

# Istraživanje i eksploatacija ugljikovodika u Arktiku

---

**Pajk, Josip**

**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://um.nsk.hr/um:nbn:hr:169:030563>

*Rights / Prava:* [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-07-30**



*Repository / Repozitorij:*

[Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering Repository, University of Zagreb](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**ISTRAŽIVANJE I EKSPLOATACIJA UGLJIKOVODIKA U ARKTIKU**

Diplomski rad

Josip Pajk

N330

Zagreb, 2021.

## ISTRAŽIVANJE I EKSPLOATACIJA UGLJIKOVODIKA U ARKTIKU

JOSIP PAJK

Diplomski rad je izrađen: Sveučilište u Zagrebu  
Rudarsko-geološko-naftni fakultet  
Zavod za naftno-plinsko inženjerstvo i energetiku  
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

### Sažetak

Bušenje i proizvodnja ugljikovodika u Arktiku bitno se razlikuju od one u drugim područjima zbog polarne klime i uvjeta koji ondje vladaju, te velike udaljenosti i zabrinutosti za zaštitu okoliša. Unatoč svim izazovima koji se javljaju kod operacija na Arktiku, one se mogu izvoditi na siguran, efikasan i ekološki prihvatljiv način. U ovom radu su opisane aktivnosti i tehnologije koje se koriste tijekom bušenja, proizvodnje i izgradnje cjevovoda na kopnu i moru. Također su navedeni primjeri postojećih projekata u zemljama Arktika. Plovni period na Arktiku često je vrlo kratak i opasan zbog plutajućih santi leda zbog čega se javila potreba za prilagodbom postojećih i razvojem novih postrojenja za bušenje i proizvodnju ugljikovodika. Operacije izgradnje cjevovoda na moru mogu se obavljati tijekom plovnog perioda, ali i tijekom zime sa zaleđenih morskih površina.

Ključne riječi: bušenje, Arktik, cjevovod, ugljikovodici, proizvodnja

Diplomski rad sadrži: 39 stranica, 17 slika i 34 reference

Jezik izvornika: hrvatski

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

Mentor: Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNf-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor RGNf-a  
Dr. sc. Katarina Simon, redovita profesorica RGNf-a  
Dr. sc. Vladislav Brkić, izvanredni profesor RGNf-a

Datum obrane: 15.01.2021., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

## EXPLORATION AND EXPLOITATION OF HYDROCARBONS IN THE ARCTIC

JOSIP PAJK

Thesis completed at: University of Zagreb  
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering  
Department of Petroleum and Gas Engineering and Energy  
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

### Abstract

Hydrocarbon drilling and production operations in the Arctic are significantly different in comparison to other areas due to the extreme climate and conditions, as well as the great distance and environmental concerns. Despite a variety of challenges that occur in Arctic operations, they can be performed in a safe, efficient and environmentally friendly way. This thesis describes activities and technologies used during onshore and offshore drilling, production and pipeline construction. Examples of existing projects in Arctic countries are also provided. The open water season in the Arctic is often very short and operations are risky due to floating icebergs, which led to the need to adapt the existing and develop new facilities for hydrocarbon drilling and production. Offshore pipeline construction operations can be performed during the open water season, but also during the winter from the frozen sea surface.

Keywords: drilling, Arctic, pipeline, hydrocarbons, production

Thesis contains: 39 pages, 17 figures, 34 references

Original in: Croatian

Thesis deposited at: 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  
Full Professor Katarina Simon, PhD  
Associate Professor Vladislav Brkić, PhD

Date of defense: January 15, 2021, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering,  
University of Zagreb

## SADRŽAJ

<b>POPIS SLIKA</b> .....	I
<b>1. UVOD</b> .....	1
<b>2. DRŽAVE ARKTIKA</b> .....	2
2.1. Rusija .....	4
2.2. SAD .....	5
2.3. Norveška .....	6
2.4. Kanada .....	8
2.5. Grenland.....	9
<b>3. PROBLEMATIKA EKSPLOATACIJE ARKTIKA</b> .....	11
3.1. Bušenje.....	11
3.2. Polaganje cjevovoda .....	13
<b>4. ARKTIČKO PODMORJE</b> .....	23
4.1. Bušenje arktičkog podmorja .....	23
4.2. Proizvodnja na Arktiku .....	23
4.3. Sustavi proizvodnje na malim dubinama mora.....	24
4.3.1. <i>Betonske gravitacijske platforme povezane s transportnim cjevovodom</i> .....	24
4.3.2. <i>Umjetni otoci povezani s transportnim cjevovodom</i> .....	25
4.3.3. <i>Platforme rešetkaste konstrukcije povezane s transportnim cjevovodom i kopnenim terminalom</i> .....	26
4.3.4. <i>Proizvodnja s kopna</i> .....	26
4.4. Sustavi proizvodnje na većim dubinama mora .....	27
4.4.1. <i>Podmorski proizvodni sustav s kopnenim terminalom</i> .....	27
4.4.2. <i>Plutajuća postrojenja za proizvodnju, skladištenje i istovar povezana s podmorskim proizvodnim sustavom</i> .....	27
4.4.3. <i>Plutajuća platforma povezana s podmorskim proizvodnim sustavom</i> .....	28
4.5. Novi tipovi platformi .....	29
<b>5. METANSKI HIDRATI</b> .....	33
5.1. Metode bušenja metanskih hidrata .....	33
<b>6. ZAKLJUČAK</b> .....	36
<b>7. LITERATURA</b> .....	37

## POPIS SLIKA

Slika 2-1. Rasprostranjenost rezervi i lokacije aktivnosti na Arktiku .....	3
Slika 2-2. Platforma Prirazlomnaya.....	5
Slika 2-3. Trasa trans-aljaškog cjevovoda s pumpnim stanicama .....	6
Slika 2-4. Terminal za ukapljivanje plina Snohvit .....	8
Slika 2-5. Prikaz operacija istraživanja ugljikovodika na području Grenlanda .....	10
Slika 3-1. Različiti načini oštećenja cjevovoda .....	13
Slika 3-2. Metode polaganja cjevovoda pomoću barži (lijevo) i tegljenjem (desno).....	15
Slika 3-3. Polaganje cjevovoda pomoću dizalica .....	16
Slika 3-4. Stroj za rezanje leda .....	18
Slika 3-5. Plug za postavljanje kablova.....	20
Slika 4-1. Platforma Hibernia.....	25
Slika 4-2. Umjetni otok Northstar tijekom ljeta (lijevo) i zime (desno).....	26
Slika 4-3. Plutajuće postrojenje za proizvodnju, skladištenje, i istovar povezano s podmorskim proizvodnim sustavom.....	28
Slika 4-4. Brod za bušenje zatvorenog tipa .....	29
Slika 4-5. Postrojenje za ukapljivanje plina na betonskoj gravitacijskoj platformi .....	30
Slika 4-6. Poluuronjiva bušaća platforma kružnog oblika .....	31
Slika 4-7. Sklop za separaciju na morskom dnu.....	32

## 1. UVOD

Istraživanje i eksploatacija ugljikovodika na području Arktika predstavlja veliki izazov za naftnu industriju zbog problema s ekstremno niskim temperaturama, jakim vjetrovima, ledom, velikim udaljenostima i osjetljivim ekološkim okruženjem. Zbog toga je potrebno dobro poznavanje meteoroloških, oceanografskih i geotehničkih podataka kako bi se odabrala odgovarajuća oprema, procijenili zastoji, dimenzionirali sustavi i planirale operacije.

