hidrata duž cjevovoda i ušća bušotina (NS ENERGY, 2020g).

Izrael je prvi put počeo izvoziti prirodni plin s početkom proizvodnje iz plinskog polja Leviathan u siječnju 2020. godine. Plin s polja Leviathan isporučuje se u Jordan i u Egipat Istočno-mediteranskim plinovodom (engl. *EMG – Eastern Mediterranean Gas*), izvorno izgrađenim za opskrbu plinom iz Egipta u Izrael. Izrael, Cipar i Grčka planiraju izgraditi plinovod EastMed za transport prirodnog plina iz regije istočnog Mediterana, iz Izraela i Cipra. Očekuje se da će podmorski i kopneni cjevovod dug 2100 km započeti s radom sredinom 2025. godine. Alternativa cjevovodu je FLNG postrojenje koje je trenutno u fazi razmatranja (Baustros, 2018).

Zohr

Plinsko polje Zohr smješteno u bloku Shorouk na dubini mora od 1500 m, najveće je otkriće plina u Egiptu, kao i u Sredozemnom moru. Odobalnim plinskim poljem upravlja tvrtka Petrobel u ime tvrtke Petroshorouk, koja je projekt zajedničkog ulaganja između tvrtki Eni, Rosnjeft, BP, Mubadala Petroleum i egipatskog holdinga za prirodni plin (engl. *EGAS – Egyptian Natural Gas Holding Company*). Plinsko polje Zohr otkriveno je u kolovozu 2015. godine, dok je konačna investicijska odluka o njegovoj razradi donesena u veljači 2016. godine. Polje je pušteno u rad u prosincu 2017. godine, dok je njegov proizvodni kapacitet dosegao $76{,}4\times10^6$ m^3/d (2,7 Bcfd) u kolovozu 2019. godine. Kapacitet se planira dodatno povećati na $90{,}6\times10^6$ m^3/d (3,2 Bcfd) do 2020. godine. Procijenjeno je da odobalno plinsko polje sadrži do čak 849×10^9 m^3 (30 Tcf) potencijalnih resursa (NS ENERGY, 2020h).

Plinsko polje Zohr trenutno je razrađeno s 13 proizvodnih bušotina izbušenih korištenjem broda Saipem 10000 za ultra-duboko bušenje, dok se planira bušenje više od 200 bušotina tijekom životnog vijeka polja. Proizvodnja plina na polju kontrolira se s platforme koja se nalazi u vodama dubokim 85 m (plitko more), približno 65 km udaljenim od obale. Podmorske instalacije uključuju razdjelnike, sustave za povezivanje, upravljačke sustave podvodne i na nadgrađu te sustav zaštite od tlaka. Plin proizveden na polju transportira se kroz dva cjevovoda duljine 216 km i promjera 30 inča povezana s kopnenim postrojenjem za obradu plina u El-Gamilu. Kopneno postrojenje za obradu plina sastoji se od osam jedinica za proizvodnju plina, pored jedinica za proizvodnju sumpora (NS ENERGY, 2020h).

3.4.4. Kaspijsko jezero (more)

Regija Kaspijskog mora jedno je od najstarijih područja za proizvodnju nafte na svijetu i brzo raste kao središte za proizvodnju prirodnog plina. Kaspijsko more najveće je kopneno vodno tijelo na svijetu i sadrži više od 40% svjetskih unutrašnjih voda (engl. *United Nations Global International Waters* Assessment - *GIWA*). Ima pet obalnih zemalja - Rusiju, Azerbejdžan, Iran, Kazahstan i Turkmenistan. Prije raspada SSSR-a samo dvije, SSSR i Iran.



Slika 3-35. Karta Kaspijskog mora i naftno/plinskih polja (EIA, 2013)

Četiri glavna geološka bazena čine područje Kaspijskog mora - sjeverni, srednji i južni kaspijski bazen i sjeverni bazen Usturta (obuhvaćaju i kopno i more). Sjeverni bazen, koji

obuhvaća nešto više od četvrtine površine mora, plitke je dubine. Ovaj je dio Kaspijskog mora smrznut gotovo polovicu godine, a led u plitkoj vodi otežava istraživačke projekte.

Pravni status kaspijskog područja složen je zbog nedostatka sporazuma oko toga je li vodno tijelo definirano kao „more“ ili „jezero“. U svakom slučaju primjenjivali bi se različiti međunarodni zakoni (netko dobiva više da je more, a netko da je jezero). Trenutno ne postoji zakonska definicija za Kaspijski kraj, jer se obalne države moraju jednoglasno složiti oko definicije. Kaspijsko more i okolica privukli su pozornost svijeta nakon što je konzorcij međunarodnih naftnih kompanija predvođenih BP-om potpisao ugovor s Azerbajdžanom o razvoju odobalnih rezervi zemlje i otkrio divovsko polje Azeri-Chirag-Guneshli (ACG). Od tada se na kaspijskim poljima bilježi priljev ulaganja u velike projekte kao što je kazahstansko polje Kashagan (EIA, 2013).

EIA procjenjuje da je kaspijski bazen u 2012. godini proizvodio u prosjeku 413×10^3 m^3/d (2,6 milijuna barela na dan) sirove nafte i kondenzata, oko 3,4 % svjetske opskrbe sirovom naftom. Otprilike 35% ukupnih količina došlo je s odobalnih polja u Kaspijskom moru. Najveći potencijal za budući rast proizvodnje kaspijske nafte je s odobalnih polja, koja su još uvijek relativno neistražena. Sljedeća tablica predstavlja proizvedene količine nafte i plina po danu po državi iz odobalja Kaspijske regije. Očigledno je da vodeću riječ ima Azerbajdžan koji je prvi otvorio vrata inozemnim investicijama nakon raspada SSSR-a (EIA, 2013).

Tablica 3-13. Proizvodnja iz odobalja u Kaspijskoj regiji (nafta (Mbd)-lijevo, plin (Bcf)-desno) – Kashgan nije uključen (EIA, 2013)

Zemlje	Kaspijsko odobalje	Zemlje	Kaspijsko odobalje
Azerbajdžan	890	Azerbajdžan	562
Iran	0	Iran	0
Kazahstan	3	Kazahstan	(s)
Rusija	6	Rusija	17
Turkmenistan	46	Turkmenistan	1
Uzbekisatn	0	Uzbekisatn	0
Ukupno	945	Ukupno	580

3.4.4.1. Azerbajdžan

Većina azerbajdžanske proizvodnje nafte dolazi iz velikog obalnog kompleksa polja nazvanog ACG prema tri glavna polja: Gunashli Deep (otkriveno 1977.), Chirag (1985.) i Azeri (1986.). Konzorcij pod vodstvom BP-a, Azerbejdžanska međunarodna operativna tvrtka (engl. *AIOC - Azerbaijan International Operating Company*), upravlja proizvodnjom kompleksa i procjenjuje 795×10^6 m^3 (5 Gbbl) tehnički pridobive nafte. AIOC, osim BP-a, uključuje i azerbejdžansku državnu naftnu tvrtku SOCAR, kao i strane tvrtke kao što su INPEX i Chevron. Nafta iz ACG-a transportira se na kopneni terminal Sangachal južno od Bakua putem dva odvojena cjevovoda i na kopneni terminal Kyanizadag istočno od Bakua (EIA, 2013).

Azerbajdžan kao povijesni proizvođač nafte, pojavljuje se i kao važan regionalni proizvođač prirodnog plina. Proizvodnja prirodnog plina uglavnom dolazi s polja Shah Deniz, otkrivenog 1999. godine. Dio od proizvodnje prirodnog plina pripada plinu iz kompleksa polja ACG. Ukupno oko 75% proizvodnje plina dolazi s odobalnih polja.

Shah Deniz najveće je plinsko polje u Kaspijskom moru, smješteno oko 40 milja jugoistočno od kompleksa ACG, u vodenim dubinama između 80 i 610 metara (262 i 2000 stopa). Procjenjuje se da odobalno polje sadrži do $1{,}2\times10^{12}$ m^3 plina i $442{,}56\times10^6$ m^3 (240 Mt) kondenzata u pridobivim rezervama. Faza 1 razvoja odvijala se krajem 2006. godine i započela je opskrbu prirodnim plinom Gruzije i Turske godinu dana kasnije plinovodom Južnog Kavkaza (engl. *SCP- Soutch Caucasus pipeline*). Polje Shah Deniz u odobalju Azerbejdžana prvo je podmorsko područje u Kaspijskom moru i jedno od najvećih plinskih i kondenzatnih polja na svijetu. Razvijeno u dvije faze, ogromno priobalno plinsko polje sposobno je proizvesti do 26×10^9 m^3 plina godišnje. Razvoj prve faze polja s godišnjim proizvodnim kapacitetom od 10×10^9 m^3 započeo je s radom u prosincu 2006. godine, dok je razvoj Shah Deniz druge faze s dodatnih 16×10^9 m^3 plina godišnje, započeo proizvodnju u 2018. godini. Otkriveno 1999. godine, Shah Deniz najveće je otkriće plina koje je ikada napravio BP, a koji upravlja poljem s 28,8% udjela. Plin proizveden na polju Shah Deniz transportira se plinovodom Južnog Kavkaza (SCP) u Tursku preko Gruzije radi daljnjeg izvoza u Europu. Južnokavkaski cjevovod (SCP) izgrađen je i proširen kao dio plana razvoja polja Shah Deniz (NS ENERGY, 2016).

3.4.4.2. Kazahstan

Najveći potencijal za rast proizvodnje nafte u Kazahstanu dolazi od divovskog polja Kashagan, najvećeg otkrića nafte u posljednjih 35 godina. Konzorcij poznat pod nazivom Agip Kazahstanska sjeverno-kaspijska operativna tvrtka (Agip KCO), na čelu s ENI-jem, upravlja tim poljem. Otkriveno je 2000. godine, a najveće je naftno polje izvan Bliskog istoka, s procjenama rezervi više od $2{,}07\times10^9$ m^3 (13 milijardi barela) nafte, zajedno sa značajnim nalazištima prirodnog plina. Plitkomorsko polje, dugačko 75 km i široko 45 km, pokriva 2678 km² u Kaspijskom moru. Razvoj Kashagana doživio je značajna kašnjenja i prekoračenje troškova. Izazovi u proizvodnji uključuju veliku dubinu ležišta polja (oko 5000 m ispod morskog dna), visoki udio sumpora (H_2S), visoki tlak i niske temperature što ga čini neprikladnim za tipične fiksne ili plutajuće platforme. Polje Kashagan zahtijeva morske objekte instalirane na umjetnim otocima kako bi se zaštitile od kretanja leda. Razvijeno s procijenjenim ulaganjem od 55 milijardi dolara, prva faza Kashgana predstavlja najveće međunarodno ulaganje u Kazahstanu do danas. Razvijen u surovom odobalnom okruženju, smatra se i jednim od, do sada dovršenih, tehnički najizazovnijih projekata na svijetu (EIA, 2013).

