

ZNAČAJKE EKSPLOATACIJE UGLJIKOVODIKA U ARKTIČKOM POJASU

CHARACTERISTICS OF HYDROCARBON EXPLOITATION IN ARCTIC CIRCLE

¹⁾ VANJA LEŽ, ²⁾ DARIA KARASALIHović SEDLAR

¹⁾ INA – Industrija nafte, d.d. Av. V. Holjevca 10, Zagreb, Hrvatska

²⁾ Sveučilište u Zagrebu, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Pierottijeva 6, Zagreb, Hrvatska

Ključne riječi: arktički pojas, plinski potencijal, ležišta plina

Key words: Arctic Circle, gas potential, gas deposits

Sažetak

Unutar arktičkog pojasa pretpostavlja se postojanje značajnih količina ugljikovodika i to 25% od ukupnih neotkrivenih količina ugljikovodika na Zemlji. Najveći dio neotkrivenih rezervi, oko dvije trećine, trebao bi otpadati na prirodni plin. Dosad je unutar arktičkog pojasa otkriveno preko 500 većih ili manjih plinskih ležišta, ali osim plinskog polja Snøhvit zasad nema komercijalne eksploatacije prirodnog plina iz tog područja. Arktički plinski projekti su kompleksni, skupi i tehnički zahtjevni, ekonomski vrlo rizični te osjetljivi za ekosustav. Ruska Federacija je država koja je najbliže realizaciji arktičkih plinskih projekata na gigantskim plinskim poljima. Zbog ekstremnih vremenskih uvjeta u morima oko Grenlanda to područje Arktika najmanje je istraženo i najdalje je od realizacije privođenja eksploataciji.

Abstract

The existence of large quantities of hydrocarbons is supposed within the Arctic Circle. Assumed quantities are 25% of the total undiscovered hydrocarbon reserves on Earth, mostly natural gas. Over 500 major and minor gas accumulations within the Arctic Circle were discovered so far, but apart from Snøhvit gas field, there is no commercial exploitation of natural gas from these fields. Arctic gas projects are complicated, technically hard to accomplish, and pose a great threat to the return of investment, safety of people and equipment and for the ecosystem. Russia is a country that is closest to the realization of the Arctic gas projects that are based on the giant gas fields. The most extreme weather conditions in the seas around Greenland are the reason why this Arctic region is the least explored and furthest from the realization of any gas project.

Uvod

Geopolitički značaj Arktika sve više raste obzirom na potencijal ugljikovodika i porast cijena energenata. Brojne tvrtke rade na razvoju tehnologija neophodnih za eksploataciju plina u područjima s ekstremnim vremenskim uvjetima. U ovom radu je dan pregled većih otkrivenih polja ugljikovodika unutar arktičkog pojasa, kao i područja na kojima se predviđa postojanje značajnijih količina ugljikovodika koje još nisu otkrivene prema procjenama Geološkog instituta SAD-a (*U.S. Geological Survey – USGS, 2008*). Nadalje, analizirani su potencijalni transportni pravci i osnovni problemi transporta proizvedenih ugljikovodika. Provedena je i SWOT analiza planiranih projekata unutar arktičkog pojasa. U završnom djelu rada dan je pregled arktičkih ležišta plina i plinski perspektivnih područja po državama, uz opis glavne problematike razvoja eksploatacije u Arktiku.

Plinski potencijal arktičkog pojasa

Plinski potencijal slabo istraženog područja unutar arktičkog kruga teško je pouzdano i precizno procijeniti. Uz podatke prikupljene s postojećih bušotina, najčešće se koriste probabilističke metode koje se sastoje od

determiniranja i grafičke prezentacije sedimentnih stijena, geološke procjene neotkrivenih, tehnički pridobivih količina nafte i plina te ekonomske procjene ukupnih troškova eksploatacije i transporta ugljikovodika do tržišta. Geološki institut SAD-a predviđa da unutar arktičkog pojasa leži oko 30% od ukupnih neotkrivenih rezervi plina, odnosno oko 60 bilijuna m³, zatim oko 20% neotkrivenih rezervi plinskog kondenzata i oko 12% od ukupnih neotkrivenih rezervi nafte, uglavnom do 500 m dubine mora u kontinentalnim plićacima (USGS, 2008). U tu procjenu ne ulaze nekonvencionalne rezerve ugljikovodika poput metanskih hidrata, metana iz ležišta ugljena ili teške nafte. Prema istom izvoru, s 90%-tnom sigurnošću predviđa se prisutnost između 22 i 85 bilijuna m³ prirodnog plina. Oko 77% tih procijenjenih rezervi nalazi se u južnom dijelu Karskog i istočnom dijelu Barentsovog mora te na poluotoku Jamalu. Upravo se južno Karsko more smatra najperspektivnijim plinskim područjem unutar arktičkog pojasa s gotovo 40% procijenjenih, tehnički pridobivih rezervi. U podmorju Grenlanda, kao i u podmorju sjeverne obale Aljaske, također se predviđa prisutnost značajnih rezervi prirodnog plina, ali uz veći postotak nafte i plinskog kondenzata (Hamilton, 2011.).

U morima arktičkog pojasa izrađeno je više od 300 bušotina kojima su otkrivena brojna ležišta ugljikovo-

dika, uključujući gigantska plinska polja Shtokmanskoje, Leningradskoje, Rusanovskoje i Bovanenkovskoje u Rusiji te Snøhvit u Norveškoj. Oko 87% dosad otkrivenih akumulacija ugljikovodika unutar arktičkog kruga predstavljaju prirodni plin i plinski kondenzat. Ukupno se 8 od 25 najvećih svjetskih plinskih polja nalazi unutar arktičkog pojasa, ali se niti jedno od njih ne eksploatira u potpunosti, prvenstveno zbog zahtjevne tehničke izvedbe i udaljenosti tržišta, kao i strogih propisa o zaštiti okoliša. Do sad su otkrivena 62 veća polja ugljikovodika kod kojih se očekuje komercijalna eksploatacija, od čega 50 plinskih polja. Regionalno, 43 polja se nalaze u Rusiji, 11 u Kanadi 7 u SAD-u i jedno u Norveškoj. Od 50 polja osam ih je karakterizirano kao gigantska ležišta s rezervama većim od 5 milijardi barela ekvivalenta nafte (Wendler et al., 2011).



Slika 1. Plinski potencijal Arktičkog pojasa (USGC, 2011.)
Figure 1. Gas potential of the Arctic Circle (USGC, 2011.)