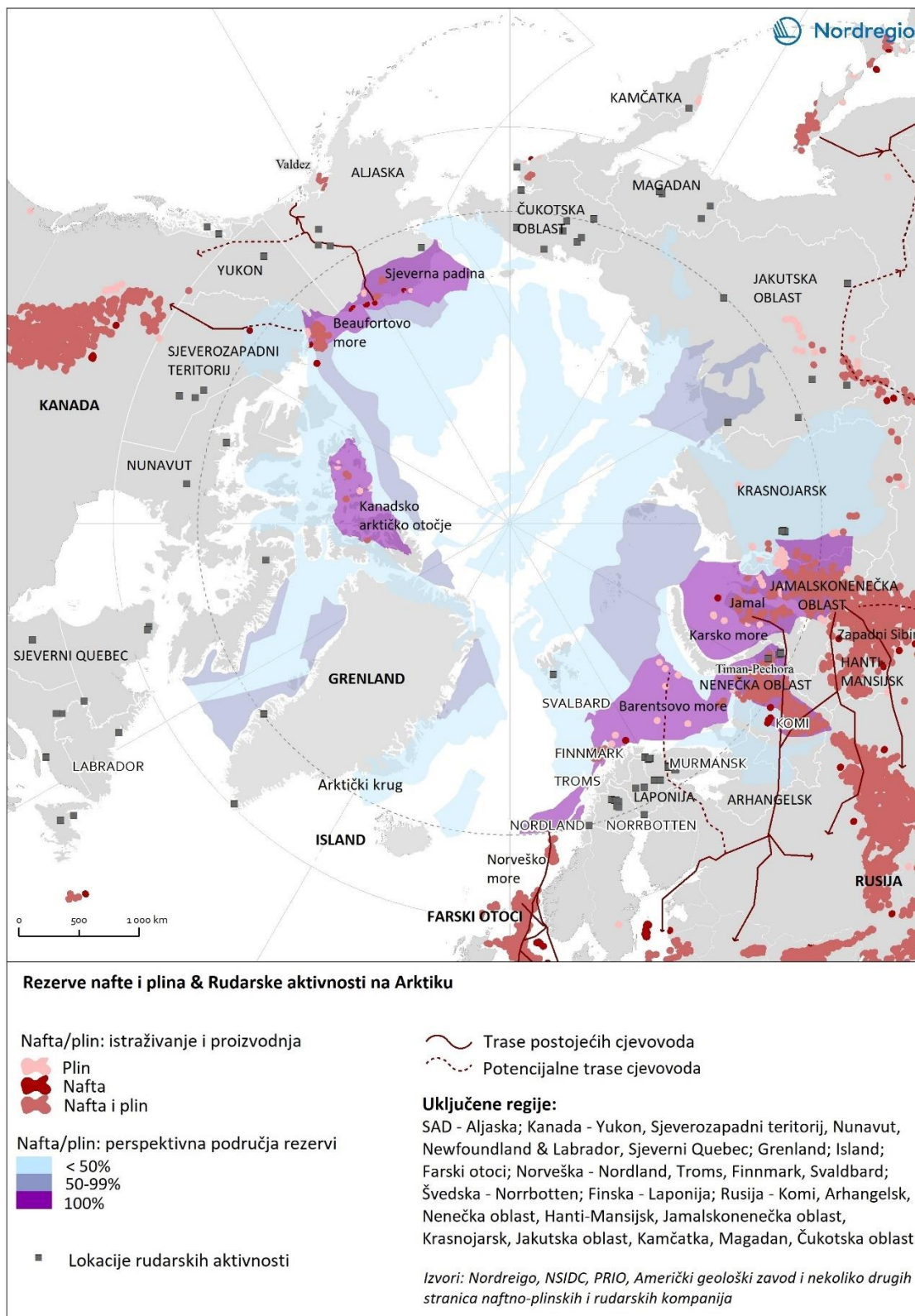
Led je jedna od značajki koja zahtijeva posebnu pozornost i koja nije uobičajena pojava tijekom bušenja i proizvodnje nafte i plina u ostatku svijeta. On se pomno prati tijekom planiranja i izvedbe svakog projekta na Arktiku. Provode se mjerenja i simulacije kako bi se dobile informacije o debljini, brzini kretanja, značajkama i čvrstoći morskog leda. Ti podaci se koriste kako bi se odredila opterećenja na fiksne i plutajuće objekte. Poznavanje otpornosti leda na savijanje i sabijanje koristi se i kako bi se odredila njegova nosivost kod radova koji se obavljaju s njegove površine. Do sada su obavljena brojna laboratorijska ispitivanja u kontroliranim uvjetima gdje su korištene razne varijacije parametara kao što su slanost i temperatura kako bi se što točnije odredila svojstva leda. Uz podatke o morskom ledu, meteorološki i oceanografski podaci su također jako važni. Potrebno je poznavati podatke o veličini valova, plimi i oseci, morskim strujama, jačinama vjetra itd. Potrebno je sakupiti podatke o batimetriji (topografiji morskog dna), pružanju permafrosta i vrsti tla. Podaci o morskom dnu i tlu bitni su za dimenzioniranje konstrukcije postrojenja, projektiranje same bušotine, te projektiranje trase budućih cjevovoda.

Svi izazovi vezani uz eksploataciju ugljikovodika na Arktiku potaknuli su naftnu industriju na razvoj novih tehnologija. Tako se razvijaju ili su već razvijeni novi tipovi platformi, načini proizvodnje ugljikovodika i gradnje cjevovoda, modeli bušenja kroz osjetljivo područje permafrosta i metanskih hidrata itd., sve kako bi se operacije na Arktiku odvijale sigurno, odgovorno i pouzdano.