Prva faza projekta Kashgan, koja je također poznata i kao Eksperimentalni program (EP), dosegla je svoj maksimalni projektni kapacitet od $60{,}42\times10^3$ m^3/d (380.000 bopd) u prvoj polovici 2019. godine. Odobalno polje planira se dalje razvijati u sljedećim fazama kao dio Programa potpunog razvoja polja koji može povećati proizvodnju polja do 239×10^3 m^3/d (1,5 Mbopd). U prvoj fazi, polje Kashagan, razrađeno je s ukupno 40 bušotina i pet umjetnih otoka, uključujući dva velika otoka, A i D, i tri manja otoka, EPC 1, 2 i 3. Prva faza uključuje 40 bušotina, od kojih je po 20 bušotina s otoka A i D, a preostalih 20 s otoka EPC. Povezan sa svim ostalim odobalnim bazama, Otok D služi kao odobalno središte za preradu i proizvodnju polja. Proizvedene količine ugljikovodika dalje se obrađuju odvajanjem nafte i plina na otoku D. Polovica proizvedenog plina ponovno se utiskuje u ležište, dok se preostali plin i sirova nafta transportiraju na kopno do postrojenja Bolashak na konačnu preradu. Prva faza obuhvaćala je ukupnu mrežu cjevovoda duljine 510 km. Razrada polja Kashagan kroz drugu fazu planira napredak od istočnog i središnjeg dijela polja prema zapadnom kraju. Cjeloviti plan razvoja polja obuhvaća ukupno 35 bušaćih centara, dva čvorišta za obradu na moru, tri odobalna postrojenja za proizvodnju plina, veliko kopneno postrojenje za preradu s više naftnih terminala i postrojenja za "zaslađivanje" plina, te tisuće kilometara raznih cjevovoda, kabela i slično (NS ENERGY, 2019d).

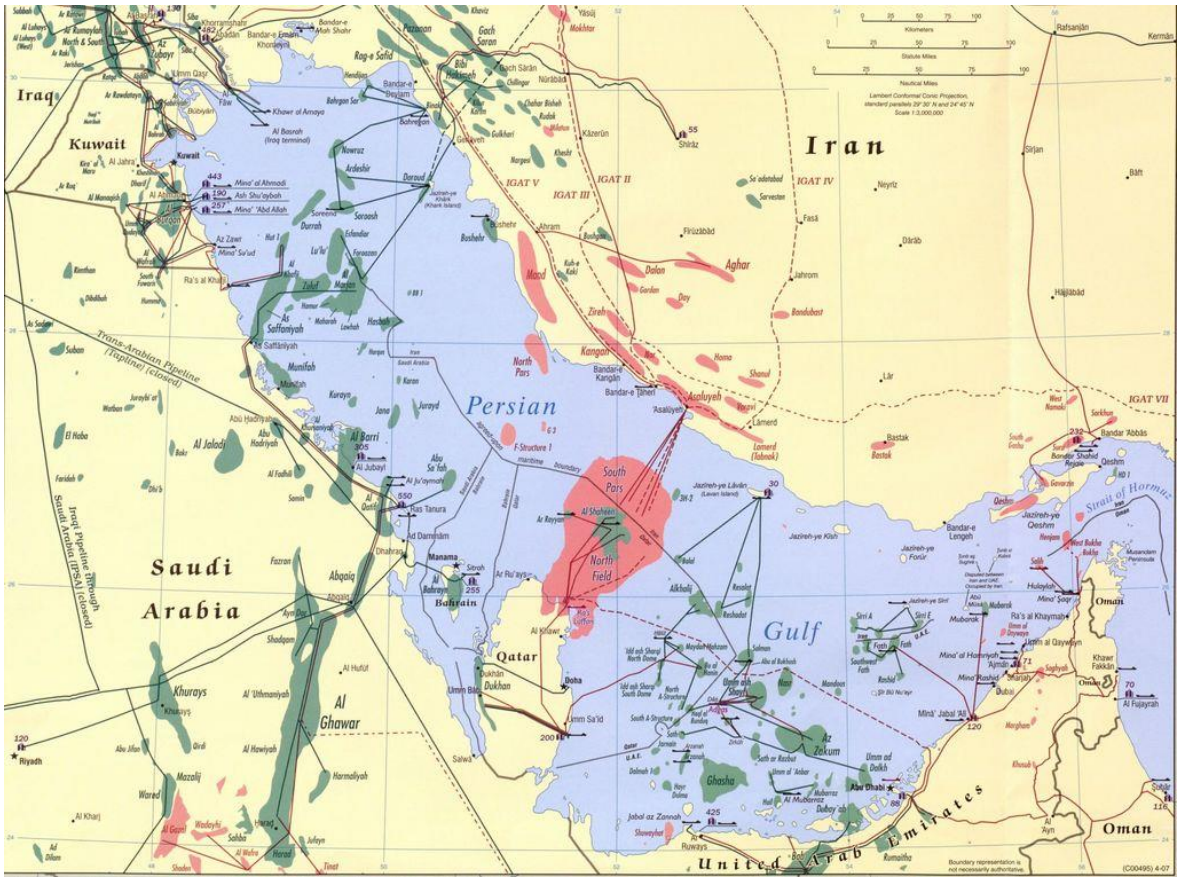


Slika 3-36. Kashgan-D (Upstream, 2020)

3.4.5. Perzijski (Arapski) zaljev

Perzijski zaljev je najbitnije odobalno, a i kopneno područje na svijetu promatrano u kontekstu Bliskog Istoka. Osim što sadrži gotovo polovicu svjetskih rezervi sirove nafte ($132{,}94\times10^{9}$ m^3 (836,1 milijardi barela)), regija Bliskog istoka ima značajnu količinu rezervi prirodnog plina. Regija je u 2018. godini činila 38,4% ukupnih svjetski dokazanih rezervi prirodnog plina od $196{,}74\times10^{12}$ m^3 (6.951,8 tcf). Prostor zaljeva tj. Iransko-arapskog bazena podijeljen je između velikih država poput Saudijske Arabije i Irana te manjih zaljevskih država poput Ujedinjenih Arapskih Emirata (UAE), Katara, Kuwaita i Bahraina koji svoju fiskalnu politiku temelje upravo na enormnim količinama u njihovom odobalju (NS ENERGY, 2019e).

Glavni proizvođači koji imaju značajna polja u odobalja su UAE, Katar, Iran i Saudijska Arabija. Na slici 3-37 prikazana su glavna polja na širem području Perzijskog zaljeva. Glavna polja tzv. superdivovi za izdvojiti su: katarsko/iranski North Field/South Pars, Safaniyi - Saudijska Arabija i Upper Zakum - UAE. Osim ovih glavnih polja postoji niz značajnih divovskih otkrića u prostoru Perzijskog zaljeva no ova su izdvojena zbog važnosti za energetske politike zaljevskih zemalja i konstantno se ulažu dodatni napori za maksimaliziranje proizvodnje iz tih polja i danas.



Slika 3-37. Naftno/plinska polja Perzijskog zaljeva (Library of Congress, 2007)

Polje Safaniya

Naftno polje Safaniya, koje se nalazi u Arapskom zaljevu u Saudijskoj Arabiji, najveće je svjetsko konvencionalno odobalno naftno polje i po pridobivim rezervama i po proizvodnim kapacitetima. U vlasništvu i pod upravljanjem naftnog diva Saudi Aramco, divovsko odobalno polje sposobno je proizvesti do $2{,}07\times10^{6}$ m^3 (1,3 MMbbl) teške arapske nafte dnevno. Otkriveno 1951. godine, naftno polje Safaniya proizvodi od 1957. godine. Procjenjuje se da je u prosincu 2018. godine bilo više od $5{,}41\times10^{9}$ m^3oe (34 Gboe) i više od 5×10^{12} m^3 plina u pridobivim rezervama. Saudi Aramco nastavlja poboljšavati postrojenja za sabiranje nafte i koristiti EOR metode kao dio glavnog razvojnog plana (engl. *Master plan*) polja Safaniya, kako bi obnovio proizvodni kapacitet ovog zrelog polja. Polje se nalazi u sjeverozapadnom dijelu Arapskog zaljeva. Prema Aramcu, mali dio ležišta naftnog polja Safaniya također se proteže u polje Al-Khafji koje je prisutno u neutralnoj zoni između Kuvajta i Saudijske Arabije (NS ENERGY, 2019f).

Tvrtka Aramco je pokrenula glavni razvojni plan polja Safaniya krajem 2000-ih kako bi se poboljšao iscrpak nafte i operativna učinkovitost na zrelom polju, kako bi održao svoj maksimalni proizvodni kapacitet od $2{,}07\times10^6$ m^3/d (1,3 MMbopd). Program nadogradnje polja Safaniya uključivao je poboljšanje postrojenja za sabiranje sirove nafte i odgovarajuću elektrifikaciju platformi u središnjem i sjevernom području polja Safaniya, osim nadogradnje postojećih bušotina i ugradnje električnih podvodnih pumpi za mehaničko podizanje kapljevine. Kao dio razvojnog plana polja Safaniya, instalirana je povezana platforma pod nazivom TP-20 u svrhu primarnog sabiranja sirove nafte, kao i opskrbe električnom energijom na sjevernoj Safaniyi u prosincu 2012. godine. Na polju Safaniya djeluje više od 600 bušotina i niz platformi. Koriste se odobalna i kopnena postrojenja za odvajanje plina i nafte (engl. *GOSP – gas-oil separation plant*). Kaptažni plin proizveden na polju transportira se glavnim sustavom plinovoda u kraljevinu (NS ENERGY, 2019f).

Polje Upper Zakum

Naftno polje Upper Zakum nalazi se približno 84 km od obale Abu Dhabija, UAE. S procijenjenim dokazanim rezervama sirove nafte od $7{,}95\times10^9$ m^3 (50 milijardi barela), Upper Zakum jedno je od najvećih svjetskih naftnih polja. Također, jedno je od najinovativnijih svjetskih odobalnih naftnih polja koje je usvojilo koncept razvoja temeljenog na umjetnom otoku te naprednu simulaciju ležišta i tehnologije bušenja s povećanim dosegom kako bi se neprestano povećavali njegovi proizvodni kapaciteti. Proizvodni kapacitet polja povećao se s $79{,}5\times10^3$ m^3/d (500.000 bpd) u 2006. godini, kada je proizvodilo 450 bušotina podvodno vezanih s otprilike 100 odobalnih platformi, na $119{,}25\times10^3$ m^3/d (750.000 bpd) na kraju 2017. godine implementiranjem inovacija u projektu, imena UZ750 Project. Očekuje se da će se do 2024. godine proizvodnja dodatno povećati na 159×10^3 m^3/d (milijun bpd) i nastaviti barem do 2050. godine (NS ENERGY, 2020i).