Izazovi i problemi eksploatacije plina u arktičkom pojasu

Izazovi i problemi u eksploataciji prirodnog plina iz Arktika su mnogobrojni i predstavljaju velik izazov za buduću razradu ležišta. Od važnijih treba izdvojiti: ekstremne vremenske uvjete (jaki vjetrovi, led, visoki valovi, brzo plutajuće sante, ekstremno niske temperature i polarnu noć), očuvanje osjetljivog ekosustava, tešku sanaciju bilo kakvih izljeva fluida, visoku cijenu izrade bušotine, skuplja proizvodna postrojenja i probleme sidrenja, najam ledolomaca, okvirno definirane međudržavne granice i geopolitičke nesuglasice, nedostatak infrastrukture i problem transporta plina zbog udaljenosti tržišta, udaljenosti radne snage i potrebnog materijala, hipotermiju i depresiju radne snage, udaljenost sigurnih luka i spasilačkih ekipa, koroziju cjevovoda, problem permafrosta, mogućnost samo sezonskog izvođenja radova te mnoge druge.

Općenito se mogu izdvojiti tri glavne prepreke intenzivnijoj eksploataciji plina.

Problem razrade ležišta i izrade bušotina

Izrada istražnih i proizvodnih bušotina u arktičkim uvjetima tehnički je i financijski najzahtjevniji dio u cjelokupnom procesu eksploatacije. Gotovo sve dosad izrađene naftne ili plinske bušotine unutar arktičkog pojasa nalaze se na kopnu ili u relativno plitkim morskim područjima do 125 metara, a nikad preko 350 metara dubine mora (Aggarwal et al., 2011). Bilo kakvi akcidenti tijekom bušenja podrazumijevaju skupu mobilizaciju opreme, materijala ili radne snage iz udaljenih krajeva, što predstavlja dodatan trošak servisnim kompanijama (Pilisi et al., 2011). Za bušenje u uvjetima leda korišteni su različiti tipovi bušačkih postrojenja i platformi. Prvotno su se koristile klasične rešetkaste platforme i robusne betonske gravitacijske platforme koje su konstrukcijski predimenzionirane kako bi bile otporne na eventualne kolizije sa santama i ledenim ploham. Sve se više primjenjuju sofisticiranije poluuronjive platforme i brodovi za bušenje te postrojenja opremljena posebnim sustavima visokog stupnja automatizacije za brzo otpajanje od podmorskog sustava cijevi i opreme u slučaju nailaska ledenih ploha (Hamilton, 2011). Postoje različiti tehnološki koncepti, a buduća proizvodnja će se najviše bazirati na podmorskim proizvodnim sustavima (engl. *Subsea Production Systems -SPS*). Osnovna prednost podmorskih sustava bez površinskih postrojenja je da se takvim proizvodnim sustavima eliminiraju opasnosti plutajućih ledenih santi na površini. Problem predstavlja i otapanje permafrosta tijekom izrade kanala bušotine i kasnije prilikom eksploatacije ugljikovodika što izaziva slijeganje tla. Kao posljedica toga javljaju se velika opterećenja na proizvodnu opremu u pojedinim intervalima, kao i gubitak kontakta između cementnog kamena i formacije.

Problem transporta

Jedan od glavnih čimbenika koji utječu na ekonomsku isplativost arktičkih plinskih projekata je velika udaljenost tržišta od proizvodnih lokacija. Rezultat toga su višestruko veći kapitalni i operativni troškovi koji proizlaze iz nedostatka potrebne infrastrukture i velike kapitalne intenzivnosti projekata. Povećano izdvajanje kapljevine unutar plinovoda zbog niskih temperatura zahtijeva dodatne sustave grijanja i primjenu bolje protukorozivne zaštite, što dodatno poskupljuje projekte. Također, postavljanje plinovoda u plitkim morima Arktika često podrazumijeva njegovo ukapanje u morsko dno zbog opasnosti od velikih plutajućih santi leda, što je iznimno skup i tehnološki zahtjevan postupak (Vaartjes et al., 2012).

Ekstremni vremenski uvjeti i zaštita okoliša

Ekstremni vremenski uvjeti podrazumijevaju polarnu noć, ekstremno niske temperature, led, ledene sante, jake vjetrove, valove i morske struje. Trajanje i intenzitet tih pojava razlikuju se ovisno o geografskom položaju. Cjelokupni Arktik nalazi se pod ledom veći dio godine, osim južnih dijelova za vrijeme ljetnih mjeseci. Izuzetak su središnji i južni dijelovi Barentsovog mora koji zbog toplih morskih struja nemaju ledeni pokrov tijekom čitave godine. Pojave ledenih santi na određenim lokacijama predviđaju se proračunom vjerojatnosti i prate se satelitskim nadzorom.

Zaštita okoliša jedan je od prioriteta prilikom izvođenja bušačkih radova i eksploatacije. Potencijalno negativan utjecaj na arktički okoliš uključuje izljeve fluida, emisije nusprodukata proizvodnje u atmosferu, problem zbrinjavanja korištenih fluida i materijala, potencijalno oslobađanje metanskih hidrata te narušavanje okoliša u izvornom obliku. Upravo zbog toga prisutan je velik otpor javnosti prema svim arktičkim projektima što dodatno otežava postupak ishođenja istražnih koncesija.

Tablica 1. SWOT analiza projekata eksploatacije arktičkog plina
Table 1. SWOT analysis for the Arctic gas exploitation projects

SNAGE	SLABOSTI
<ul style="list-style-type: none"> • velike dokazane i potencijalne rezerve plina • male prosječne dubine mora • postojanje gigantskih plinskih polja (preko 3000 mld m³) 	<ul style="list-style-type: none"> • veliki kapitalni i operativni troškovi • velika udaljenost tržišta • zahtjevna tehnička i tehnološka izvedba • problem permafrosta i metanskih hidrata • ekstremni vremenski uvjeti • problem transporta ljudi i dijelova opreme • mogućnost samo sezonskog bušenja • komPLICIRANA zakonska regulativa
PRILIKE	PRIJETNJE
<ul style="list-style-type: none"> • budući rast potrošnje plina • porast cijene energenata • otapanje leda • izvoz na nova tržišta • jačanje državnih proračuna - prodaja licenci i porez 	<ul style="list-style-type: none"> • nekonvencionalni izvori plina • tehnički kvarovi • otpor ekoloških udruga • teška sanacija izljeva

Ruska ležišta plina unutar arktičkog pojasa

Rusija kao energetska izvozno orijentirana država najdalje je u realizaciji arktičkih projekata eksploatacije plina. Budući da izvoz nafte i plina čini oko dvije trećine ukupnog ruskog izvoza, a samim tim predstavlja i najznačajniji izvor proračunskih prihoda, logično je planiranje povećanja proizvodnje i njenog premještanja na zahtjevnije arktičke lokacije. Ruska proizvodnja prirodnog plina u kontinuiranom je porastu od 2000. godine do danas, s izuzetkom recesijske 2009. godine. Međutim, najveća ruska plinska polja - Urengoy i Yamburg posljednjih godina bilježe pad proizvodnje, pa