## 2. DRŽAVE ARKTIKA

Prema procjenama Američkog geološkog zavoda na području unutar arktičkog kruga nalaze se pridobive rezerve od 14 milijardi m<sup>3</sup> nafte, 47 bilijuna m<sup>3</sup> prirodnog plina i 7 milijardi m<sup>3</sup> kondenzata. Čak 84 posto navedenih resursa nalazi se na moru, raspoređeno na Barentsovo, Karsko, Laptevsko, Istočnosibirsko, Čukotsko, Beaufortovo, Grenlandsko i sjeverni dio Norveškog mora (nordreigo.org, 2019). Iako je Arktik bogat ugljikovodicima, oni su još uvijek slabo eksploatirani. Ukoliko bi se krenulo s intenzivnijom eksploatacijom ugljikovodika na Arktiku, Rusija ima svakako najveći potencijal zbog činjenice da posjeduje najveći udio zaliha ugljikovodika. Oko 80 posto arktičkih resursa pripada Rusiji, 10 posto Sjedinjenim Američkim Državama, a ostatak dijele Kanada, Danska i Norveška. Na slici 2-1 je prikazana raspodjela rezervi na Arktiku, te lokacije istraživanja i proizvodnje ugljikovodika. U nastavku su obrađivana područja unutar arktičkog kruga, ali izvan njega koja imaju klimu i uvjete koji se mogu poistovjetiti s arktičkima i koje su relevantne uz tematiku istraživanja i proizvodnje ugljikovodika (bellona.org, 2019).





Slika 2-1. Rasprostranjenost rezervi i lokacije aktivnosti na Arktiku (nordreigo.org, 2019)

## 2.1. Rusija

Rusija posjeduje većinu rezervi nafte i plina u Arktičkom podzemlju. To ne čudi jer se čak 18 posto ruskog teritorija nalazi na području Arktika, a od 6,2 milijuna km<sup>2</sup> ruskog kontinentalnog plicaka 4 milijuna km<sup>2</sup> se nalazi u arktičkom podmorju. Rusija je drugi najveći proizvođač plina i treći najveći proizvođač nafte na svijetu, ali se trenutačno suočava s padom proizvodnje iz svojih primarnih polja. Zbog toga se okreće istraživanju i proizvodnji s udaljenih polja na istočnom Sibiru i Arktiku, kako bi se njihovim razvojem održala proizvodnja. Rusija polja na Arktiku smatra strateški važnima kao dugoročni izvor proizvodnje nafte i plina zbog čega se uvode posebni porezni paketi kako bi se potaknuli projekti na arktičkim morima. Državne kompanije Rosneft i Gazprom imaju povlašteni položaj na Arktiku, s pravom na istraživanje na čak 80 % kontinentalnog plicaka (Oppong i Talipova, 2016).

Unatoč svemu Rusija do sada nije ostvarila značajan iskorak u eksploataciji Arktika. U proteklih deset godina ruske namjere bušenja nafte i plina na Arktiku poslale su jasan poziv ekolozima na uzbunu. Aktivisti Greenpeacea su se 2013. godine ukrkali na platformu Prirazlomnaya kako bi spriječili njeno tegljenje na Karsko more. Prirazlomnaya je kasnije ipak dotegljena do lokacije gdje je započela proizvodnju nafte (slika 2-2). Neki drugi naftno-plinski projekti na Arktiku nisu došli toliko daleko. Gazprom, naftno plinska kompanija koja ima monopol na izvoz prirodnog plina u Rusiji imala je projekt za istraživanje na polju Shtokman u Barentsovom moru, ali on je odgođen 2012. godine radi prevelikih troškova. Iste su godine brojne naftne kompanije poput francuskog Totala i ruskog Lukoila odustale od svih planova bušenja Arktika zbog zabrinutosti za potencijalne ekološke katastrofe koji bi se mogle dogoditi izlivanjem ugljikovodika na zaleđenom sjeveru. Nije jasno hoće li Gazprom ikad realizirati svoje planove za polje Shtokman koji su sada stari više od dva desetljeća. A platforma Prirazlomnaya unatoč svim gromoglasnim prosvjedima koji su ju dočekali nije imala izljeva nafte, barem prema tvrdnjama njenih operatora. Ostale projekte koje vrijedi spomenuti u Rusiji nalaze se na polju Kharyaga, poluotoku Jamal i projekti koji nisu strogo na Arktiku, ali se zbog hladne klime mogu ovdje pribrojati su na području Baltičkog mora i otoka Sahalin. Iako ekolozi trenutno mogu biti zadovoljni zbog činjenice da se na ruskom dijelu Arktika puno ne događa to bi se moglo promijeniti u budućnosti (bellona.org, 2019).