UZ750 projektom naftno polje Upper Zakum dodatno je razrađeno s četiri umjetna otoka ovalnog oblika u promjeru od 600 do 800 m. Na najvećem otoku u polju nalaze se pogoni za obradu, dok se sjeverni, zapadni i južni otoci koriste kao satelitske platforme. Otočna infrastruktura omogućuje korištenje kopnenih bušaćih postrojenja većeg kapaciteta. Trenutno ima 1000 bušotinskih otvora (slotova) smještenih na četiri otoka. Dodatno povećanje proizvodnje do 2024. godine ostvarit će se istom tehnikom, bušenjem dodatnih horizontalnih bušotina povećanog dosega uz ostvarivanje maksimalnog kontakta s ležištem. Karakterizacija i simulacija ležišta pomoću računalnog modeliranja bušotina pružit će maksimalan kontakt ležišta za učinkovitu proizvodnju nafte. Tako će se ostvariti veća stopa

proizvodnje iz manje bušotina, istodobno poboljšavajući iscrpak nafte i smanjujući kapitalne izdatke.

Polje Upper Zakum u vlasništvu je tvrtke Zakum Development Company (ZADCO), zajedničkog ulaganja tvrtki Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC, 60%), ExxonMobila (28%) i Japan Oil Development Company (Jodco, 12%). ADNOC je operator odobalnog naftnog polja otkako je 1982. godine započeo proizvodnju. ExxonMobil pridružio se razvoju odobalnog naftnog polja Upper Zakum stekavši 28% udjela u 2006. godini, nedugo nakon, zajednički su započeli ovaj uspješni inovativni razvoj.

North Field/South Pars

Plinsko polje South Pars smješteno u iranskim vodama Perzijskog zaljeva čini sjevernu polovicu supergigantskog odobalnog polja, zvanog North Dome polje ili North Field u Kataru. Procjenjuje se da drži osam posto ukupnih svjetskih rezervi plina i gotovo 50% iranskih domaćih rezervi plina, South Pars se smatra najvećim svjetskim nalazištem plina prema rezervama. Divovsko odobalno plinsko polje sastoji se od 28 proizvodnih blokova koji se razvijaju u 24 faze s ciljem da se proizvodi ukupno 790×10^6 m^3 plina dnevno. Vlasnička struktura polja se jako promijenila zbog ponovnog uspostavljanja ekonomskih sankcija Iranu od strane SAD uz povlačenje iz iranskog nuklearnog dogovora zbog čega se Total morao povući iz vlasničke strukture polja South Pars – faze 11 te je njegovih 50,5%, koje je dijelio s Nacionalnom iranskom naftnom kompanijom, preuzela tvrtka CNPC koja je već posjedovala 30% udjela (NS ENERGY, 2019g).

Plinsko polje South Pars smješteno je 3000 m ispod morskog dna na dubini mora od 65 m. Otkrila ga je Nacionalna iranska naftna kompanija (NIOC) 1990. godine. Cijelo sjeverno polje, uključujući i Katar, zauzima 9700 km², dok je South Pars u iranskim vodama najproduktivniji dio polja i pokriva 3700 km². Procjenjuje se da u plinskom polju South Pars ima približno 14×10^{12} m^3 pridobivih rezervi plina, zajedno s $2{,}86\times10^9$ m^3 (18 Gbbl) pridobivih rezervi plinskog kondenzata. South Pars započeo je proizvodnju prirodnog plina puštanjem u rad prve i druge faze razvoja polja 2002. godine. Faze od tri do deset započinjale su jedna za drugom do 2009. godine. Kopnena postrojenja projekta za razvoj plina South Pars nalaze se u Assaluyehu i Kanganu u blizini luke Bushehr. Preostalih 14 faza projekta trenutno su u različitim stadijima razvoja i očekuje se da će se realizirati do 2021. godine (NS ENERGY, 2019g).

Sjeverno polje (North Field), poznato i kao Sjeverna kupola, smješteno u Perzijskom zaljevu u Kataru, najveći je svjetski plinski odobalni projekt. Divovsko plinsko polje prostire se na 6000 km^2 u dubinama mora od oko 65 m i sadrži procijenjene pridobive rezerve plina od $25{,}47\times10^9$ m^3 (900 tcf). Samo sjeverno polje čini oko 13% ukupno dokazanih svjetskih rezervi plina. Odobalno plinsko polje u zajedničkom su vlasništvu i njime upravljaju RasGas i Qatargas. Sjeverno polje trenutno se iskorištava uz pomoć 14 jedinica za ukapljivanje prirodnog plina pojedinačnog kapaciteta između $(17{,}24\text{-}22{,}1)\times10^6$ m^3/g (7,8 Mtpa i 10 Mtpa) LNG-a, a s ukupnim proizvodnim kapacitetom od $170{,}17\times10^6$ m^3/g (77 Mtpa) LNG-a. RasGas, konzorcij u vlasništvu QP-a (70%) i ExxonMobila (30%), upravlja sa sedam od ovih 14 proizvodnih jedinica. S preostalih sedam jedinica upravlja Qatargas, konzorcij koji čine QP, Total, ExxonMobil, Mitsui, Marubeni, ConocoPhillips i Royal Dutch Shell. Projekt plina Barzan, završen 2015. godine, najnoviji je projekt u sklopu Sjevernog polja. Katar je najveći svjetski izvoznik LNG-a (Offshore Technology, 2014d).

Projekt razrade plina na sjevernom polju sastoji se od odobalnog kompleksa Sjeverno polje Bravo i RasGas Alfa, koji zajedno doprinose približno $79{,}2\times10^6$ m^3/d (2,8 bcfd) plina ukupnom proizvodnom kapacitetu polja. Polje je razrađeno s 20 udaljenih proizvodnih platformi s kombiniranim proizvodnim kapacitetom od 444×10^6 m^3/d (15,7 bcfd). Plin proizveden s polja isporučuje se na kopno u industrijski grad Ras Laffan. Trenutno je u fazi proširenje polja (prva faza), odobalno polje će projektom North Field East extension imati proizvodni kapacitet od 159×10^3 m^3oe/d (1 MMboe/d), dok se na kopnu predviđa da će proizvoditi oko $70{,}72\times10^6$ m^3/g (32 Mtpa) LNG-a. Druga faza projekta proširenja – North Field South (NFS) - trebala bi povećati katarski proizvodni kapacitet LNG-a sa $243{,}1\times10^6$ m^3/g (110 Mtpa) na $278{,}46\times10^6$ m^3/g (126 Mtpa) do 2027. godine (NS ENERGY, 2021b).

3.5. Odobalje Arktika

Dubokomorski bazeni Arktičkog kruga, raspoređeni na rastegnutoj pozadini, uključuju bazen Barentsovog mora, bazen Karskog mora, kontinentalni šelf Laptevskog mora, Istočno sibirsko more, Čukotsko more, Beringovo more, Aljaški zaljev, Beaufortovo more i Baffinov zaljev. Zbog posebnih zemljopisnih, klimatskih i okolišnih uvjeta na Arktiku, istražne su radnje započele kasno. Međutim, napravljeni su veliki pomaci.



Slika 3-38. Arktik s okolnim državama i izotermom (Congress Library, 2007)

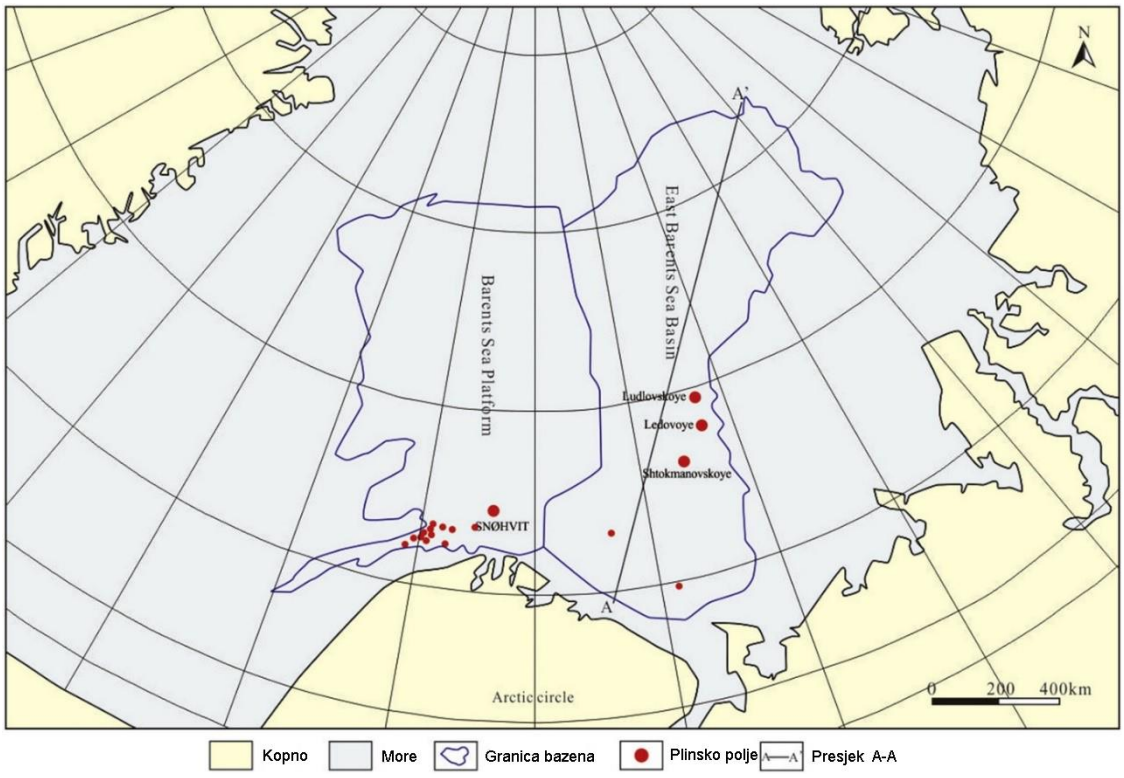
Procjenjuje se da u Arktiku leži 13% ($14{,}31\times10^9$ m^3 (90 milijardi barela)) svjetski neotkrivenih konvencionalnih izvora nafte i 30% neotkrivenih konvencionalnih resursa prirodnog plina, prema procjeni koju je provela Američka geološka služba (USGS), od kojih se očekuje približno 84% u odobalnim područjima (USGS, 2008). Razmatranje ovih resursa kao komercijalno održivima je relativno novo, unatoč veličini arktičkih resursa, zbog poteškoća i troškova koji se javljaju u privođenju proizvodnji arktičkih nalazišta nafte i prirodnog plina. Troškovi razrade ugljikovodika u regiji mogu biti i do 100% skuplji od sličnih npr. u Texasu. Upravo profitabilni razvoj polja u Arktiku bi mogao biti problem zbog niza razloga: potrebne posebno dizajnirane opreme za niske temperature, ograničen pristup prijevozu i duge opskrbne linije zbog uvjeta stvaranja leda, veće plaće zbog loših uvjeta te stvaranje hidrata prirodnog plina, kao i mogućnost istraživanja samo u uskom periodu ljetnih mjeseci za određena područja.