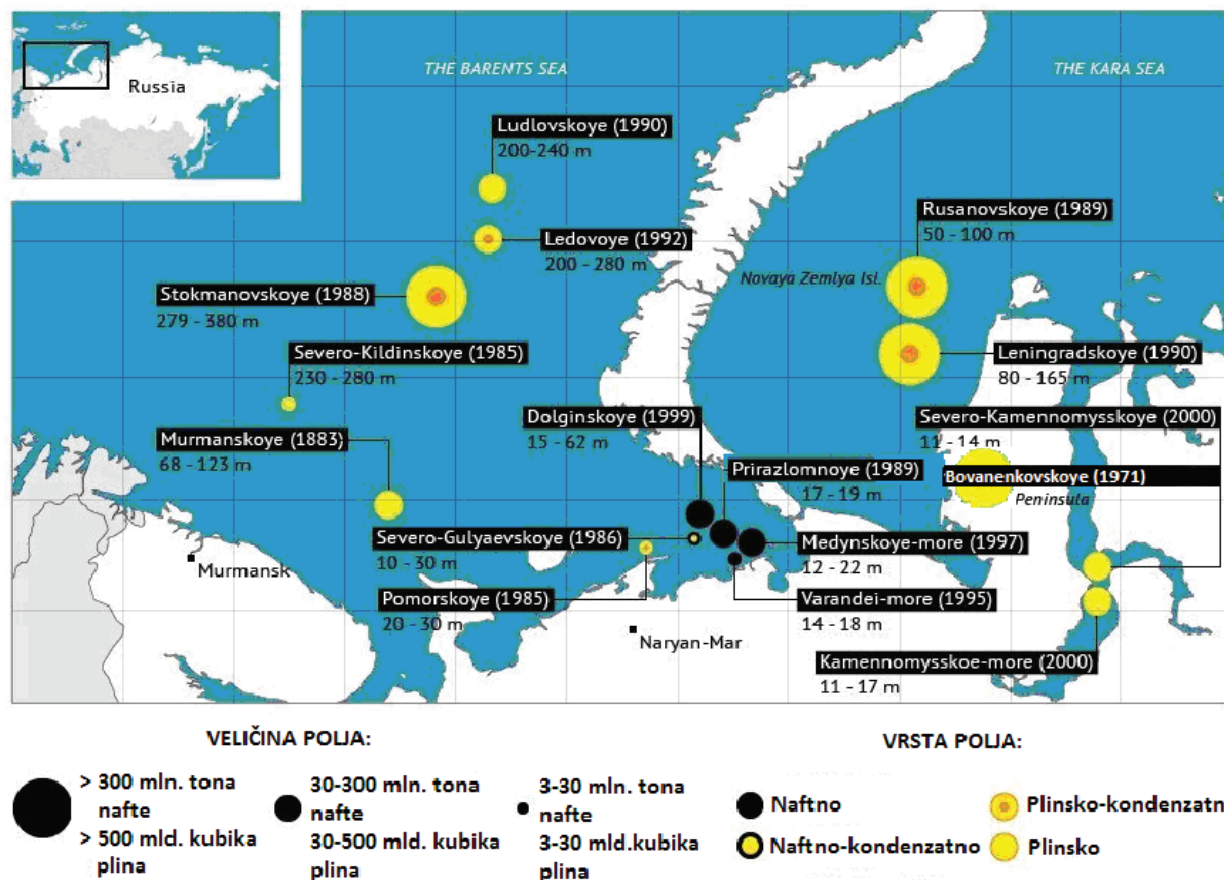
SWOT analiza projekata eksploatacije arktičkog plina

U tablici 1. su prikazani rezultati provedene SWOT analize, tj. analize snaga, slabosti, prilika i prijetnji vezanih uz projekte eksploatacije plina u arktičkom području. Nedvojbeno je da su svi projekti rizični i skupi, tehnički i tehnološki zahtjevni te predstavljaju opasnost za sigurnost ljudi, opreme i okoliša u većoj ili manjoj mjeri. Od negativnih strana potrebno je izdvojiti problem transporta proizvedenog plina do udaljenih tržišta, ekstremne vremenske uvjete te visoke kapitalne i operativne troškove. Iz analize proizlazi kako u realizaciji projekata mogu sudjelovati samo najveće tvrtke uz dodatne državne stimulacije u smislu smanjenja koncesijskih naknada, poreznih olakšica ili drugih subvencija. Prednosti projekata su svakako značajne rezerve ugljikovodika u ležištima s povoljnim geološkim karakteristikama, male dubine rubnih mora, mogućnost izvoza plina te predviđeni porast cijena i potrošnje plina u budućnosti.

im se ubrzano traži alternativa. Zbog činjenice da je gotovo cjelokupna ruska proizvodnja prirodnog plina locirana u Sibiru, kopneni arktički projekti ne bi trebali predstavljati značajniji problem. Zbog potrebnih velikih investicija i razvoja skupe tehnologije sve je više slučajeva suradnje ruskih i inozemnih kompanija. Plinski potencijal ruskog dijela Arktika je ogroman, gotovo cjelokupne potvrđene rezerve prirodnog plina u Arktiku - više od 90%, nalaze se na ruskom teritoriju i iznose oko 40 bilijuna m³, što je dovoljno za 75 godina sadašnje europske potrošnje (Drachev et al., 2011.). Zbog pretpostavke da se većina još neotkrivenih rezervi prirodnog plina nalazi na ruskom teritoriju javljaju se

diplomatske prepirke s Kanadom, SAD-om i Danskom oko jurisdikcije nad arktičkim podmorskim grebenima - Lomonosovljevim i Mendeljejevljevim grebenom. Istočni dijelovi Sibira i pripadajuća mora slabo su

istražena, udaljena od tržišta i skupa za razradu, pa će se buduća proizvodnja najvjerojatnije bazirati na tri velike regije: Barentsovom moru, Karskom moru i Yamal-Nenets regiji.



Slika 2. Naftna i plinska polja u ruskom dijelu arktičkog pojasa (www.russiaprofile.org, 2011.)

Figure 2. Oil and gas fields in the Russian part of the Arctic Circle (www.russiaprofile.org, 2011.)