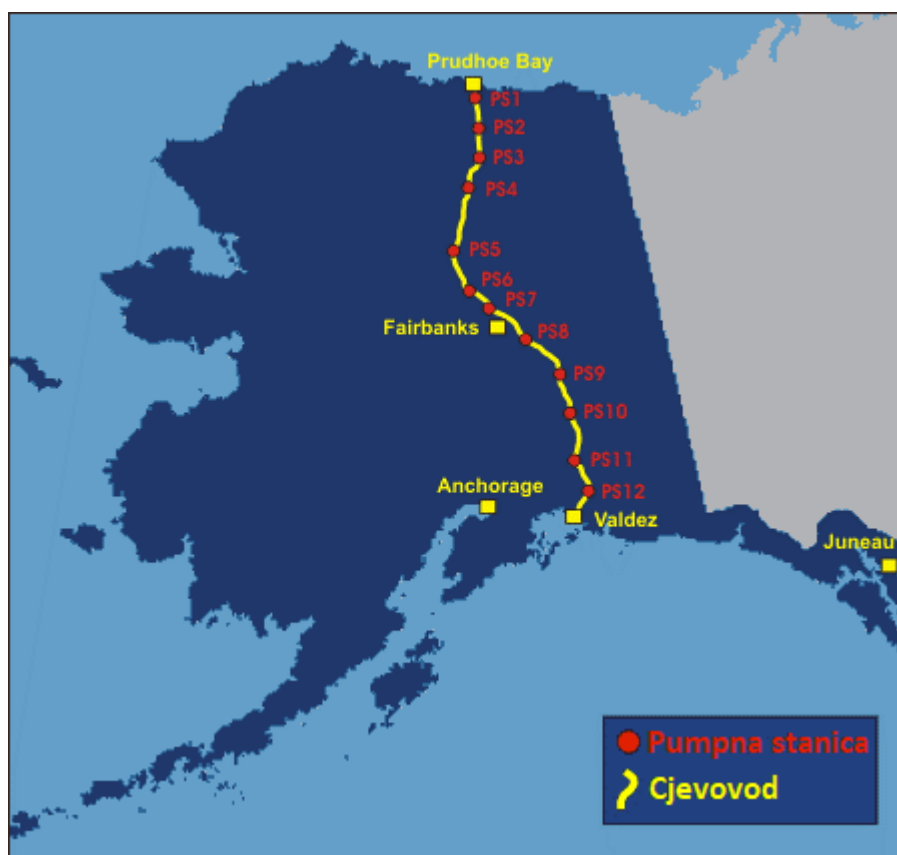


**Slika 2-2.** Platforma Prirazlomnaya (thebarentsobserver.com, 2018)

## 2.2. SAD

Sjedinjene Američke Države imaju pristup Arktiku preko svoje savezne države Aljaske. Iako se samo sjever Aljaske s Čukotskim i Beaufortovim morem nalazi unutar arktičkog kruga ovdje se spominju i projekti s područja cijele savezne države. Na sjeveru Aljaske na području Sjeverne padine (engl. *North slope*) koja se nalazi unutar arktičkog kruga istraživanja su počela ranih 1900-ih godina, a 1944. bušenja su otkrila prva nalazišta ugljikovodika. S otkrićima na području Cook Inleta na jugu Aljaske aktivnosti unutar arktičkog kruga su se usporile sve do otkrića velikog naftnog polja Prudhoe Bay 1969. godine. Nakon toga otkriveno je još nekoliko drugih polja u blizini. Stoga je 1974. godine počela izgradnja trans-aljaškog cjevovoda, a 1977. godine prva nafta transportirana je u Valdez, terminal na jugu Aljaske. Trasa trans-aljaškog cjevovoda prikazana je na slici 2-3. Proizvodnja je ubrzo porasla sredinom 1980-ih godina na preko 320 000 m<sup>3</sup> na dan, ali je ubrzo počela i opadati. Do danas su sva polja sa Sjeverne padine proizvela više od 2,7 milijardi m<sup>3</sup> nafte (Atashbari et al., 2017). Bušenje arktičkog podmorja počelo je 1970-ih godina. Između 1970. i 1990. godine izbušeno 100 bušotina na području SAD-a i Kanade, točnije Beaufortovog i Čukotskog mora. Bušenja su se odvijala s platformi oslonjenih na morsko dno, ali i s plutajućih platformi. Samopodizujuće platforme su se koristile za vrijeme plovnog perioda kada

je opasnost od leda bila vrlo mala. Gotovo sva oprema korištena za bušenje u tom razdoblju se više ne koristi ili je prenamijenjena. Međutim, ostala je snažna baza znanja i iskustva za daljnje projekte i razvoj novih tehnologija. Pomorski projekti koje treba spomenuti su Northstar, Nikaitchuq, Oooguruk (Winkler, 2018).



**Slika 2-3.** Trasa trans-aljaškog cjevovoda s pumpnim stanicama (anumpa-prakash.github.io, 2020)

### 2.3. Norveška

Norveška ima sličan problem kao i Rusija s padom proizvodnje nafte i plina iz polja u Sjevernom i Norveškom moru zbog iscrpljenosti ležišta. Zato budućnost norveške naftno plinske industrije leži u istraživanju i proizvodnji iz polja na Arktiku. Ali zbog teških uvjeta koji vladaju na tome dijelu Arktika, ponajviše zbog leda i niskih temperatura, operacije će biti teško izvedive. Stoga se javlja potreba za tehnološkim napretkom kako bi se ta područja otvorila za istraživanje i kasniju proizvodnju. Preko 40 % norveškog kontinentalnog plićaka trenutno nije dostupno za istraživanje zbog teških uvjeta ili političkih zabrana. Tu spadaju

područja oko otoka Lofoten, Vesteralen i Senja za koja se procjenjuje da sadrže 200 milijuna m<sup>3</sup> ekvivalenta nafte. Međutim, ovo područje se nalazi bliže postojećim infrastrukture nego je to slučaj u ostalim regijama pa ima veliki budući potencijal. Norveška kao i ostale arktičke države želi iskoristiti svoje resurse na Arktiku. Norveška je fleksibilna što se tiče poreza u usporedbi s SAD-om što ju čini privlačnijom za ulaganja. Ima otvorenu politiku prema kompanijama na tržištu s mnogo konkurenata, iako se političko raspoloženje mijenja kako se povećava zabrinutost za okoliš i klimatske promjene (Oppong i Talipova, 2016).

Snohvit u Barentsovom moru je prvo postrojenje za ukapljivanje prirodnog plina u Europi i najsjevernije na svijetu (slika 2-4). Najveći je industrijski projekt na sjeveru Norveške, a izradila ga je tvrtka Statoil, današnji Equinor. Norveški parlament odobrio je plan za razvoj projekta 2002. godine. Norveška je bila prva zemlja koja je započela operacije u Barentsovom moru. Bez površinskih instalacija prirodni plin se cjevovodima dovodi do postrojenja za ukapljivanje. Podvodna postrojenja za proizvodnju su na dovoljnoj dubini tako da kod ribarenja ne postoji opasnost od oštećenja postrojenja ili ribarske opreme. Postrojenje za ukapljivanje i izvoz plina nalazi se na otoku Melkoya blizu grada Hammerfesta. U postrojenju radi više od 350 zaposlenika od kojih većina živi u Hammerfestu. Nakon obrade i ukapljivanja u postrojenju plin se otprema na tržišta diljem svijeta. Postrojenje je samodostatno što se tiče električne energije, ali je spojeno na električnu mrežu kako bi imalo izvor struje u slučaju potrebe. Ostali norveški naftno-plinski projekti koje treba spomenuti su Goliat, Asgard, Heidrun, Ormen Lange (Darell Holand i Ronning, 2016).