Razvoj prirodnog plina mogao bi biti posebno izazovan. Iako je Arktik bogat prirodnim plinom, razvoj arktičkih resursa prirodnog plina mogla bi ometati niska tržišna vrijednost prirodnog plina u odnosu na vrijednost nafte. Nadalje, potrošači prirodnog plina žive daleko od regije, a troškovi transporta prirodnog plina veći su od troškova nafte i kapljevina.

Područje Arktičkog odobalnog prostora podijeljeno je između Danske (Grenland), Norveške, Rusije, SAD-a i Kanade (slika 3-38).

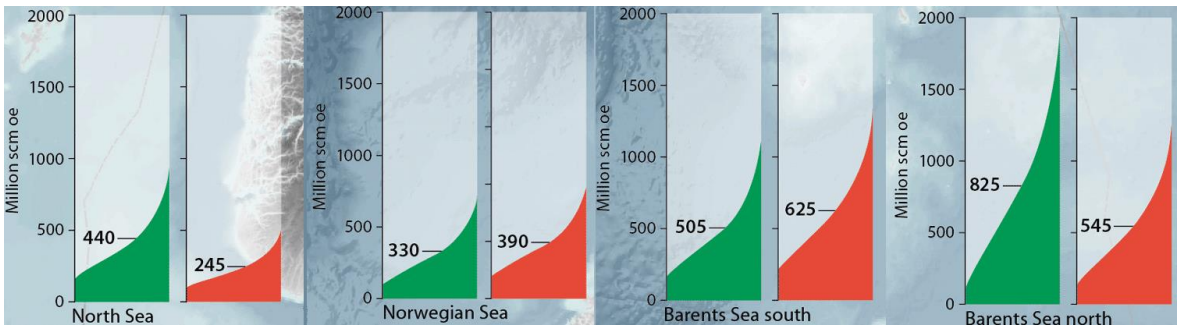
3.5.1. Barentsovo more

Barentsovo more je najveće rubno more Arktičkog oceana. Bazen Barentsovog mora uključuje dvije sekundarne strukturne jedinice: platformu Barentsovog mora i bazen Istočnog Barentsovog mora. Na zapadnoj dominiraju Norvežani dok na istočnoj Rusi.



Slika 3-39. Bazeni i naftna/plinska polja u Barentsovom moru (Sternbach, 2020)

Prema izvješću USGS-a iz 2008. godine, potencijalne rezerve u bazenu Barentsovog mora procijenjene su za sirovu naftu – $1071{,}07\times10^6$ m^3oe (919×10^6 toe), prirodni plin - $9{,}49\times10^{12}$ m^3 i kondenzat – $334{,}85\times10^6$ m^3oe (181×10^6 toe) (USGS, 2008). U istražnim operacijama u Barentsovom moru sudjeluju dvije države: Norveška i Rusija. Otkriven je velik broj naftno-plinskih polja u dubokomorskim područjima (> 300 m). U budućnosti Barentsovo more može predstavljati značajan potencijal u istraživanju, kao i cijeli Arktik.



Slika 3-40. Neotkriveni resursi Norveških mora (Norwegian Petroleum, 2021b)

Na slici 3-40 prikazani su grafovi s neotkrivenim resursima u morima Norveške, gdje se vidi potencijal Barentsovog mora, pogotovo njegovog sjevernog dijela. Norveška stalno ulaže u otkrivanje novih resursa u odobalju Norveškog mora i Sjevernog mora, pa tako i Barentsovog gdje je s istraživanjima krenula 80-ih godina, a ista su se nastavila i u ovom stoljeću gdje se napredak dogodio u zadnjem desetljeću, otkrićem niza velikih polja (tablica 3-14).

Tablica 3-14. Velika otkrića naftnih/plinskih polja u bazenu Barentsovog mora u Norveškoj (Pratama, 2021)

Naftno/plinsko polje	Vrijeme otkrića	Dubina mora (m)	Pridobive rezerve nafte - $\times 10^6$ m^3 ($\times 10^6$ t)	Pridobive rezerve plina - $\times 10^9$ m^3	Ukupne pridobive rezerve - $\times 10^6$ m^3oe ($\times 10^6$ toe)
Snøhvit	1984.	335	26,4 (22,65)	239,03	265,38 (227,77)
Albatros	1982.	320			
Havis	2012.	365	85,18 (73,09)	13,96	99,85 (85,67)
Johan Castberg	2011.	374			
Norvarg	2011.	377	0	48	48,01 (41,19)
Wisting	2013.	398	38,31 (32,87)	0	38,31 (32,87)
Alta	2014.	388	26,11 (22,4)	9,7	35,8 (30,72)
Hanssen	2014.	418	35 (30,03)	0	35 (30,03)
Goliat	2000.	381	28,51 (24,46)	0	28,51 (24,46)
Obesum	2008.	364	28,2 (24,2)	1,7	32,87 (25,66)

Snohvit

Svakako treba izdvojiti najveće polje i otkriće iz osamdesetih, prvijenac proizvodnje Norveškog Arktika, polje Snohvit. Polje plina i kondenzata Snohvit, koje proizvodi od kolovoza 2007. godine, prvo je odobalno polje u Barentsovom moru u Norveškoj. Trenutno je u fazi dodatne razrade kako bi zadržalo svoj proizvodni kapacitet na maksimumu. Equinor

Energy drži 36,79% udjela i operator je polja, dok su ostali partneri Petoro (30%), Total E&P Norge (18,4%), Neptune Energy Norge (12%) i Wintershall Dea Norge (2,81%). Polje Snohvit otkriveno je 1984. godine, a plan razvoja polja odobrile su norveške vlasti 2002. godine. Šire područje polja Snohvit se sastoji od tri polja: Snøhvit, Albatross i Askeladd, koja su razvijena u više faza. Prema Norveškoj direkciji za naftu, preostale rezerve polja Snohvit procjenjuju se na 183×10^6 m^3oe u prosincu 2019. godine (početno 265×10^6 m^3oe) (Offshore Technology, 2019a).

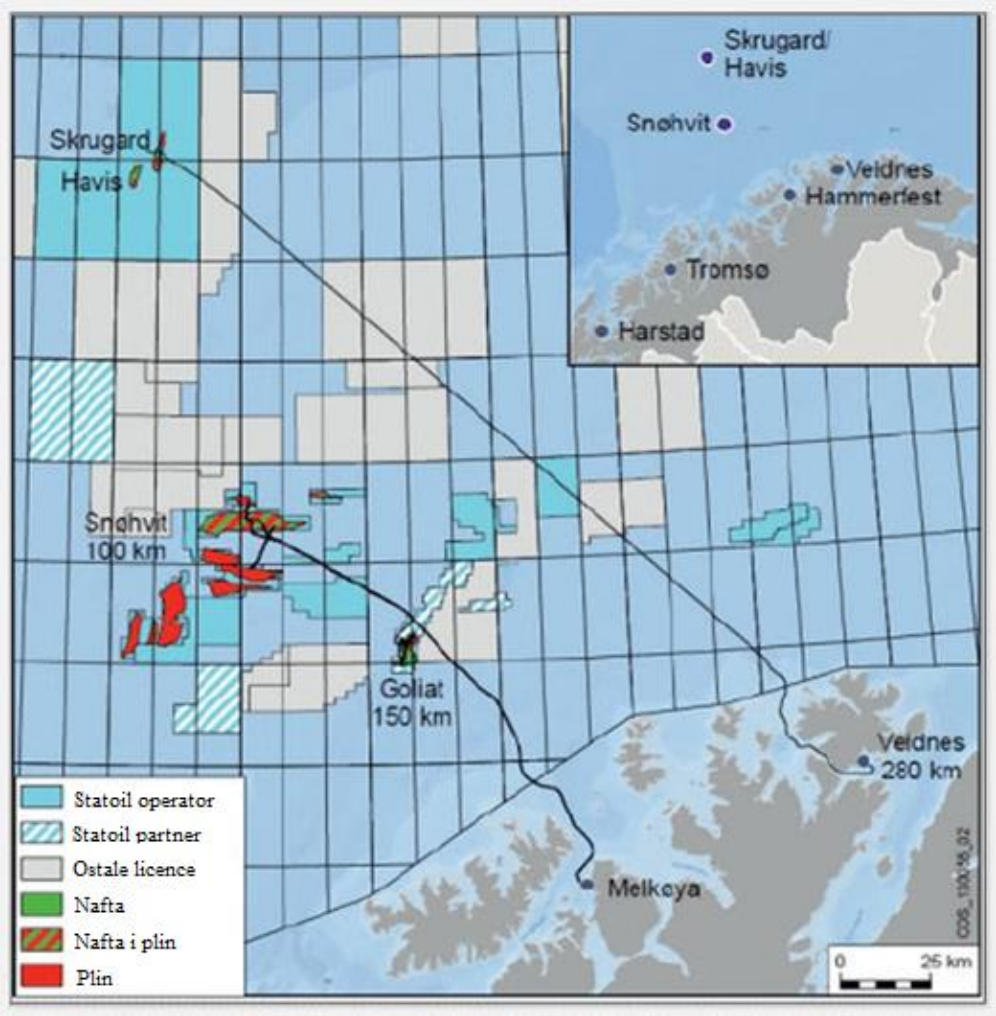
Razvoj polja Snohvit obuhvaća više podmorskih postolja, razdjelnika i bušotina koje su podvodnim sustavima povezani s kopnom (bez platformi). Cjevovod dug 160 kilometara transportira plin do kopnenog postrojenja za ukapljivanje LNG Hammerfest. Ova solucija izabrana je kao alternativa podvodnom plinovodu, koji bi ova polja spojio s poljima u južnijim morima Norveške. U završnoj fazi razvoja, 2020-ih, na polju će biti potrebno povećati tlak transporta. Trenutno je predviđeno da se taj sustav instalira na platformi i za to je osiguran proračun. Međutim, postoji alternativa kojom bi povećanje tlaka transporta u podmorju mogla biti opcija koja nudi ekonomski isplativije rješenje.