Barentsovo more

Prosječna dubina Barentsovog mora iznosi 230 m, uz iznimno neravno morsko dno koje otežava i poskupljuje postavljanje plinovoda. Karakteriziraju ga relativno blaži vremenski uvjeti u odnosu na ostala mora Arktika. Njegovi južni i središnji dijelovi nisu smrznuti tijekom čitave godine, dok je sjeverni dio uglavnom pod višegodišnjim ledom. Ledena granica i prisutnost nevezanog leda značajno sezonski variraju. Karakterizira ga i prisutnost većih ili manjih ledenih santi koje onemogućavaju uporabu bilo kakvih fiksnih platformi (Bulakh et al., 2011). Dosad je u Barentsovom moru izrađeno više od 100 bušotina, većinom na ruskom teritoriju. S 90%-tnom sigurnošću pretpostavlja se postojanje 5 milijuna tona ekvivalenta nafte, a sa 10%-tnom sigurnošću čak 6 000 milijuna tona ekvivalenta nafte u Barentsovom moru, od čega se tri četvrtine procijenjenih rezervi odnose na plin (Austvik, 2006). Pronađena ležišta ugljikovodika većinom su

plinska i plinsko-kondenzatna ležišta, a dokazane rezerve iznose se oko 11,5 bilijuna m³ prirodnog plina. Dosad su u Barentsovom moru otkrivena tri velika plinska i dva velika plinsko-kondenzatna polja. Najveća plinsko-kondenzatna polja su Shtokmanskoje s 3,9 bilijuna m³ i Ledovoye s 420 milijardi m³ prirodnog plina. Najveća plinska polja su: Ludlovskoye, Murmanskoje i Severo-Kildinskoye. Plinsko-kondenzatno polje Shtokmanskoje je najveće plinsko polje dosad otkriveno u Europi i jedno od najvećih polja Arktika s dokazanim rezervama od 3,9 bilijuna m³ prirodnog plina. Procijenjene količine plinskog kondenzata u ležištu iznose oko 37 milijuna tona. Otkriveno je 1988. godine na udaljenosti 550 km od obale i na površini od 1400 km². Dubina mora na lokaciji je između 320 i 340 m, a ležište na dubini od 1900-2200 m ispod morskog dna. Zbog relativno povoljnih vremenskih uvjeta na lokaciji (rijetke pojave vezanog leda), moguće je izvođenje radova tijekom čitave godine. Ipak, moguća je pojava ledenih santi što zahtjeva skuplja tehnička rješenja eksploatacije (Le Marechal et al., 2011). U sklopu ovog projekta trebao bi se graditi i terminal za ukapljivanje plina. Prva isporuka plina se ne očekuje

prije 2016. godine, a plin bi prvenstveno bio namijenjen za europska tržišta preko plinovoda Sjeverni tok.

Karsko more

Karsko more karakterizira deblji i dugotrajniji ledeni pokrov u odnosu na Barentsovo more, prvenstveno zbog manjeg utjecaja toplih atlantskih struja, ali i manje ledene sante. More je u potpunosti smrznuto u zimskim mjesecima, ljeti se otapa najviše u južnim dijelovima, dok su sjeverni dijelovi zamrznuti tijekom čitave sezone. Upravo je zbog debelog ledenog pokriva Karsko more slabo istraženo, prosječno tek jedna bušotina na svakih 80 000 km². Karsko more smatra se najperspektivnijim područjem s najvećim neotkrivenim ležištima ugljikovodika na Zemlji. Neotkrivena ležišta ugljikovodika trebala bi biti plinska i plinsko-kondenzatna ležišta, a ukupne neotkrivene rezerve plina procijenjene su na 20 bilijuna m³ (Bulakh, 2011). U Karskom moru pronađena su čista plinska ležišta: Antipayutinskoye, Semakovskoye i Tota-Yakhinskoye. Najveća otkrivena polja Karskog mora su Rusanovskoye i Leningradskoye. Polja su slabo istražena te se pretpostavlja postojanje ukupno oko 8,5 bilijuna m³ prirodnog plina i 210 milijuna tona kondenzata (Bulakh, 2011). Južni dijelovi Karskog mora, kao i granično Pečorsko more, bolje su istraženi zbog povoljnijih vremenskih uvjeta. Pečorsko more jedno je od najbolje istraženih područja Arktika, ali je manjeg plinskog potencijala. Otkrivena su tek tri ležišta Severo-Gulyaevskoye, Peschanoozerskoye, te Pomorskoye. Usprkos malom plinskom potencijalu, Pečorsko more karakterizira veliki naftni potencijal. Gotovo sve dosad otkrivene akumulacije ugljikovodika su naftna ležišta, najveće od njih Prirazlomnoye. Njegova specifičnost je da je istraživano s prvom platformom u potpunosti otpornom na led i ledene sante (Austvik, 2006).

Poluotok Jamal

Na subarktičkom području pokrajine Nenets odvija se većina cjelokupne ruske proizvodnje plina (više od 90%), koja je u 2012. godini iznosila 592,3 milijarde m³ prirodnog plina (www.bp.com, 2013). Za razliku od obližnje Nenets regije, koja ima dugu povijest iskorištavanja naftnih i plinskih ležišta, plinski potencijal poluotoka Jamala slabo je iskorišten. Dosad je na poluotoku i obližnjim morskim područjima otkriveno oko 200 manjih ili većih plinskih akumulacija, od toga 11 većih plinskih ležišta te 15 većih naftno-plinsko-kondenzatnih ležišta. Dokazane rezerve plina iznose oko 16 bilijuna m³, što poluotok Jamal čini regijom s najvećim dokazanim rezervama u Rusiji. Od ukupnih dokazanih rezervi plina u svijetu oko 22% je koncentrirano upravo na poluotoku Jamalu. Procjenjuje se i postojanje dodatna 22 bilijuna m³ prirodnog plina u užoj regiji. Razrada tih ležišta jedan je od strateških interesa Rusije, a zbog činjenice da su to

kopneni projekti, znatno su jeftiniji od projekata u Karskom ili Barentsovom moru. U prilog im ide i činjenica da u Nenets regiji postoji već izgrađena plinska infrastruktura. Najveće rezerve prirodnog plina na poluotoku Jamalu pod koncesijama su tvrtke Gazprom koja je započela s realizacijom *Yamal* megaprojekta, na najvećem plinskom polju poluotoka - Bovanankovskoye i brojnim manjim ili većim plinskim poljima pod njihovim koncesijama. Istodobno se razvija i projekt *Yamal LNG*, kojeg u suradnji razvijaju druga najveća ruska plinska kompanija Novatek i francuski Total.