**Slika 2-4.** Terminal za ukapljivanje plina Snohvit (www.norskipetroleum.no, 2020)

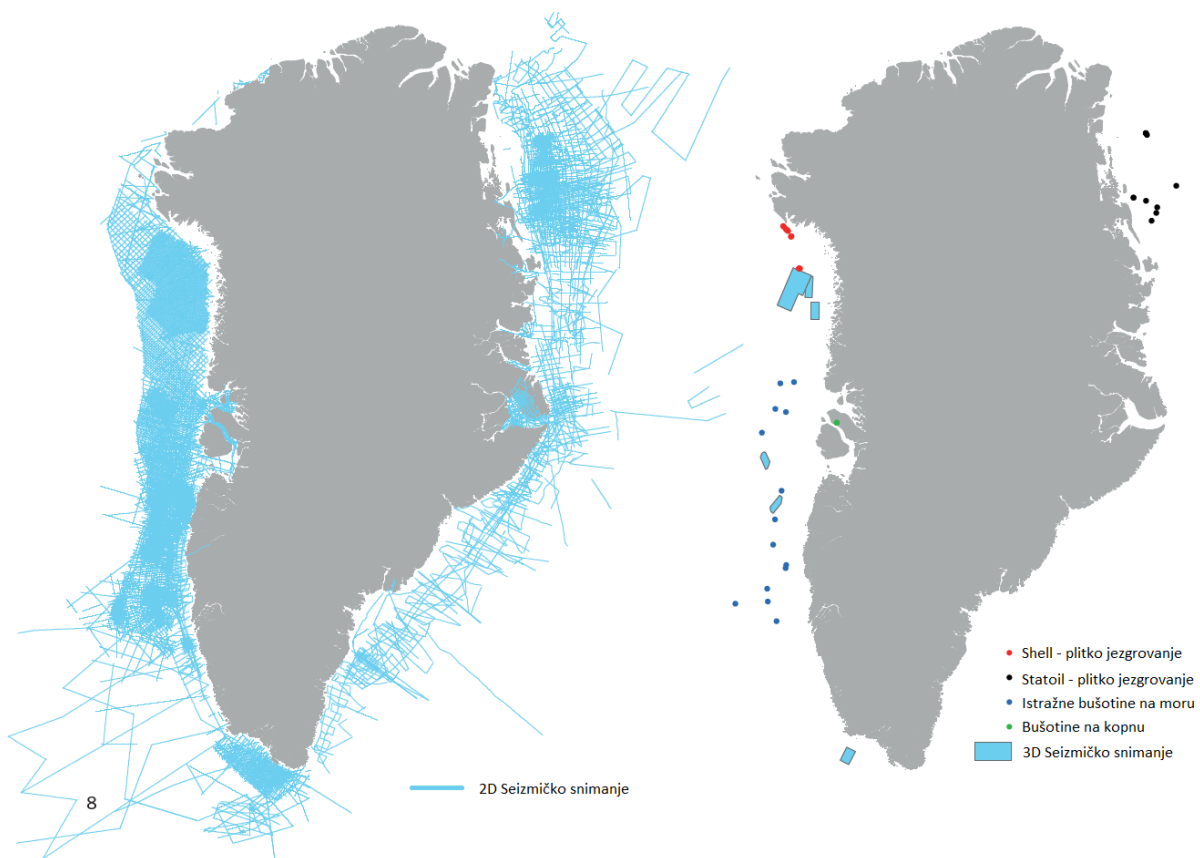
## 2.4. Kanada

Kanadska naftno-plinska industrija ima duge korijene, postupno se razvijala od konvencionalnih kopnenih polja na zapadu Kanade do naftnih pijesaka i arktičkog podmorja. To je dovelo do nastanka jakih i iskusnih domaćih kompanija. Veliki dijelovi kanadskog kopna imaju hladnu klimu, stoga operaterima izazovi u hladnoj klimi Arktika nisu bili potpuno strani. Kanada je otvorena prema stranim kompanijama, što daje kombinaciju domaćih i stranih kompanija na tržištu. Među stranim naftnim i plinskim kompanijama danas su prisutne Exxon Mobil, Shell, Chevron, Apache, Conoco Phillips, ali i kineske kompanije Sinopec i Cnooc. Prilikom upravljanja kanadskim arktičkim resursima nafte i plina potrebno je balansirati između nacionalnih i regionalnih interesa jer starosjedilačko stanovništvo želi zaštititi to područje. Federalna vlada je odgovorna za sve naftno-plinske projekte na moru na sjeveru Kanade. Davanje prava na istraživanje i bušenje za ugljikovodicima daje se putem nadmetanja. Institucija koja se bavi starosjedilačima i razvojem sjevera (engl. Crown-Indigenous Relations and Northern Affairs Canada - *CIRNAC*) daje prava na istraživanje na određenim područjima na sjeveru dok Nacionalni odbor za energiju koji je primarno regulatorno tijelo za operacije na moru odobrava bušenje. *CIRNAC* je odgovoran za dodjelu

zemlje privatnim kompanijama za istraživanje nafte i plina na područjima Nunavut, Sjeverozapadni teritorij i morima na sjeveru zemlje. Također regulira uvjete o zaštiti okoliša, određuje i naplaćuje takse i odobrava planove naknada prije razvoja projekta (Masvie, 2018).

## 2.5. Grenland

Danski autonomni teritorij, Grenland najslabije je istražen na ugljikovodike od svih ovdje navedenih zemalja. Prvenstveno zbog jako hladne klime i činjenice da je oko 81 % površine otoka prekriveno ledom. Prema procjenama Američkog geološkog zavoda rezerve nafte i plina mogu se naći u isključivom gospodarskom pojasu Grenlanda. Posebno su zanimljiva područja uz zapadnu i jugozapadnu obalu, te sjeveroistočnu obalu gdje se očekuju veće količine rezervi ugljikovodika. Zbog čega su na tim područjima provedena 3D seizmička snimanja i izrađene istražne bušotine kao što je prikazano na slici 2-5. Do danas je izbušeno 15 istražnih bušotina (14 na moru i jedna na kopnu) od kojih je prvih pet izbušeno 1970-ih godina. Područje uz sjeveroistočnu obalu Grenlanda jedno je od najizazovnijih područja za eksploataciju ugljikovodika na svijetu. Između ostaloga postrojenja za bušenje na ovom području moraju se nositi s kratkim ili nepostojećim plovnim periodom i velikim količinama višegodišnjeg leda. Dubine mora na ovom području kreću se između 200 i 500 metara. Ako će se krenuti opsežnim bušenjem i proizvodnjom na Grenlandu, za to će trebati primijeniti najsuvremeniju opremu i tehnologije kako bi se operacije mogle odvijati na efikasan i siguran način (Anink et al., 2016).



**Slika 2-5.** Prikaz operacija istraživanja ugljikovodika na području Grenlanda (The Government of Greenland, 2019)



### 3. PROBLEMATIKA EKSPLOATACIJE ARKTIKA

Ono što čini operacije na Arktiku tako zahtjevnima je kombinacija sljedećih čimbenika (Winkler, 2018):

- Potreba za specijaliziranom opremom i skupom tehničkih i ne tehničkih sposobnosti kako bi se provodile rutinske operacije i odgovorilo na izvanredne situacije.
- Ograničenja aktivnosti proizašla zbog propisa, lokalnih interesa ili nevladinih organizacija koje se bave zaštitom okoliša.
- Kašnjenja u rasporedu izazvana od strane onih koji se protive bušenju na Arktiku što skraćuje ionako kratki plovni ili zimski period rada.