Johan Castberg

Trenutno najnoviji projekt većih razmjera u Barentsovom moru Norveške je projekt Johan Castberg. Projekt Johan Castberg uključuje razradu tri naftna polja Johan Castberg (Skrugard), Havis i Drivis, koja se nalaze u Barentsovom moru, približno 240 km sjeverozapadno od Hammerfesta, u odobalju Norveške. Naftna polja su u vlasništvu tvrtke Equinor (50%, operator), Eni (30%) i Petoro (20%). Plan za razvoj i rad (PDO) projekta odobrila je norveška vlada u lipnju 2018. godine. Očekuje se da će se projekt realizirati s procijenjenim ulaganjima od 49 milijardi Nkr (5,73 milijarde USD). Prva nafta iz projekta očekuje se 2022. godine, dok se proizvodnja s polja očekuje u količini od $31,8\times10^3$ m^3oe (200.000 boe/d). Polja leže u dubini mora od 360 m do 390 m, udaljena su 100 km od polja Snohvit i 150 km od polja Goliat. Pridobive rezerve iznose od $63,6\times10^6$ m^3 do $103,35\times10^6$ m^3 (400 - 650 MMbbl) nafte (Offshore Technology, 2021c).

Projekt Johana Castberga planira se realizirati plutajućim brodom za proizvodnju, skladištenje i istovar (FPSO). Za potrebe projekta će se izbušiti ukupno 18 vodoravnih proizvodnih bušotina i 12 utisnih bušotina. FPSO će biti opremljen s dva generatora s plinskim turbinama, modulima za utiskivanje vode i kemikalija te bakljom. Stambeni prostor FPSO-a moći će primiti 140 članova osoblja. Podmorski sustav polja sastojat će se od deset

podmorskih postolja, dvije satelitske strukture, kontrolnih sustava i bušotinskih glava. Nafta proizvedena FPSO jedinicom, transportirat će se cjevovodom dužine 280 km do terminala za preradu koji se nalazi u mjestu Veidnes. Bit će to prvi kopneni naftni terminal u sjevernoj norveškoj regiji (NS ENERGY, 2021a).



Slika 3-41. Razvoj polja u Barentsovom moru, Norveška (Penn Energy , 2013)

Uz ova dva eksploatacijska projekta u Barentsovom moru treba još spomenuti naftno polje Goliat, koje se nalazi najbliže obali i koristi najveću cilindričnu plutajuću FSPO jedinicu na svijetu.

Ključna stvar kod istraživanja Arktika je briga za okoliš u ovom iznimno osjetljivom području te su stoga poduzete sve moguće sigurnosne mjere i iscrpna ekološka istraživanja

kako bi se izbjegle ikakve neželjene situacije ili naštetilo nekom bioraznolikom staništu. Također na polju Snohvit započet je veliki projekt CO_2 sekvestracije, kojim se CO_2 dobiven procesima obrade plina utiskuje nazad u ležište te time pridonosi u borbi protiv klimatskih promjena. Bez obzira na to, arktičke države su pod stalnim pritiskom ekoloških udruga, koje se bore protiv ikakve eksploatacije Arktika.

U ruskom dijelu Barentsovog mora također su pronađene značajne količine ugljikovodika, prvenstveno plinska polja i plinsko-kondenzatna polja. Istraživanja su poduzeta 80-ih i početkom 90-ih. Pronađeno je nekoliko polja, od kojih se najviše ističu Shtokmanovskoy i Ludlovskoye.

Tablica 3-15. Velika dubokomorska polja nafte i plina u bazenu Barentsovog mora u Rusiji (Pratama, 2021)

Plinsko polje	Vrijeme otkrića	Dubina mora (m)	Vrsta fluida	Pridobive rezerve - $\times 10^9$ m^3
Shtokmanovskoye	1988.	330	Plin, kondenzat nafte	3200
Ludlovskoye	1990.	oko 300	Plin	1500
Ledovoye	1991.	oko 300	Plin	-
Sjeverno Kildinskoye	1983.	oko 300	Plin	-
Murmanskoye	1984.	oko 300	Plin, kondenzat nafte	1,2

Shtokmanovskoy polje otkriveno je 1988. godine s ukupnim pridobivim rezervama plina od $3{,}2\times10^{12}$ m^3. Razvoj polja Shtokmanovskoy podijeljen je u tri faze. Shtokmanovskoy će proizvoditi $23{,}7\times10^9$ m^3 plina godišnje nakon puštanja u pogon postrojenja faze 1 i $47{,}4\times10^9$ m^3plina godišnje nakon što se postrojenja faze 2 ugrade u mrežu. Polje će dostići svoj projektni kapacitet od $71{,}1\times10^9$ m^3plina godišnje tijekom faze 3. Nakon provedbe prvih faza, postoji potencijal za povećanje proizvodnje polja Shtokmanovskoy, ovisno o situaciji na ciljnim tržištima i dinamici potražnje za plinom. Gazprom ima licencu za istraživanje i proizvodnju plina i kondenzata na polju Shtokmanovskoy. Trenutno nisu poduzete nikakve razvojne radnje osim istražnih i ocjenskih bušotina te je projekt odgođen do daljnjega (Gazprom, 2021).

3.5.2. Arktičko odobalje Sjeverne Amerike (Kanada, SAD, Grenland)

3.5.2.1. Kanada

Opsežno bušenje vršile su na kanadskom Arktiku tijekom 1970-ih i 1980-ih tvrtke Panarctic Oils Ltd., Petro Canada i Dome Petroleum. Nakon što je 176 bušotina izbušeno uz milijarde dolara troškova, otkriveno je približno 300×10^6 m^3 (1,9 Gbbl) nafte i 560×10^9 m^3 (19,8 bcf) prirodnog plina. Ta otkrića nisu bila dovoljna da opravdaju razradu, a sve bušotine koje su izrađene, likvidirane su i napuštene. Bušenje na kanadskom Arktiku pokazalo se skupim i opasnim. Ispostavilo se da je geološka građa kanadskog Arktika daleko složenija od regija koje proizvode naftu poput Meksičkog zaljeva. Otkriveno je da je regija sklonija plinu, a ne nafti, a većina ležišta je frakturirana tektonskom aktivnošću, što je omogućilo da veći dio nafte koji je mogao biti na jednom mjestu, migrira (Wikipedia, 2017).

Trenutno na kanadskom Arktiku nije dozvoljena razrada nafte i plina u moru, ali to bi se uskoro moglo promijeniti. Vlada Kanade 2016. godine, zajedno sa Sjedinjenim Državama, uvela je petogodišnji moratorij na izdavanje novih dozvola za istraživanje nafte i plina u Arktičkom oceanu. Savezna vlada provodi široku znanstvenu reviziju moratorija na kanadsko arktičko bušenje, koji bi mogao biti ukinut već 2021. godine (WWF, 2020).

3.5.2.2. Grenland

Neki geolozi vjeruju da Grenland ima neke od najvećih preostalih naftnih resursa na svijetu. Provjera se odvija pod okriljem NUNAOIL-a, partnerstva između vlade Grenlanda i danske države. Američka geološka služba utvrdila je 2001. godine da bi vode u blizini sjeveroistočnog Grenlanda, u Grenlandskom moru sjeverno i južno od Arktičkog kruga, mogle sadržavati do 17×10^9 m^3 (110 milijardi barela) nafte (Wikipedia, 2017). Od 2009. Grenland, kao autonomni teritorij Danske, samostalno vlada svojim podzemljem.

Grenland je ponudio 8 blokova za nadmetanje duž svoje zapadne obale uz zaljev Baffin. Kombinacija multinacionalnih naftnih kompanija i Nacionalne naftne tvrtke NUNAOIL nadmetale su se za 7 od tih blokova. Tvrtke koje su uspješno sudjelovale u prethodnim krugovima nadmetanja i sklopile partnerstvo za licence s NUNAOIL-om su DONG Energy, Chevron, ExxonMobil, Husky Energy i Cairn Energy. Dostupno područje, poznato kao krug licenciranja zapadnog Diska, zanimljivo je zbog svoje relativne dostupnosti u usporedbi s drugim arktičkim bazenima, jer to područje uglavnom ostaje bez leda. Također, ima niz obećavajućih geoloških tragova. Sva nova planirana nadmetanja za licence su ukinuta.

3.5.2.3. USA

Vanjski kontinentalni plićak Aljaske obuhvaća mora Beauforta i Chukchi, Beringovo more, zaljev Cook i Aljaški zaljev. Ured za regiju Aljaske u BOEM-u odgovoran je za upravljanje istraživanjem nafte, prirodnog plina, obnovljivih izvora energije i mineralnih resursa na vanjskom kontinentalnom pojasu Aljaske na ekološki i ekonomski odgovoran način. U tu svrhu upravlja programima koji se odnose na zakupe, planove istraživanja, očuvanje okoliša, analizu okoliša i procjenu resursa. Nadgleda više od milijarde hektara do vanjskog kontinentalnog povišenja i više od 9000 km obale - više obale nego u ostatku Sjedinjenih Država zajedno (BOEM, 2020).

Većina naftnih i plinskih resursa u odobalju Aljaske javlja se u nakupinama premalim da bi se moglo zajamčiti komercijalno iskorištavanje u doglednoj budućnosti. Samo oko 15% geoloških naftnih zaliha u odobalju Aljaske nalazi se u naslagama dovoljno velikim da proizvodnja bude ekonomski isplativa ili, koje bi se moglo profitabilno privesti proizvodnji po cijenama približno jednakim onima koje vrijede danas (BOEM, 1995).

Procjenjuje se da u odobalju savezna država Aljaska ima 596×10^6 m^3 (3,75 Gbbl) neotkrivene, ekonomski pridobive nafte, s 5-postotnim izgledom da premaši $1{,}22\times10^9$ m^3 (7,65 Gbbl). Većina neotkrivenih, ekonomski pridobivih ležišta nafte nalazi se ispod Beaufortovog šelfa (361×10^6 m^3 ($2{,}27\times10^9$ bbl nafte)) i Chukchi šelfa (181×10^6 m^3 (1,14 $\times10^9$ bbl nafte)). Ostatak neotkrivenih, ekonomski pridobivih naftnih rezervi u saveznoj državi Aljasci nalazi se u zaljevu Cook (43×10^6 m^3 (0,27 milijardi barela nafte)). Većina konvencionalno pridobivih ležišta plina javlja se ispod šelfa Beauforta i Chukchija, ali ti se resursi smatraju neekonomičnima zbog nedostatka infrastrukture za transport plina. (BOEM, 1995).