Norveška ležišta plina unutar arktičkog pojasa

Norveška je trenutačno drugi najveći europski proizvođač prirodnog plina iza Rusije s godišnjom proizvodnjom od 105 milijardi m³, a ujedno i treći najveći svjetski izvoznik prirodnog plina iza Rusije i Katara sa 111 milijardi m³ godišnjeg izvoza u 2012. godini. Ukupne dokazane rezerve prirodnog plina u Norveškoj iznose oko 2,1 bilijun m³. Naftna i plinska industrija u Norveškoj sudjeluju s više od 50% u ukupnom državnom izvozu i s više od 30% u ukupnim proračunskim prihodima. Trenutačno se gotovo cjelokupna proizvodnja prirodnog plina u Norveškoj odvija u podmorju Sjevernog i Norveškog mora, s izuzetkom plinskog polja Snøhvit u Barentsovom moru. Zbog početka pada proizvodnje nafte, a nakon 2015. godine i plina istraživanje ležišta ugljikovodika sve se više pomiče sjevernije prema Barentsovom moru. U usporedbi s ruskim dijelom Barentsovog mora, dokazane i potencijalne rezerve u norveškom dijelu znatno su manje. Prema analizama Geološkog instituta SAD-a, ukupne neotkrivene rezerve prirodnog plina u norveškom dijelu Barentsovog mora iznose 4% od ukupnih neotkrivenih arktičkih rezervi. Norveški dio Barentsovog mora slabije je istražen u odnosu na ruski dio, istraživanja su počela 1980. godine i do danas nisu otkrivena gigantska polja poput onih u ruskom dijelu. Plinska polja Barentsovog mora karakteriziraju prosječno 50% veći kapitalni i operativni troškovi u odnosu na plinska polja Norveškog i Sjevernog mora (Lindholt et al., 2011). Zbog toga se plinski potencijal norveškog dijela Barentsovog mora ne smatra u tolikoj mjeri značajnim. Ipak s 95%-tnom sigurnošću pretpostavlja se postojanje 80 milijardi m³, s 50%-tnom sigurnošću 520 milijardi m³ i s 5%-tnom sigurnošću 1460 milijardi m³ prirodnog plina u norveškom dijelu Barentsovog mora (USGS, 2008). Od ukupnih neotkrivenih rezervi ugljikovodika, oko dvije trećine bi se trebale odnositi na prirodni plin. Dosad je otkriveno oko 300 milijardi m³ ekvivalenta nafte, od toga velika većina je prirodni plin. Najveće dokazane rezerve prirodnog plina otkrivene su u naftno-plinskom polju Snøhvit i obližnjim plinskim poljima Albatross i Askeladd. Dokazane rezerve u polju Snøhvit iznose 81 milijardu m³, 69,5 milijardi m³ u

polju Askeladd i 42,5 milijarde m³ u polju Albatross (www.hydrocarbons-technology.com, 2012). Norveška plinska polja značajno su manja u usporedbi s ruskim poljima, što im može biti prednost u pogledu manjih kapitalnih i operativnih troškova. Uz prethodno navedena i ostala manja plinska polja, pronađena su i brojna ležišta ugljikovodika (poput polja Havis, Skrugard, Norvarg i Skalle) u kojima se pretpostavlja postojanje značajnih rezervi, ali se zbog manjka istražnih bušotina ne klasificiraju kao dokazane rezerve. Naftno polje Goliat jedino je komercijalne naftno polje u norveškom dijelu Barentsovog mora.

Plinsko polje Snøhvit

Naftno-plinsko-kondenzatno polje Snøhvit najsjevernije je plinsko polje na svijetu koje se komercijalno eksploatira, a ujedno je i prvo arktičko plinsko polje koje se počelo eksploatirati. Otkriveno je 1984. godine, nalazi se 143 kilometra udaljeno od sjeverne obale Norveške, na dubini mora od 310 do 340 m. Količine plina od minimalno 81 milijarde m³ nalaze se na dubini oko 2300 metara ispod morskog dna. *Snøhvit LNG* je međunarodni projekt na poljima Snøhvit, Albatross i Askeladd s ukupnim rezervama od 193 milijarde m³ prirodnog plina i 18 milijuna m³ kondenzata. Plin se od 2007. godine proizvodi sustavom podmorske proizvodnje bez površinskih dijelova i s proizvedenim kondenzatom transportira se 143 km dugim plinovodom do terminala za ukapljivanje na otoku Melkøya. Terminal za ukapljivanje na otoku Melkøya najsjeverniji je na svijetu i ima godišnji kapacitet od 4,2 milijuna tona UPP-a. Izdvojeni CO₂ iz plina transportira se drugim plinovodom natrag do polja Snøhvit i utiskuje u ležište (www.hydrocarbons-technology.com, 2012).

Rusko-norveški spor oko „Sive zone“

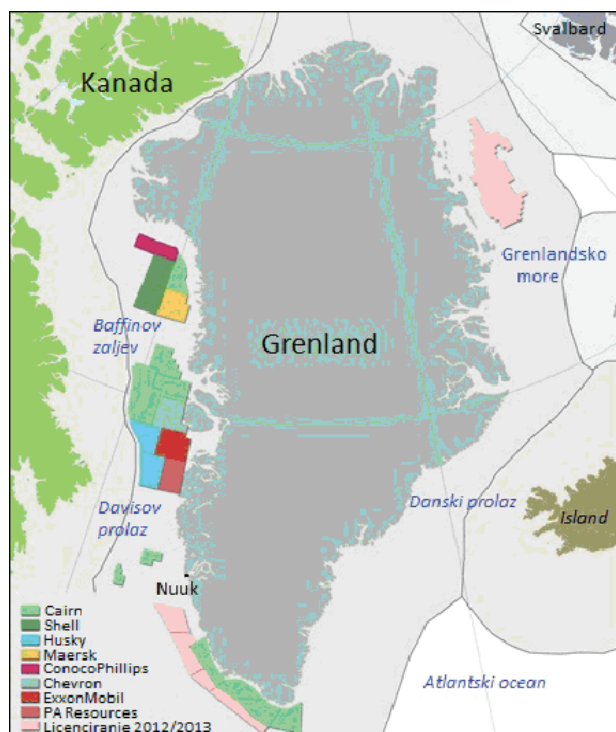
Krajem 2010. godine Rusija i Norveška riješili su četrdesetogodišnji spor oko 175 000 km² u Barentsovom moru, podijelivši sporan teritorij na dva jednaka dijela. Sporno je bilo pravo na izlov ribe u području koje se naziva „Siva zona“, a procjenjuje se da unutar nje leži oko 410 milijuna tona nafte i oko 6 bilijuna m³ prirodnog plina. Područje je povoljno za istraživanje i proizvodnju plina zbog činjenice da je čitave godine bez leda, relativno je plitko (200 do 300 m) i udaljeno od obale do 100 km. Ipak na lokaciji je česta prisutnost velikih plutajućih santi. Troškovi istraživanja i eksploatacije su znatno niži u odnosu na druge dijelove Barentsovog mora. Najveće rezerve plina nalaze se u polju Fedynskoye (potencijalne rezerve od 170 milijardi m³) i brojnim manjim poljima: Kurchatovskaya, Oktyabarskaya, Varyazhkaya, Kolskaya i Rybachinskaya, no sva su daleko od realizacije eksploatacije (Bulakh, 2011).

Ugljikovodični potencijal Grenlanda

Područje Grenlanda i pripadajućih teritorijalnih mora najslabije je istraženo područje od svih južnih dijelova Arktika. Dosad je izrađeno tek 15-ak istražnih bušotina koje nisu rezultirale otkrićem značajnijih akumulacija ugljikovodika. Pet istražnih bušotina izrađeno je sedamdesetih godina 20. stoljeća, dok je ostatak istražnog bušenja provela britanska kompanija Cairn Energy u 2010. i 2011. godini. Razlozi slabijem interesu naftnih i plinskih kompanija u prošlosti su mnogobrojni. Više od 80% površine Grenlanda prekriveno je debelim ledom, a gotovo polovica je pod Nacionalnim parkom Sjeveroistočni Grenland, što onemogućava bilo kakve bušaće aktivnosti na kopnu. Stoga je eventualna proizvodnja moguća samo u okolnim morima. Kapitalni i operativni troškovi u morima oko Grenlanda najviši su od svih južnih arktičkih područja, prvenstveno zbog veće dubine mora, udaljenosti tržišta i najnepovoljnijih klimatskih uvjeta. Uzevši u obzir dosadašnje troškove istražnog bušenja u Baffinovom zaljevu, kapitalni troškovi su najmanje dvostruko veći nego na ostalim, dosad istraženim arktičkim lokacijama (Lindholt et al., 2011). Za razliku od velikih naftnih i plinskih kompanija drugih država arktičkog pojasa, grenlandski Nunaoil nema niti kapital niti tehnologiju za provođenje istraživanja, stoga grenlandske vlasti skupo izdaju licence za istraživanje stranim naftnim ili plinskim kompanijama.