#### 3.1. Bušenje

Bušenje kroz permafrost i sedimente koji sadrže metanske hidrate može biti izazovno. Permafrost je definiran kao tlo koje ostaje na temperaturi ispod 0 °C tijekom dvije ili više godina što dovodi do smrzavanja dijelova koji sadrže vodu u porama. Plinski hidrati kao strukture nalik ledu koje se sastoje od molekula vode i metana stabilni su pri niskim temperaturama i visokom tlaku. Slojevi metanskih hidrata mogu se naći u kontinentalnom pličaku na gotovo cijelom Arktiku. Permafrost se obično nalazi na kopnu ili kao podvodni permafrost u Beaufortovom moru, ušću rijeke Mackinzie i Laptevskom moru. U zaljevu Prudhoe na Aljasci permafrost se proteže do dubine od oko 600 metara, a ispod njega metanski hidrati do dubine 1100 metara. Tijekom bušenja permafrosta i metanskih hidrata može doći do poteškoća zbog otapanja ako se ne spriječi prijenos topline iz bušotine na formaciju. To ugrožava stabilnost kanala bušotine, te često dovodi do urušavanja, produbljivanja ili ispiranja stijenci kanala. U najgorem slučaju odmrzavanjem može doći do smanjenja obujma pribušotinske stijene od 9 % (Torsaeter & Cerasi, 2015). Otapanje je posebno problematično tijekom bušenja kroz naslage metanskih hidrata jer disocirani plin dovodi do zaplinjenja isplake. Ako se izuzme otapanje, teško je osigurati stabilnost kanala bušotine prilikom bušenja kroz permafrost i hidrate. Takve formacije imaju slabu propusnost gdje je teško razviti kvalitetan isplačni oblog. Zbog slabe propusnosti također može doći do nakupljanja plina u samoj formaciji ili neposredno ispod. Takve su nakupine plina obično pod

visokim tlakom koji može izazvati ozbiljne probleme u kontroli bušotine. Sažeto, problemi koji se mogu javiti obuhvaćaju: nakupljanje plina u bušotini, prihvat bušačeg alata, nekontrolirano ispuštanje plina, erupcije, požare, slijeganje tla itd. Preduvjet za minimiziranje ili čak izbjegavanje nekih problema je osiguravanje isplake odgovarajućeg sastava (gustoća, tip, aditivi, temperatura). Na primjer, tijekom bušenja s isplakom premale gustoće može doći do dotoka, ali isto tako do dotoka dolazi može doći zbog gubitka hidrostatickog stupca isplake što može biti posljedica frakturiranja formacije zbog bušenja s prevelikom gustoćom isplake (Torsaeter & Cerasi, 2015).

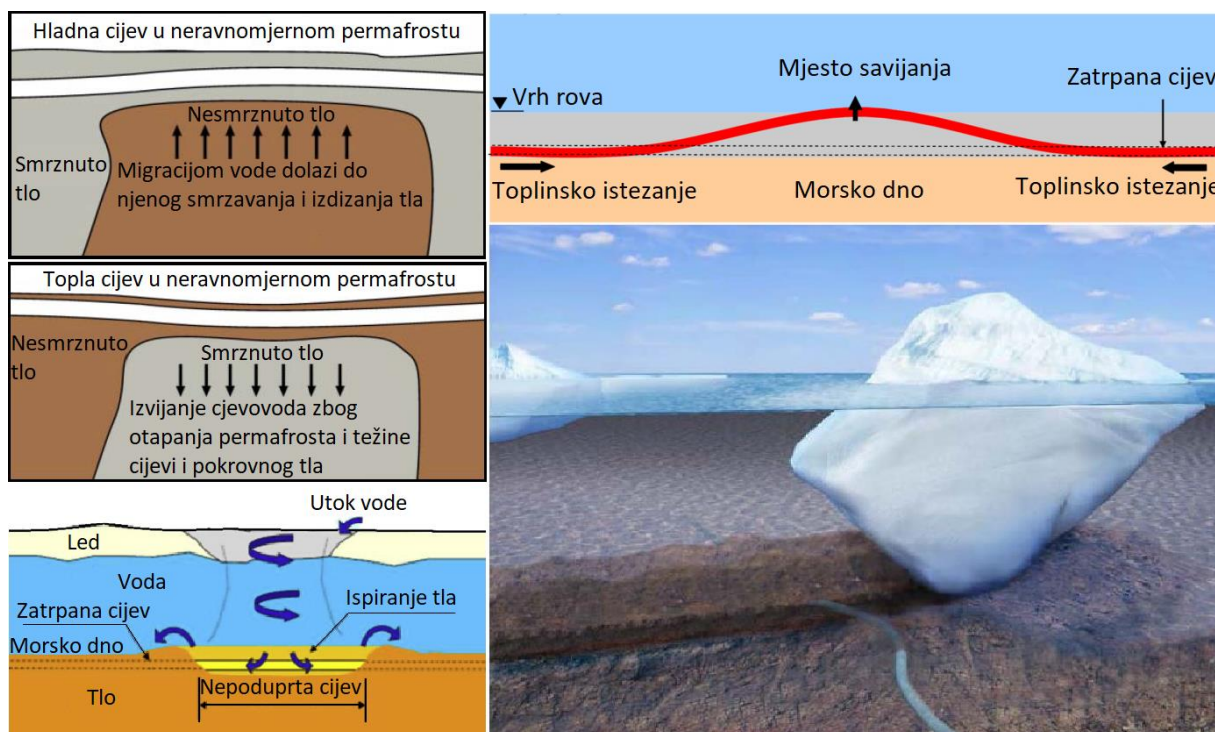
Za bušenja na hladnim arktičkim temperaturama koriste se tzv. kriogena bušaća postrojenja. Postoje tri tipa kriogenih bušaćih postrojenja (Li et al., 2015):