3.5.3. Ostatak ruskog odobalja

Rusija je drugi najveći svjetski proizvođač sirove nafte (uključujući kondenzat) i drugi po veličini proizvođač suhog prirodnog plina. Sankcije i niže cijene nafte smanjile su strana ulaganja u ruske *upstream* aktivnosti, posebno u arktičke projekte na moru i šejlove, te su otežale financiranje projekata. Nakon sankcija gotovo je prestalo sudjelovanje zapadnih kompanija u projektima Arktika i šejla. Posljednjih godina ruska vlada nudi posebne porezne olakšice kako bi potaknula ulaganja u teško pridobive resurse, poput arktičkog podmorja (EIA, 2017b).

Jedini ruski projekt proizvodnje ugljikovodika proveden na arktičkom šelfu je odobalno polje Prirazlomnoye. Otkriveno je 1989. godine, ali s proizvodnjom je počelo tek u prosincu 2013. godine, a razvijeno je od strane tvrtke Gazprom. Očekuje se da će proizvodnja iz polja Prirazlomnoye doseći vrhunac od oko $15{,}9 \times 10^3$ m^3/d (100.000 b/d) (Gazprom, 2020).

Većina ruske proizvodnje nafte potječe iz zapadnog Sibira i regija Ural-Volga, a nešto više od 12% proizvodnje u 2016. godini potječe iz istočnog Sibira i ruskog Dalekog istoka (Krasnojarsk, Irkutsk, Jakutija i Sahalin). Međutim, ovaj udio je u rastu od iznosa od oko 5% proizvodnje iz 2009. godini. Dugoročno gledano, ruska istočna naftna polja, zajedno s uglavnom neiskorištenim rezervama nafte na ruskom Arktiku, mogu igrati veću ulogu (EIA, 2017b).

Uz već navedene tehničke probleme uzrokovane teškim vremenskim uvjetima, postoji niz problema koje se vezuju za istraživanje i proizvodnju nafte i plina u regiji. Preklapanje i sporne tvrdnje o ekonomskom suverenitetu između susjednih jurisdikcija mogle bi biti prepreka razvoju arktičkih resursa. Prema trenutnoj međunarodnoj praksi, zemlje imaju ekskluzivna prava na resurse morskog dna i do 200 milja dalje od njihove obale, područja zvanog isključivi gospodarski pojas (EEZ). Izvan EEZ-a, procjene "prirodnog produljenja" kontinentalnog pojasa mogu utjecati na granice morskog dna zemalja.

Zajedno s ekonomskim i političkim izazovima, upravljanje okolišem i regulatorne dozvole mogu također utjecati na vremenske rokove za istraživanje i proizvodnju arktičkih resursa. Ekološka pitanja uključuju očuvanje životinjskih i biljnih vrsta jedinstvenih za Arktik, posebno vegetacija tundre, karibua, polarnih medvjeda, tuljana, kitova i drugog morskog života. Adekvatnost postojeće tehnologije za upravljanje izlijevanjem nafte u moru u arktičkom okruženju još je jedan jedinstveni izazov. Izlijevanje među ledenjacima može biti puno teže obuzdati i očistiti od izlijevanja u otvorenim vodama.

Zaključak arktičkog potencijala iskorištavanja nafte i prirodnog plina jest da visoki troškovi, visoki rizici i dugotrajna vremenska ograničenja mogu poslužiti da odvrate od razrade, preferirajući razradu manje zahtjevnih resursa nafte i prirodnog plina drugdje u svijetu. Također, manje izdašna arktička ležišta nafte bit će lakše razrađena od arktičkih resursa prirodnog plina. Dakle, iako Arktik može biti važniji izvor globalne proizvodnje nafte i prirodnog plina negdje u budućnosti, vrijeme značajnog širenja arktičke proizvodnje teško je predvidjeti.

4. ZAKLJUČAK

Svjetska potražnja za naftom u konstantom je porastu i predviđa se da će rasti do 2040. godine kad će dosegnuti svoj maksimum potražnje. Kod plina je situacija nešto povoljnija, jer će njegova potražnja rasti i dalje, što se objašnjava činjenicom da se plin smatra "zelenim" gorivom, a ima ulogu kao tranzitno gorivo ka ugljičnoj neutralnosti. Najbitnije pitanje je može li svijet pratiti potražnju sa svojom ponudom i iz kojih izvora.

Većina proizvodnje nafte i plina u svijetu dolazi iz najvećih polja. Otkrića velikih i divovskih polja na kopnu i u plitkom odobalju jako su rijetka zbog dobre istraženosti. Prirodno je okretanje ka dubokom odobalju.

Globalno je dubokomorska nafta koncentrirana u središnjim i južnim dijelovima Atlantika, a prirodni plin je rasprostranjen u dubokomorskim područjima širom svijeta, posebno u dubokomorskim bazenima Neotetisa, sjevernom dijelu Atlantskih dubokih bazena, dubokomorskim bazenima Istočne Afrike i Arktičkim dubokim vodama.

Atlantski bazeni žarišna su točka proizvodnje iz dubokog odobalja te ubrzanog rasta rezervi s konstantnim otkrićima od zapadne Afrike, istočne Južne Amerika, Meksičkog zaljeva pa sve do istočne Kanade i Norveške. Područje Meksičkog zaljeva, Brazila i zapadne Afrike poznato je kao Zlatni trokut istraživanja i to područje je područje s najviše aktivnosti u odobalju te najrazvijenije infrastrukturno područje što se tiče odobalnog istraživanja, što ga čini još primamljivijim za investicije.

Bazeni Neotetisa pak igraju jako bitnu ulogu zahvaljujući otkrićima ogromnih rezervi prirodnog plina i geostrateškim lokacijama otkrića. Od sjeverozapadne Australije, s manjim stupnjem istraženosti te u skladu s tim i značajnim potencijalom za buduća istraživanja, pa do Mediterana gdje su ogromna nalazišta u akvatorijima Cipra, Izraela i Egipta dobila snagu uzdrmati cijelo tržište prirodnog plina zahvaljujući blizini EU i Azije.

Bitno je sagledati najnovije potencijalne naslage novih divovskih polja ugljikovodika. To su zasigurno ležišta iz prije-solnih naslaga aktualizirana tek u posljednjem desetljeću u odobalju Brazila i zapadne Afrike. Otkrićima u 2000-ima Brazil je pokrenuo revoluciju te učinio sve prije-solne formacije značajnima (Libra, Lula, Franco). Navedena polja imaju najveće rezerve nafte u dubokom odobalju. Na popisu najvećih, većinom se nalaze otkrića iz zlatnog trokuta.

Istraživanje ultradubokog odobalja nastavlja se u područjima već poznatim po bogatim ležištima. Probijanje granica dubine istraživanja mora sve dalje i dalje s razvojem tehnologije otvara nova područja za istraživanje. Nove tehnologije poput dugog podvodnog povezivanja i podmorskih postrojenja omogućuje svojevrsnu daljinsku proizvodnju polja ugljikovodika bez robusnih i skupih proizvodnih jedinica (plutajuće platforme, FPSO itd.) na poljima.

Ogroman potencijal u Arktiku djelomično je evaluiran u područjima s većim brojem istraživanja. Trenutno se proizvodnja odvija samo od strane Norveške u Barentsovom moru i Rusije u istočnom dijelu svog arktičkog odobalja. Najveće plinsko odobalno polje Shtokmanovskoye čeka razvoj i proizvodnju koja se odgađa što zbog tehničkih, što političkih, a i dijelom financijskih razloga. Velika polja zahtijevaju velike investicije. Razvoj Arktika problematičan je zbog, uz očite vremenske nepogodnosti, lokacije samih plinskih polja kojima se s udaljenosti od glavnih potrošača i dugim transportom uvelike komplicira i poskupljuje cijeli plinski proces za razliku od nafte i kondenzata. Ipak, enormne količine ugljikovodika u Arktiku čine ulaganja i sve veću proizvodnju iz Arktika samo pitanjem vremena.

U zapadnom Pacifiku minimalna je istraženost dubokomorskih kineskih dijelova Južnog kineskog mora. Veliki potencijal uz kineska područja u sjevernom Južnom kineskom moru je u odobalju država jugoistočne Azije, ponajprije zbog jako velikih količina ugljikovodika koja su tamo već pronađeni, što na kopnu što u plitkom moru. S obzirom na to stvorene su velike i jake nacionalne naftne kompanije koje vide strateške interese u izvozu čime se akumuliraju prihodi u državnoj kasi.

U globalu, mnogo je zbivanja na odobalnoj sceni. Odobalna industrija je privlačna i u pogledu cijene pokrića troškova istraživanja (engl. *breakeven*) primamljivija nego ikad. Spremna za novu razradu i proizvodnju kako bi pokrila rast potražnje za naftom i plinom te zamijenila zrela polja kako ona u odobalju tako i na kopnu, te s revolucijom plina iz šejlova donijela stabilnost na svjetskom energetskom tržištu što je ključ stabilnog razvoja gospodarstva.

5. LITERATURA

1. ANP, 2019. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019.
2. BOEM, 1995. Assessment Data For Oil And Gas Potential Of Alaska Federal Offshore.
3. BOEM, 2012. USA Offshore Potential.
4. BOEM, 2013. Deepwater Gulf Of Mexico Report.
5. BP, 2020. Statistical Review of World Energy 2020.
6. BP, 2021. Approximate conversion factors .
7. CHOW, L. C., 2000. Chinese Offshore Oil Production: Hopes and Reality. Hong Kong: Baptist University
8. FEE, D., O'DEA, J., 1994. Technology for Developing Marginal Offshore Oilfields. London, New York: Taylor & Francis.
9. HALBOUTY, M., 2001. Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990–2000: An Introduction. AAPG Convention, Denver, CO.
10. KRIŠTAFOR, Z., 2019. Aktivnosti u akvatoriju - bilješke s predavanja. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet.
11. MOCZYDLOWER, B., JUNIOR, F. P., PIZARRO, J. O., PETROBRAS, 2019. Libra Extended Well Test - An Innovative Approach to De-Risk a Complex. Offshore Technology Conference.
12. MURAWSKI, S. A., AINSWORTH, C. H., GILBERT, S., HOLLANDER, D. J., PARIS, C. B., SCHLÜTER, M., WETZEL, D. L., 2020. Scenarios and Responses to Future Deep Oil Spills. Cham: Springer
13. NLOG, 2017. Oil and Gas fields overview.
14. OGJ, 2021. Worldwide oil and gas reserves. *Oil & Gas Journal.*
15. PERIĆ, M., 2007. Englesko hrvatski enciklopedijski rječnik istraživanja i proizvodnje nafte i plina. Zagreb, Sveučilište u Zagrebu.