Plinski potencijal zapadne obale Grenlanda

Zbog neznatnog broja istražnih bušotina u morima oko Grenlanda, ne postoje dokazane rezerve prirodnog plina. Usprkos tome, na temelju postojećih geoloških profila, Geološki institut SAD-a predviđa prisutnost gigantskih plinskih polja, ali i veći udio naftnih ležišta u odnosu na plinska. Plinski potencijal zapadne obale Grenlanda uključuje arktičko područje Baffinovog zaljeva i subarktičko područje sjevernog dijela Labradorskog mora. Pretpostavlja se da je naftni i plinski potencijal zapadne obale Grenlanda znatno manji u odnosu na istočnu i da iznosi oko 30% ukupnih neotkrivenih grenlandskih rezervi, ali zbog povoljnijih uvjeta bušenja sva su dosad provedena istraživanja i izdane licence na zapadnoj strani. Zapadnu obalu Grenlanda, odnosno Baffinov zaljev, karakteriziraju relativno predvidljivi uvjeti. Zaljev je bez leda tijekom ljetnih mjeseci, više od 120 dana, ali uz konstantnu prisutnost višegodišnjih plutajućih santi. Zbog relativno velike prosječne dubine Baffinovog zaljeva od 860 m, razrada plinskog polja i postavljanje plinovoda tehnološki je i financijski zahtjevan poduhvat. U 2001. godini počelo je izdavanje licenci za zapadnu obalu Grenlanda. Pronađena su tek manja, nekomercijalna ležišta nafte i plina na dubinama većim od 4000 m. U idućim godinama očekuje se snažna ekspanzija istražnog bušenja koja će se temeljiti na procjeni Geološkog instituta SAD-a da mora zapadne obale Grenlanda sadrže potencijalne rezerve od oko 1,47 bilijuna m³ prirodnog plina, ali i značajne rezerve nafte i plinskog kondenzata (USGS, 2008).



Slika 3. Istražne aktivnosti u podmorju Grenlanda (www.arcticecon.wordpress.com, 2012.)

Slika 3. Offshore Greenland Exploration Activities (www.arcticecon.wordpress.com, 2012.)

Plinski potencijal istočne obale Grenlanda

Istočnu obalu Grenlanda karakteriziraju najteži uvjeti bušenja. Grenlandsko more je gotovo cijele godine pod debelim višegodišnjim ledom, prisutne su najveće slobodne i vezane sante, kao i snažni vjetrovi i morske struje koje predstavljaju jedan od najvećih tehničkih izazova. Zbog velike prosječne dubine Grenlandskog mora od 1444 do maksimalno 4846 m, istražno bušenje znatno je jeftinije u priobalnom, plićem dijelu. Zbog svega navedenog, dosad još nisu provedena nikakva istraživanja u ovom dijelu Arktika. Usprkos teškim vremenskim prilikama, većina velikih kompanija zainteresirana je za istraživanja na istočnoj obali Grenlanda. Razlog tome je procjena Geološkog instituta SAD-a kako taj dio Arktika sadrži potencijalne rezerve od 31,5 milijardi barela ekvivalenta nafte što je potaklo grenlandske vlasti da krenu s izdavanjem istražnih koncesija (Gautier, 2011).

Kanadska ležišta plina u arktičkom pojasu

Kanadu kao i SAD karakterizira duga povijest naftnih i plinskih aktivnosti u arktičkim područjima (početak bušenja 1940. godine). Kanadski dio Arktika puno je

bolje istražen u odnosu na europski, ali dosad nije bilo proizvodnje plina, osim za lokalnu potrošnju. Istraživanje kanadskog Arktika provodile su naftne kompanije bez ozbiljnijih projekata za iskorištavanje plinskih nalazišta. Dosad je u kanadskom dijelu Arktika izrađeno više od 400 bušotina, pronađeno je 65 naftnih i plinskih ležišta u dvije velike kanadske regije: dolini rijeke Mackenzie/Beaufortovom moru (47 polja) i kanadskom arktičkom arhipelagu (18 polja) (Anderson, 2000). Pronađena naftna ležišta nisu bila komercijalno isplativa zbog visokih troškova proizvodnje i transporta, a plinska zbog niske cijene plina na tržištu. Dokazane pridobive rezerve prirodnog plina u kanadskom dijelu Arktika iznose oko 540 milijardi m^3 . Pretpostavlja se postojanje dodatnih 4,3 bilijuna m^3 prirodnog plina, ali uz puno veći postotni udio nafte u neotkrivenim ležištima nego što je slučaj na euroazijskom dijelu Arktika (Drummond, 2009). Usprkos značajnim dokazanim rezervama prirodnog plina u kanadskom Arktiku, postoje mnogobrojne prepreke komercijalnoj proizvodnji i transportu plina. Zakonodavna regulativa, odnosno dobivanje potrebnih dozvola za izvedbu projekata u Sjevernoj Americi, puno je skuplji i kompliciraniji proces u odnosu na primjerice Rusiju. Brojni nacionalni parkovi, parkovi prirode i rezervati za divlje životinje značajno otežavaju i poskupljuju projekte gradnje potrebnih plinovoda. Udaljenost tržišta također predstavlja značajan problem, budući da je većina industrijske i opće potrošnje plina locirana na jugu Kanade i još južnije u SAD-u. Problemi permafrosta i smrznutog Beaufortovog mora predstavljaju veliku prepreku transportu prirodnog plina. Posljednjih godina došlo je i do zasićenja sjevernoameričkog tržišta plinom zbog sve intenzivnije proizvodnje iz nekonvencionalnih ležišta, posebno plina iz šejlova, čija je eksploatacija jednostavnija i jeftinija u odnosu na arktička ležišta.