1. Fiksna postrojenja (engl. *fixed arctic rig*) koja koriste bušači toranj za niske temperature, a neka imaju i potpuno zatvoreni toranj. Takva postrojenja njemačke tvrtke Bentec i američke Nabors proizvedena su od čelika za niske temperature što im omogućuje rad do temperature od minus 45 °C, te su zatvoreni na razini podišta tornja i platforme tornjaša. Koriste se u blizini arktičkog kruga ili južno od njega, kao npr. na polju Kharyaga u Rusiji. Ruska tvrtka Uralmash proizvodi potpuno izolirana postrojenja koja mogu raditi na radnim temperaturama do minus 60 °C, a koriste se na polju južno Tambeiskoye na poluotoku Jamal.
2. Pokretna bušaća postrojenja odnosno postrojenja s ugrađenim kotačima (engl. *wheel-rail arctic rig*) koja su konstruirana tako da se olakša premještanje tornja unutar radnog prostora bušotina. Operacija demontaže i ponovne montaže je maksimalno pojednostavljena prilikom pomicanja tornja jer se gotovo sva oprema nalazi na kotačima. Ako je udaljenost između bušotina 10 metara, postrojenje može biti pomaknuto unutar nekoliko sati. Postrojenja ovog tipa tvrtke Bentec i kineskih tvrtki Sj Petro i RG mogu se koristiti do temperature od minus 45 °C, a imaju široku upotrebu u ruskim regijama Usinsk, Tyumen, Novosibirsk i dr.
3. Bušaća postrojenja postavljena na vozilo (engl. *truck-mounted arctic rig*) su lagana postrojenja u kojima se motori, dizalica, toranj i hidraulika integrirani na vozilo. Takva bušaća postrojenja tvrtke Sj Petro koriste se u Tyumenu, Novosibirsku i drugim ruskim

regijama s dobrim cestama do naftno-plinskih polja. Maksimalna dubina bušotine koju mogu postići je 4000 metara, a mogu raditi na temperaturama do minus 45 °C.

### 3.2. Polaganje cjevovoda

Transport nafte ili plina cjevovodima je isplativ, siguran i pouzdan način transporta ugljikovodika zbog čega se i koristi na većini projekata na Arktiku. Za razliku od cjevovoda u umjerenim pojasevima, arktički cjevovodi su izloženi teškim vremenskim neprilikama koji nameću ograničene sezonske rasporede gradnje, kao i posebne zahtjeve pri projektiranju sustava cjevovoda. Dubina ukopa cjevovoda je veća od normalno potrebne za područja s umjerenijom temperaturom. Također, cjevovodi u priobalnim područjima suočeni su s nizom specifičnih problema koje treba uzeti u obzir tijekom projektiranja (slika 3-1): brazdanje leda, ispiranje tla kroz rupu u ledu (engl. *strudel scour*), izvijanje cijevi zbog visoke temperature i tlaka pod kojima cjevovod radi (engl. *upheaval buckling*), izvijanje tijekom smrzavanja/odmrzavanja (engl. *frost heave and thaw subsidence*)(Li et al., 2015).

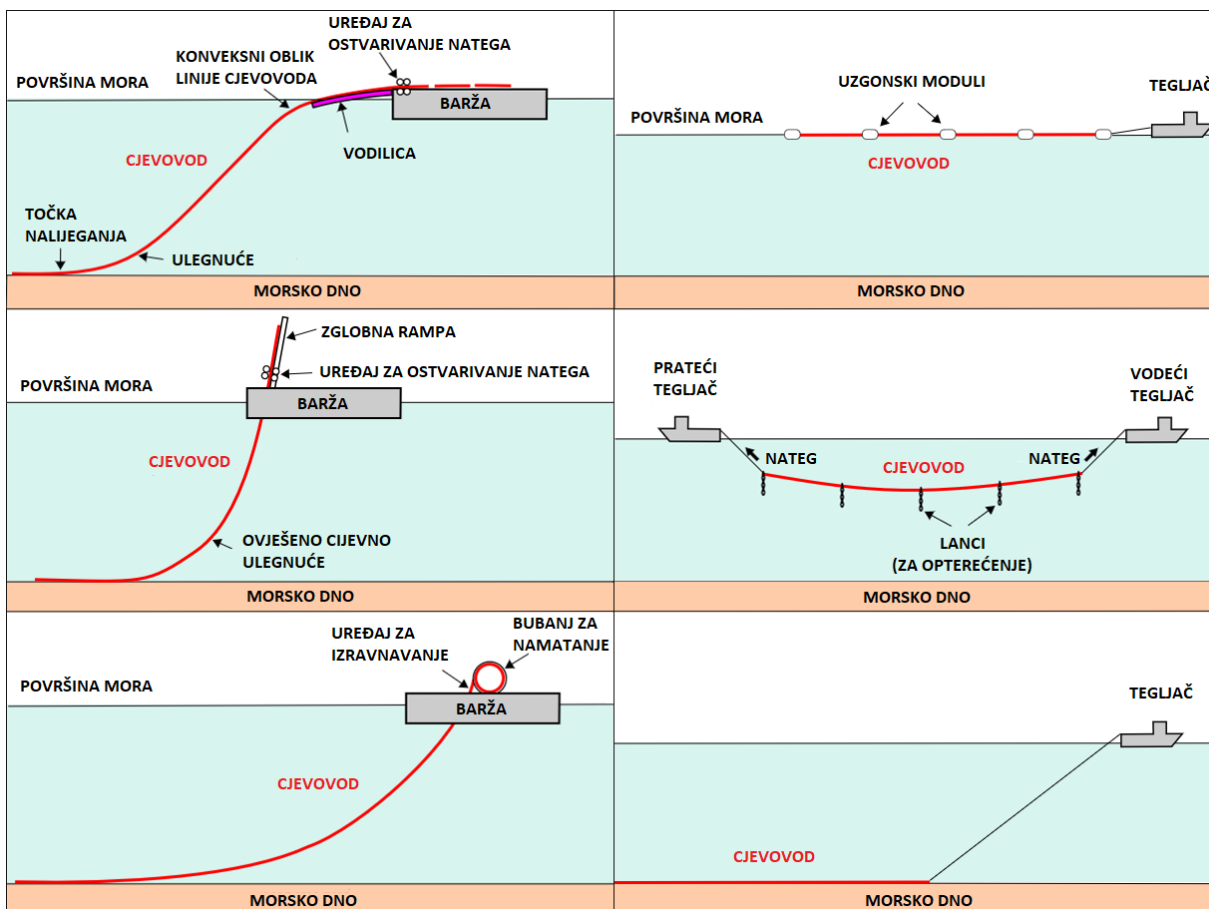


**Slika 3-1.** Različiti načini oštećenja cjevovoda (DeGeer i Nessim, 2008; www.sciencedirect.com, 2014; www.researchgate.net, 2020; spe.org, 2015)

Utjecaj ledenih santi i pomicanja tla mora se uzeti u obzir tijekom projektiranja i izgradnje cjevovoda na području Arktika. Za otklanjanje ili umanjivanje tih problema koriste se sljedeće metode (Li et al., 2015):

- Povećanje debljine stijenke cijevi povećava stabilnost cjevovoda i otpornost na različita naprezanja. Cijev unutar cijevi ili cjevovod obložen betonskom oblogom također mogu biti učinkovito rješenje koja pruža dodatnu zaštitu.
- Povećanje debljine izolacijskog i antikoroziivnog sloja smanjuje utjecaj niskih temperatura i permafrosta što osigurava protok fluida.
- Povećanjem dubine ukopa cjevovoda izbjegava se oštećenje uzrokovano brazdanjem leda. Izvješća pokazuju da maksimalna dubina brazdanja leda može doseći do 4 metra dubine u Beaufortovom moru. Dubina na koju se ukopa cjevovod na Arktiku obično nije manja od 2 metra.
- Korištenje metoda mekog/fleksibilnog načina povezivanja opreme i cjevovoda kako bi se izbjeglo savijanje.