16. PRATAMA, E., 2021. De-risking subsurface uncertainties in developing and managing deepwater turbidite gas assets through data analytics. *Arabian Journal for Science and Engineering.*

17. STERNBACH, C. A., 2020. Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins. *AAPG Bulletin.*

18. UK GOVERNMENT., 2013. Wood Review Implementation.

19. USGS., 2008. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle.

20. WILKINSON, R., 2019. Woodside moves to pre-FEED for Shwe Yee Htun gas field, Myanmar. *Oil & Gas Journal*.

21. WILSON, R., 2020. Gorgon Gas Fields, Northern Carnarvon Basin.

22. YU, C., MENG, X., WANG, F., 2008. Deepwater E&P in Southeast Asia and prospects for international cooperation. *Int. Petrol. Econ.*

23. ZELENKO, I., 2020. Analiza uklanjanja odobalnih postrojenja na jadranu u odnosu na prenamjenu u odobalnu vjetroelektranu. Zagreb: Rudarsko-geološko-naftni fakultet.

24. ZHANG, G., QU, H., FENG, Y., 2015. An Introduction to the Petroleum Geology of Deepwater Settings. *Beijing : Science Press.*

WEB IZVORI:

25. 9GAG, Troll A. URL: https://9gag.com/gag/aK62m03 (21.4.2021)

26. A BARELL FULL, 2015. Kizomba Oil And Gas Field. URL: http://abarrelfull.wikidot.com/kizomba-oil-and-gas-field (30.3.2021.)

27. A BARREL FULL, 2008. Kikeh Oil Field. URL: http://abarrelfull.wikidot.com/kikeh-crude-oil (16.5.2021.)

28. A BARREL FULL, 2016. Julia Oil Field. URL: http://abarrelfull.wikidot.com/julia-oil-field (1.3.2021.)

29. BAUSTROS, E., 2018. Natural Gas in East-Mediterranean Basin – Changing the Energy Landscape. Qatar. URL: https://www.researchgate.net/publication/329453610_Natural_Gas_in_East-Mediterranean_Basin_-_Changing_the_Energy_Landscape (20.06.2021.)

30. BOEM., 2020. Alaska OCS Region. URL: https://www.boem.gov/regions/alaska-ocs-region (1.7.2021.)

31. CANADA ENERGY REGULATOR, 2021. Provincial and Territorial Energy Profiles – Newfoundland and Labrador. URL: https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/provincial-territorial-energy-profiles/provincial-territorial-energy-profiles-newfoundland-labrador.html (18.3.2021.)

32. CAPP, 2019. Industry Across Canada. URL: https://www.capp.ca/economy/industry-across-canada/ (21.3.2021.)

33. CHEVRON, 2020. Gorgon project an Australian icon. URL: https://australia.chevron.com/our-businesses/gorgon-project (25.5.2021.)

34. CONGRESS LIBRARY, 2007. Arctic region. URL: https://www.loc.gov/resource/g3270.ct002227/?r=-1.2,-0.012,3.4,1.465,0 (21.6.2021.)

35. EIA, 2013. Overview of oil and natural gas in the Caspian Sea region. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/regions-of-interest/Caspian_Sea (10.6.2021.)

36. EIA, 2016a. Tanzania. URL: https://www.eia.gov/international/overview/country/TZA (10.5.2021.)

37. EIA, 2016b. South China Sea. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/regions-of-interest/South_China_Sea (16.5.2021.)

38. EIA, 2017a. UK. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/country/GBR (26.4.2021.)

39. EIA, 2017b. Russia. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/country/RUS (1.7.2021.)

40. EIA, 2019. Nigeria. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/country/NGA (29.3.2021.)

41. EIA, 2020a. Offshore oil and gas production in Gulf of Mexico. URL: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=mcrfp3fm2&f=m (21.2.2021.)

42. EIA, 2020b. Angola. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/country/AGO (29.3.2021.)

43. EIA, 2020c. Mozambique. URL: https://www.eia.gov/international/overview/country/MOZ (29.4.2021.)

44. EIA, 2020d. China Analysis. URL: https://www.eia.gov/international/overview/country/CHN (10.5.2021.)

45. EIA, 2020e. Australia. URL: https://www.eia.gov/international/analysis/country/AUS (20.5.2021.)

46. EIA, 2020f. The Gulf of Mexico saw its largest decrease in crude oil production since 2008 in August. URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45936 (26.2.2021.)

47. EIA, 2021. Short-Term Energy Outlook 2021. URL: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php (4.2.2021.)

48. EXXONMOBIL, 2020. Guyana project overview. URL: https://corporate.exxonmobil.com/locations/guyana/guyana-project-overview (26.3.2021.)

49. GAZPROM, 2020. Prirazlomnoye field. URL: https://www.gazprom.com/projects/prirazlomnoye/ (1.7.2021.)

50. GAZPROM, 2021. Shtokmanovskoye field. URL: https://www.gazprom.com/projects/shtokmanovskoye/ (25.6.2021.)

51. GEOEXPRO, 2017. New Opportunities in the Central North Sea. URL: https://www.geoexpro.com/articles/2017/03/new-opportunities-in-the-central-north-sea (26.4.2021.)

52. GROWTHMARKETS OIL, Morske granice prema država u Južnom kineskom moru. URL: https://www.growthmarkets-oil.com/uploads/newsarticle/995327/images/199642/large/fig%201.jpg (26.5.2021.)

53. IFPEN, 2018. New Oil And Gas Discoveries In 2018. URL: https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/new-oil-and-gas-discoveries-2018 (18.1.2021.)

54. IFPEN, 2020. E&P Investments. Drilling Activities And Markets, Geophysics And Offshore Construction (2019). URL: IFP Enegies Nouvelles: https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/ep-investments-drilling-activities-and-markets-geophysics-and-offshore-construction-2019 (16.1.2021.)

55. IHS MARKIT, 2020. Mexico. URL: IHS Markit: https://ihsmarkit.com/Info/en/a/mexico/regional-overview.html (2.3.2021.)

56. JPT, 2014. Turret-Mooring-System Experience and Enhancements in the Atlantic Frontier.
URL: https://jpt.spe.org/turret-mooring-system-experience-and-enhancements-atlantic-frontier) (15.5.2021.)

57. LEPAN N., 2019. Mapped: The World's Biggest Oil Discoveries Since 1868. *Visual Capitalist.* URL: https://www.visualcapitalist.com/map-worlds-biggest-oil-discoveries-since-1868/ (2.6.2021.)

58. LEPIC, B., 2020. Husky Energy nearing completion of Chinese gas project. *Offshore Energy.* URL: https://www.offshore-energy.biz/husky-energy-nearing-completion-of-chinese-gas-project/ (18.5.2021.)

59. LIBRARY OF CONGRESS, 2007. Middle East oil and gas. URL: https://www.loc.gov/resource/g7421h.ct002142/ (20.6.2021.)

60. NES FIRCROFT, 2020. is-mozambique-the-worlds-next-great-energy-superpower. URL: https://www.nesfircroft.com/blog/2020/07/is-mozambique-the-worlds-next-great-energy-superpower (28.4.2021.)

61. NIMMAGADDA, S. L., 2012. Petroleum Ontology and Data Integration Methodologies for Effective Management of Petroleum Systems of South East Asian

Sedimentary Basins. URL: https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S2468256X19300033-gr15.jpg (2.6.2021.)

62. NIXON, L., KAZANIS, E., ALONSO, S., 2016. Deepwater gulf of Mexico, OCS Report URL: (https://www.boem.gov/sites/default/files/about-boem/BOEM-Regions/Gulf-of-Mexico-Region/Resource-Evaluation/Deepwater-Gulf-of-Mexico-Report-2014.pdf) (6.3.2021.)

63. NORSK PETROLEUM, 2017. Asgard. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/asgard/ (10.4.2021.)

64. NORSK PETROLEUM, 2018. Troll. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/troll/ (21.4.2021.)

65. NORSK PETROLEUM, 2020. Ormen Lange. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/ormen-lange/ (11.4.2021.)

66. NORSK PETROLEUM, 2021. Resources Per Sea Area. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/petroleum-resources/resources-per-sea-area/ (10.4.2021.)

67. NORWEGIAN PETROLEUM, 2018. Norway's Petroleum History. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/ (10.4.2021.)

68. NORWEGIAN PETROLEUM, 2021a. Fields and discoveries in the norwegian sea. URL: https://www.norskpetroleum.no/en/developments-and-operations/activity-per-sea-area/06-nh-en-07042020-2/ (4.4.2021.)

69. NORWEGIAN PETROLEUM, 2021b. URL: RESOURCES PER SEA AREA: https://www.norskpetroleum.no/wp-content/uploads/52-Undiscovered-resources-by-area-E-09012020.png (23.6.2021.)

70. NRCAN, 2019. Crude oil facts. URL: https://www.nrcan.gc.ca/science-and-data/data-and-analysis/energy-data-and-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064 (21.3.2021.)

71. NS ENERGY, 2016. Shah Deniz Gas Field Development. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/shah-deniz-gas-field-development/ (15.6.2021.)

72. NS ENERGY, 2018a. Lula Oil Field Development. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/lula-oil-field-development/ (25.3.2021.)

73. NS ENERGY, 2018b. Clair Ridge. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/clair-ridge-development-project-north-sea/ (26.4.2021.)

74. NS ENERGY, 2018c. Zama Oil Field Development, Gulf of Mexico. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/zama-oil-discovery/ (12.3.2021.)

75. NS ENERGY, 2019a. Liza Oil Field Phase Two Development, Stabroek Block. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/liza-oil-field-phase-two-development-stabroek-block/ (27.3.2021.)

76. NS ENERGY, 2019b. Greater Tortue Ahmeyim LNG Project. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/greater-tortue-ahmeyim-lng-project/ (1.4.2021.)

77. NS ENERGY, 2019c. Liwan Gas Project, South China Sea. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/liwan-gas-project-south-china-sea/ (15.5.2021.)

78. NS ENERGY, 2019d. Kashagan Oil Field Development. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/kashagan-oil-field-development/ (15.6.2021.)

79. NS ENERGY, 2019e. Countries with largest natural gas reserves in the Middle East. URL: https://www.nsenergybusiness.com/features/largest-natural-gas-reserves-middle-east/ (18.6.2021.)

80. NS ENERGY, 2019f. Safaniya Oil Field, Arabian Gulf. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/safaniya-oil-field-arabian-gulf/ (20.6.2021.)

81. NS ENERGY, 2019g. South Pars Gas Development Project, Persian Gulf. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/south-pars-gas-field-persian-gulf-iran/ (20.6.2021.)

82. NS ENERGY, 2020a. Mero Oil Field Development. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/mero-oil-field-rio-de-janeiro/ (26.3.2021.)