Dolina rijeke Mackenzie/Beaufortovo more

Istovremeno s razvojem naftne industrije na Aljasci, provedena su i istraživanja na obližnjem sjeverozapadnom dijelu Kanade. Dosad je otkriveno oko 316 milijardi m^3 prirodnog plina u velikom broju manjih plinskih polja. Nisu pronađena gigantska plinska polja poput onih u euroazijskom dijelu. Procijenjene neotkrivene rezerve plina kreću se između 1370 i 4100 milijardi m^3 . Najveća plinska polja ove regije su Taglu, Parsons Lake, Niglintgak, Umiak i Amauligak. Usprkos manjem naftnom i plinskom potencijalu, postoji velik interes najvećih svjetskih kompanija za ovo područje. Radi transporta plina iz arktičkog područja razmatra se, ali još uvijek nije u realizaciji projekt izgradnje 1200 kilometara dugog plinovoda Mackenzie od delte rijeke Mackenzie do sjevera kanadske savezne države Alberta, kapaciteta 18,5 milijardi m^3 godišnje.

Kanadski arktički arhipelag

Drugo veliko perspektivno područje je područje Kanadskog arktičkog arhipelaga, a pogotovo geološka formacija na njegovom sjeverozapadu u Sverdrup bazenu. U tom dijelu Arktika izrađeno je više od 150 bušotina kojima su otkrivena brojna manja naftna i plinska polja. Prvo i najveće je Drake Point na otoku Melville, otkriveno 1969. godine, s procijenjenim rezervama prirodnog plina od 135 milijardi m³. Ostala veća plinska polja su Hecla (80 milijardi m³), Whitefish (60 milijardi m³), Kristoffer (31,4 milijardi m³), Jackson Bay (30,4 milijardi m³) i King Christian (17,3 milijardi m³). Unutar plinom bogatog Sverdrup bazena otkriveno je 480 milijardi m³ prirodnog plina, a pretpostavlja se postojanje dodatnih 2,34 bilijuna m³ prirodnog plina većinom u slabije istraženim morskim područjima (USGS, 2008).

Plinski potencijal američke savezne države Aljaska

Arktičko područje Sjedinjenih Američkih država obuhvaća sjeverni dio Aljaske te veće dijelove Beaufortovog i Čukotskog mora. Područje Aljaske i uskog obalnog područja Beaufortovog mora poznato je po dugoj povijesti naftnih aktivnosti s više od 5000 izrađenih bušotina, uz dugogodišnju eksploataciju nafte i plinskog kondenzata (od 1977. godine) (Anderson, 2000). Većina bušotina je locirana na velikom naftno-plinskom polju Prudhoe Bay. Usprkos brojnim dokazanim rezervama prirodnog plina koje su potvrđene tijekom naftnih aktivnosti, do današnjih dana nema komercijalne eksploatacije prirodnog plina iz arktičkog područja SAD-a. Razlog manjem interesu za plin u arktičkom djelu SAD-a je činjenica da su razrada i transport iz tih polja još uvijek znatno skuplji nego razrada nekonvencionalnih ležišta plina u SAD-u ili uvoz plina iz Kanade. Dodatni problem predstavlja još veća udaljenost Aljaske od potencijalnih tržišta plina, kao i naknada za tranzit plina kroz Kanadu u slučaju gradnje magistralnog plinovoda. Veliki rezervat za životinje - *Arctic National Wildlife Refuge* - ANWR na sjeveroistočnom dijelu Aljaske u kojem su zabranjene bilo kakve naftno-plinske aktivnosti, nalazi se na području velikog naftnog i plinskog potencijala. To je zaštićeno područje koje onemogućava povezivanje američkih i kanadskih (dolina rijeke Mackenzie) plinskih polja u jedan projekt. Politika američkih naftnih kompanija „ne eksploatiranja plina“ - „oil was cash, natural gas was trash“ rezultirala je utiskivanjem oko 100 milijardi m³ proizvedenog prirodnog plina na Aljasci u posljednjih 35 godina natrag u naftna ležišta zbog povećanja iscrpka nafte. Kako je proizvodnja lakše nafte na Aljasci u kontinuiranom padu, plin će se najvjerojatnije koristiti za povećanje iscrpka teške nekonvencionalne nafte.

Plinski potencijal Aljaske i uskog obalnog područja Beaufortovog mora lako je procijeniti zbog velikog broja istraženih bušotina, ali područje središnjeg i

sjevernog dijela Beaufortovog mora i cjelokupno Čukotsko more gotovo su u potpunosti neistraženi. Procjenjuje se da u američkom dijelu Arktika leži neotkriveno oko 50 milijardi barela nafte i kondenzata, te oko 6,4 bilijuna m³ prirodnog plina. Središnji i sjeverni dio Beaufortovog mora nije u tolikoj mjeri interesantan jer je cijele godine prekriven ledom kao i zbog velike prosječne dubine mora od oko 1000 m. Upravo zbog toga se istraživanja naftnog i plinskog potencijala sve više odvijaju u Čukotskom moru koje karakterizira mala prosječna dubina od samo 50 m (www.boemre.gov, 2012).

Dokazane rezerve plina u američkom dijelu Arktika iznose oko 1470 milijardi m³ prirodnog plina, a uglavnom su locirane na sjevernom dijelu Aljaske (oko 1076 milijardi m³) i u uskome priobalnom području Beaufortovog mora (oko 340 milijardi m³ prirodnog plina) (Thomas et al., 2009). Za razliku od ostalih arktičkih regija, područje Aljaske karakterizira puno veća zastupljenost nafte u odnosu na prirodni plin. Čista plinska ležišta rijetkost su na ovom području, već se gotovo cjelokupne dokazane rezerve plina nalaze u naftno-plinsko-kondenzatnim ležištima. Najveće je naftno polje Prudhoe Bay, koje je ujedno i najveće otkriveno polje u SAD-u s procijenjenim rezervama plina od oko 695 milijardi m³. Polje je otkriveno 1968. godine, na njemu se nalazi više od 1100 proizvodnih naftnih i plinskih bušotina koje godišnje proizvedu oko 90 milijardi m³ prirodnog plina, koji se utiskuje natrag u ležište (Houseknecht et al., 2004). Drugo najveće naftno polje na Aljasci je Kuparuk River, čije dokazane rezerve plina iznose oko 140 milijardi m³ (Thomas et al., 2009). Point Thomson s pridobivim rezervama između 225 i 400 milijardi m³ prirodnog plina je treće veliko polje, no još uvijek nije u proizvodnji (Houseknecht et al., 2004). Najveće plinsko-kondenzatno polje u američkom dijelu Arktika je polje Burger u Čukotskom moru. Polje je slabo istraženo, a procijenjene rezerve plina su između 213 i 823 milijarde m³ prirodnog plina uz prisutnost značajnih količina plinskog kondenzata. Zbog udaljenosti i vremenskih prilika u Čukotskom moru, eksploatacija plina iz ovog polja ne očekuje se u idućih 10-ak godina. Ostala plinska polja locirana su uglavnom na Aljasci i to Endicott, Gubik i Barrow. Kako na području Aljaske nema komercijalne proizvodnje prirodnog plina, osim za lokalnu uporabu, razmatraju se različite transportne opcije za otpremu plina do američkog tržišta. Opcije uključuju izgradnju magistralnog plinovoda *Alaska Natural Gas Pipeline* od Prudhoe Baya do Calgaryja, no zbog visoke cijene projekta razmatra se i izgradnja konkurentskog plinovoda Mackenzie.

Zaključak

Procesi istraživanja i proizvodnje ugljikovodika iz arktičkog područja su tehnički i tehnološki zahtjevniji u odnosu na ostale regije svijeta, što je ujedno i razlog da još uvijek nije započela eksploatacija u tom području, s izuzetkom polja Snøhvit u Norveškoj. Mjerodavne

geološke institucije predviđaju postojanje značajnih rezervi ugljikovodika unutar arktičkog pojasa, a brojna dosad otkrivena ležišta potvrđuju njihove procijene. Sve dosad istraživane lokacije rezultirale su otkrićem većih ili manjih ležišta ugljikovodika povoljnih ležišnih karakteristika, s izuzetkom grenlandskog podmorja. Svi budući projekti vezani za istraživanje i eventualnu proizvodnju iz ovog područja podrazumijevaju će velik stupanj rizika povrata uloženi sredstava. Kompanije uključene u arktičke projekte mogu očekivati visoke prihode tek nakon dugogodišnje otplate kapitalnih ulaganja, ali isto tako i opasnost od gubitaka u slučaju negativnih rezultata istraživanja. Zbog visoke cijene istraživanja i proizvodnih projekata, arktički projekti će se najvjerojatnije odvijati u suradnji većeg broja kompanija radi podjele rizika. Opseg budućih istraživanja i proizvodnje prvenstveno će ovisiti o cijenama nafte i plina na tržištu. Uvjeti za najpovoljniju eksploataciju plina nedvojbeno su u Rusiji, gdje su pronađena najveća plinska polja Arktika. Eksploatacija plina iz nekonvencionalnih ležišta u Sjevernoj Americi i dalje će utjecati na odgodu eksploatacije plina u američkom i kanadskom dijelu Arktika dok će početak eksploatacije plina u europskom dijelu Arktika ujedno predstavljati i novi dobavni pravac za europsko plinsko tržište.

Literatura:

- Aggarwal, R., D'Souza, R., 2011., Deepwater Arctic - Technical Challenges and Solutions, Arctic Technology Conference, 2011. February 7-9, Houston.
- Anderson, D., 2000., Gas Resource Development of the Mackenzie Delta/Beaufort Sea Region, Northwest Territories, Canada: Partnering Positive Project Economics With Socio-Environmental Sensitivity, 16th World Petroleum Congress, 2000., June 11-15, Calgary, Canada.
- Austvik, O.G., 2006., The Geopolitics of Barents Sea Oil and Gas: the Mouse and the Bear, 29th IAEE International Conference, Potsdam, Germany, June 7-10, 2006.
- Bulakh, M., Zolotukhin, A., Gudmestad, O., 2011., Potential For Oil And Gas Projects In The New Oil And Gas Province Shared Between Russia And Norway, SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition, October 18-20, Moscow.
- Drummond, K., 2009., Northern Canada Distribution of Ultimate Oil and Gas Resources, 2009., Northern Oil and Gas Branch.
- Gautier, D., 2011., U.S. Geological Survey Circum-Arctic Resource Appraisal, Arctic Technology Conference, 2011. February 7-9, Houston.
- Hamilton, J., 2011., The Challenges of Deep-Water Arctic Development, International Journal of Offshore and Polar Engineering (ISSN 1053-5381), Houston.
- Houseknecht, D., Bird, K., 2006., Oil and Gas Resources of the Arctic Alaska Petroleum Province, USGC paper.
- Le Marechal, G., Anslot, P., Mravak, Z., Liferov, P., Le Guennec, S., 2011., Design of a Floating Platform Hull for Arctic Conditions in the Barents Sea, Arctic Technology Conference, 2011. February 7-9, Houston.
- Lindholt, L., Glomsrød, S., 2011., The role of the Arctic in future global energy supply, Research Department of Norway, Discussion Papers No. 645.
- Pilisi, N., Maes, M., Lewis, 2011., D., Deepwater Drilling for Arctic Oil and Gas Resources Development: A Conceptual Study in the Beaufort Sea, Arctic Technology Conference, 2011. February 7-9, Houston.
- Thomas, C., North, W., Doughty, T., Hite, D., 2009., Alaska North Slope Oil and Gas - A Promising Future or an Area in Decline?, 2009., National Energy Technology Laboratory.
- USGC, edition 2008., edition 2011., Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources.
- Vaartjes, N., Frederiks, J., Miedema, S., Swart, P., Plat, R., 2012, Offshore Pipeline Trenching in Arctic Regions: A Unique Concept „The Arctic Subsea Bucket Ladder Trencher“, Arctic Technology Conference, 2012. April 30 - May 3, Houston.
- Wendler, C., Sharma, A., 2011., Lessons Learned From Fifty Years of Operating in the Arctic, SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition, October 18-20, Moscow.
- Statistical Review of World Energy 2013, www.bp.com (24.09.2013.)
- <http://www.alaska.boemre.gov/re/natgas/figures.pdf> (05.09.2013.)
- <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/snohvit-Ing> (08.10.2013.)
- <http://www.arcticecon.wordpress.com/> (07.10.2013.)
- <http://www.russiaprofile.org/> (10.10.2013.)

CHARACTERISTICS OF HYDROCARBON EXPLOITATION IN ARCTIC CIRCLE

The existence of large quantities of oil and gas within the Arctic Circle is the main assumption of the world's leading geological institutions. Assumed quantities are 25% of the total undiscovered hydrocarbon reserves on Earth, or 410 billion barrels of oil equivalent. Most of the undiscovered reserves, about two-thirds, should fall on natural gas. Over 500 major and minor gas accumulations within the Arctic Circle were discovered so far, but apart from Snøhvit gas field, there is no commercial exploitation of natural gas from these fields. Arctic gas projects are complicated, technically hard to accomplish, and pose a great threat to the return on investment, safety of people and equipment and for the ecosystem. Russia is a country that is closest to the realization of Arctic gas projects that are based on the giant gas fields. Russian Arctic gas deposits on the average are several times higher than gas deposits discovered in other Arctic Circle countries. In the final phase of the project is development of Bovanenkovo gas field on the Yamal Peninsula, where are relatively large proved gas reserves of 4.9 billion m³ of natural gas. Shtokman gas-condensate field in the Barents Sea with reserves of 3.9 billion m³ of natural gas is the next great Arctic project. Norway due to the anticipated decline in domestic production is increasingly investing in Arctic research. Norwegian fields are smaller, cheaper and better explored for developing; a Norwegian company Statoil has extensive experience in applying the technology of underwater drilling and production. U.S. and Canada have shown little interest in the exploitation of Arctic gas due to increasing investment and technology advances of gas production from gas shale and other unconventional hydrocarbon reserves. Because of the most extreme weather conditions in the seas around Greenland, this Arctic region is far from the realization of any gas project.