83. NS ENERGY, 2020b. Liza Oil Field, Stabroek Block. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/liza-oilfield-stabroek-block-guyana/ (4.4.2021.)

84. NS ENERGY, 2020c. Payara Field Development Project. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/payara-field-development-project/ (27.3.2021.)

85. NS ENERGY, 2020d. Lingshui 17-2 Gas Field Development. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/lingshui-17-2-gas-field-development/ (15.5.2021.)

86. NS ENERGY, 2020e. Abadi LNG Project. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/abadi-lng-project/ (16.5.2021.)

87. NS ENERGY, 2020f. Gorgon LNG Project, Barrow Island - NS Energy. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/gorgon-lng-project-barrow-island/ (25.5.2021.)

88. NS ENERGY, 2020g. Leviathan Gas Field, Mediterranean Sea. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/leviathan-gas-field-levantine-israel/ (30.5.2021.)

89. NS ENERGY, 2020h. Zohr Gas Field, Mediterranean Sea. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/zohr-gas-field-mediterranean-sea/ (30.5.2021.)

90. NS ENERGY, 2020i. Upper Zakum Offshore Oil Field Expansion, Abu Dhabi. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/upper-zakum-offshore-oil-field-expansion-abu-dhabi/ (20.6.2021.)

91. NS ENERGY, 2020j. Trion Oil Field, Gulf of Mexico. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/trion-oil-field-gulf-of-mexico/ (10.3.2021.)

92. NS ENERGY, 2021a. Johan Castberg Project, Barents Sea. URL: https://www.nsenergybusiness.com/projects/johan-castberg-project-barents-sea/ (25.6.2021.)

93. NS ENERGY, 2021b. Profiling North Field East, the world's largest-ever LNG project. URL: https://www.nsenergybusiness.com/features/north-field-east-project/ (21.6.2021.)

94. OECD, 2014. Workshop on Shipbuilding and the Offshore Industry. URL: https://www.oecd.org/sti/ind/workshoponshipbuildingandtheoffshoreindustry.htm (10.2.2021.)

95. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2000. Petro-Canada oilfield project. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/terra_nova/ (18.3.2021.)

96. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2008a. Clair. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/clair-ridge-project-shetlands/ (26.4.2021.)

97. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2008b. Kikeh Floating Production, Storage and Offloading Development. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/kikeh-floating-production-storage-offloading-development/ (16.5.2021.)

98. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2012. Cantarell Oilfield, Gulf of Mexico. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/cantarell/ (2.3.2021.)

99. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2014a. Forties. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/forties-oil-field-north-sea/ (26.4.2021.)

100. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2014b. Offshore UK: making the most of the North Sea. URL: https://www.offshore-technology.com/features/featureoffshore-uk-making-the-most-of-the-north-sea-4167994/ (25.4.2021.)

101. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2014c. Abadi Gas Field. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/abadi-field/ (16.5.2021.)

102. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2014d. The world's biggest offshore gas projects. URL: https://www.offshore-technology.com/features/featurethe-worlds-biggest-offshore-gas-projects-4177223/ (20.6.2021.)

103. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2015a. Kizomba Offshore Field Deepwater Project. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/kizomba-offshore-field-deepwater-project/ (30.3.2021.)

104. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2015b. Oil production starts at Kizomba Satellites Phase II project, offshore Angola. URL: https://www.offshore-technology.com/news/newsoil-production-starts-at-kizomba-satellites-phase-ii-project-offshore-angola-4567100/ (1.4.2021.)

105. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2015c. Coral Field, Area 4, Rovuma Basin. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/coral-field-area-4-rovuma-basin/ (29.4.2021.)

106. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2016a. Åsgard North Sea Northern, Statoil oilfield project. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/asgard/ (11.4.2021.)

107. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2016b. Offshore Titans: the North Sea's biggest oil fields. URL: https://www.offshore-technology.com/features/featurethe-biggest-oil-fields-in-the-north-sea-4836046/ (21.4.2021.)

108. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2016c. Gorgon Gas Fields, Northern Carnarvon Basin. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/gorgon/ (25.5.2021.)

109. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2018a. Hebron Oil Project, Newfoundland. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/exxon_hebron/ (18.3.2021.)

110. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2018b. Bay du Nord Project. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/bay-du-nord-project/ (18.3.2021.)

111. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2018c. Libra Oil Field. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/libra-oil-field-santos-basin/ (25.3.2021.)

112. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2019a. Snohvit Field. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/snohvit-field/ (23.6.2021.)

113. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2019b. Agbami Oilfield. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/agbami/ (29.3.2021.)

114. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2019c. Ormen Lange Gas Field Project, North Sea Northern. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/ormen-lange-field/ (11.4.2021.)

115. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2020. Block KG-D6 Integrated Development, Bay of Bengal. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/bayofbengal/ (25.5.2021.)

116. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2021a. Hibernia Oil and Gas Field Project, Newfoundland, Canada. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/hibernia-oil-gas-field-project/ (18.3.2021.)

117. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2021b. Cluster 2 Fields Development, Block KG-DWN-98/2, Bay of Bengal. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/cluster-2-fields-development-block-kg-dwn-982-bay-of-bengal/ (28.5.2021.)

118. OFFSHORE TECHNOLOGY, 2021c. Johan Castberg Field Development Project, Barents Sea. URL: https://www.offshore-technology.com/projects/skrugard-field-development-project-norway/ (24.6.2021.)

119. OFFSHORE, 2008. CHINA & SOUTHEAST ASIA. URL: https://www.offshore-mag.com/home/article/16760602/china-southeast-asia (16.5.2021.)

120. OFFSHORE, 2013. Cobalt confirms Lontra #1 offshore Angola discovery. URL: https://www.offshore-mag.com/rigs-vessels/article/16772337/cobalt-confirms-lontra-1-offshore-angola-discovery (1.4.2021.)

121. OFFSHORE, 2016. ExxonMobil advances deepwater frontier with Julia. URL: https://www.offshore-mag.com/production/article/16754770/exxonmobil-advances-deepwater-frontier-with-julia (1.3.2021.)

122. OFFSHORE, 2021. 2021 US GULF OF MEXICO. URL: https://cdn.offshore-mag.com/files/base/ebm/os/document/2021/03/2021GOM_MAP_39x25_TRIM_D3.6040098a3b70f.pdf (1.3.2021.)

123. OIL-GASPORTAL, 2013. Oil&Gas Subsea | Production. URL: http://www.oil-gasportal.com/oilgas-subsea-production/?print=print (1.3.2021.)

124. OLIVERO, T., 2018. BAY DU NORD OIL PROJECT IS A GO: $14 billion in economic activity to come! UR:L https://theogm.com/2018/07/26/bay-de-nord-oil-project-is-a-go-6-8-billion-to-develop/ (16.3.2021.)

125. OPEC, 2020. World Oil Outlook 2045. URL: https://woo.opec.org/ (10.2.2021.)

126. PENN ENERGY, 2013. Statoil planning oil terminal at Veidnes. URL: http://www.german-oilgas-expo.com/e-news-Statoil-Veidnes-Oil-Terminal.htm (25.6.2021.)

127. PETROBRAS, 2020. Pre-Salt. URL: https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/ (25.3.2021.)

128. RIGZONE, 2016. Woodside Discovers Gas at Thalin-1A Well Offshore Myanmar. URL: https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/143010/woodside_discovers_gas_at_thalin1a_well_offshore_myanmar/ (28.5.2021.)

129. RYSTAD ENERGY, 2020a. Global upstream investments set for 15-year low, falling to $383 billion in 2020. URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-upstream-investments-set-for-15-year-low-falling-to-$383-billion-in-2020/ (16.1.2021.)

130. RYSTAD ENERGY, 2020b. Oil production costs reach new lows, making deepwater one of the cheapest sources of novel supply. URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/oil-production-costs-reach-new-lows-making-deepwater-one-of-the-cheapest-sources-of-novel-supply/ (16.1.2021.)

131. RYSTAD ENERGY, 2021. Gas year 2020 review: Global gas production exceeded demand, US led liquefaction capacity race. URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/gas-year-2020-review-global-gas-production-exceeded-demand-us-led-liquefaction-capacity-race/ (15.1.2021.)

132. TANZANIAINVEST, 2021. Gas Companies Push for Tanzania LNG Project. URL: https://www.tanzaniainvest.com/energy/gas-companies-push-for-lng-project (5.5.2021.)

133. UPSTREAM, 2020. Kashagan operator sets sights on 1.1 million bpd at massive Caspian oil and gas project. URL: https://www.upstreamonline.com/production/kashagan-operator-sets-sights-on-1-1-million-bpd-at-massive-caspian-oil-and-gas-project/2-1-928754 (16.6.2021.)

134. WIKIPEDIA, 2017. Petroleum exploration in the Arctic. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Petroleum_exploration_in_the_Arctic#Canada (1.7.2021.)

135. WIKIPEDIA, 2019. Offshore drilling in Atlantic Canada. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_drilling_in_Atlantic_Canada (16.3.2021.)

136. WIKIPEDIA, 2021a. North Sea oil. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/North_Sea_oil (20.4.2021.)

137. WIKIPEDIA, 2021b. Pasivna margina. URL: https://sr.wikipedia.org/sr-el/Пасивна_маргина (25.5.2021.)

138. WORLD OIL, 2020. All-in for the Brazilian oil and gas industry. URL: https://www.worldoil.com/magazine/2020/october-2020/special-report-analysis-of-brazil-s-og-sector/all-in-for-the-brazilian-oil-and-gas-industry (25.3.2021.)

139. WWF, 2020. Oil and Gas Development in the Canadian Arctic. URL: WWF: https://wwf.ca/habitat/arctic/oil-and-gas-development/ (1.7.2021.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći se znanjem stečenim tijekom studija i uz pomoć navedene literature.



Lovre Strika

KLASA: 602-04/21-01/242
URBROJ: 251-70-12-21-2
U Zagrebu, 23.9.2021.

Lovre Strika, student

RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM 602-04/21-01/242, URBROJ: 251-70-12-21-1 od 21.9.2021. priopćujemo vam temu diplomskog rada koja glasi:

GLOBALNA ODOBALNA PROIZVODNJA NAFTE I PLINA

Za voditelja ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o izradi i obrani diplomskog rada Prof.dr.sc. Zdenko Krištafor nastavnik Rudarsko-geološko-naftnog-fakulteta Sveučilišta u Zagrebu

Voditelj:

(potpis)

Prof.dr.sc. Zdenko Krištafor

(titula, ime i prezime)

Predsjednik povjerenstva za završne i diplomske ispite:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Vladislav Brkić

(titula, ime i prezime)

Prodekan za nastavu i studente:

(potpis)

Izv.prof.dr.sc. Dalibor Kuhinek

(titula, ime i prezime)