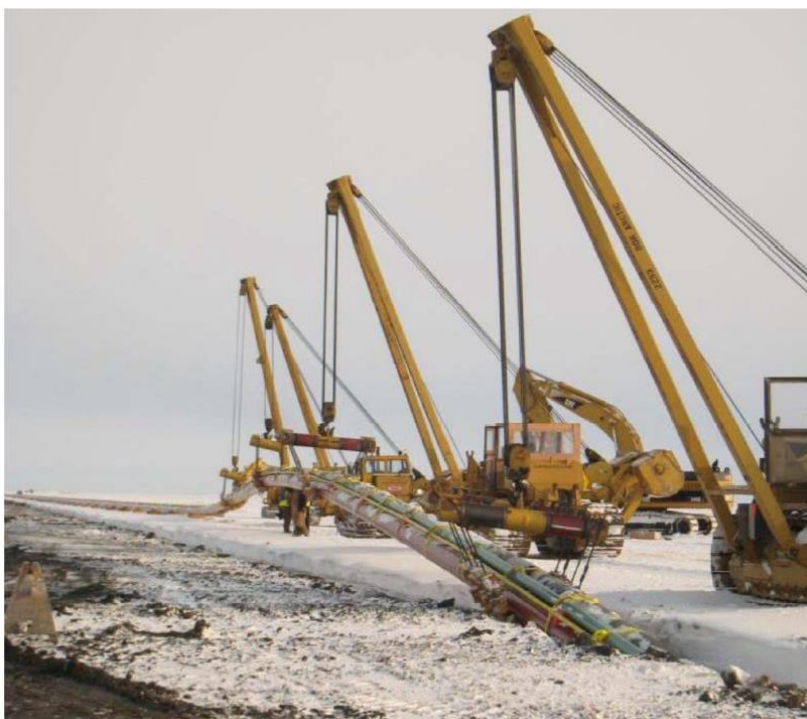
Kao i u drugim područjima, na Arktiku se cjevovod može postaviti polaganjem pomoću barži ili tegljenjem kao što je prikazano na slici 3-2. Međutim ove dvije metode mogu biti primijenjene samo tijekom plovnog razdoblja odnosno tijekom ljetne sezone. Na primjer, plovni period u Beaufortovom moru traje samo 4 mjeseca.



**Slika 3-2.** Metode polaganja cjevovoda pomoću barži (lijevo) i tegljenjem (desno) (Mandić, 2019)

Kada postavljanje pomoću plovnih objekata nije moguće, cjevovod se može postavljati i sa zaleđene površine koja se zalijeva vodom kako bi led očvrsnuo. Oprema i logistika kod plovne i zaleđene (ljetne i zimske) metode izgradnje cjevovoda je sasvim drugačija. S relativno kratkim razdobljem za izgradnju, ljetna i zimska metoda se trebaju evaluirati kako bi se izabrala najbolja s obzirom na izvodljivost, cijenu, logistiku i raspored. Vremenska i ekološka ograničenja uvelike utječu na planiranje i izbor opreme za izgradnju cjevovoda. Aktivnosti na moru ograničene su tijekom plovnog dijela sezone vremenom i utjecajem na okoliš. Radovi uz obalu na prostoru tundri obično se ne planiraju tijekom ljeta kako bi se zaštitila vegetacija i izbjegao utjecaj na migracije životinja. Unatoč tome radovi su mogući ako se poduzmu mjere kako bi se smanjio utjecaj na živi svijet. Također, ako se odabere gradnja tijekom ljeta treba paziti na led koji može doplutati u radni prostor (Cowin et al., 2015).

Operacije u zimskom periodu su ograničene stabilnošću leda. Karakteristike leda se razlikuju u različitim područjima prekrivenim ledom diljem svijeta. Na lokaciji projekta karakteristike leda se moraju detaljno proučiti kako bi se utvrdilo je li gradnja na ledu moguća. Aktivnosti nisu moguće dok led nije dovoljne debljine da podnese težinu opreme potrebne za umjetno stvaranje leda. Kada se krene s izgradnjom led mora imati dovoljnu nosivost da podnese teški snop cijevi s potrebnim brojem strojeva kako se može vidjeti na slici 3-3. Tijekom gradnje u zimskom periodu uklonjeni su neki ekološki problemi koji se vežu uz ljetni period gdje je živi svijet aktivniji. Također, za kopanje rovova, konstrukciju i polaganje cjevovoda mogu se koristiti konvencionalna ili prilagođena oprema i tehnika kao i na kopnu. Problem može biti doprema opreme i tehnike na udaljenu lokaciju. To može zahtijevati izradu šljunčanih cesta ili cesta preko ledenih površina (Cowin et al., 2015).



**Slika 3-3.** Polaganje cjevovoda pomoću dizalica (Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 2015)

Zbog različitih opterećenja od brazdanja leda, ispiranja tla oko cjevovoda kroz rupu u ledu, izvijanja cijevi zbog visoke temperature i tlaka na kojima cjevovod radi, izvijanja zbog smrzavanja/odmrzavanja tla i drugih, cjevovod mora biti konstruiran da podnese što veća savijanja. Mogu se koristiti različiti dizajni i materijali, ali se moraju zadovoljiti regionalni

propisi. Kod varenja dopušteni nedostaci su manji nego kod konvencionalnih cjevovoda zbog većih savijanja. Zavarivanje i kasnija inspekcija spojeva slični su kao kod čeličnih ovješanih usponskih cijevi (engl. *steel catenary riser*). To utječe na vrijeme zavarivanja i broj popravaka pa tako i vrijeme izgradnje cjevovoda. Dvije pojedinačne cijevi mogu biti spojene (engl. *double jointed*) prije transporta na samu lokaciju cjevovoda kako bi se smanjilo vrijeme varenja na ledu. Izvođač radova može tako smanjiti vrijeme spajanja cijevi otprilike na pola, a time i smanjiti broj popravaka (Cowin et al., 2015).

Ako projekt zahtijeva i postavljanje električnih kablova oni se obično postavljaju u posebni jarak nedaleko od cjevovoda zbog toga što bi kabeli za napajanje instalirani blizu cjevovoda mogli izazvati probleme. Naime, oni generiraju toplinu koja može izazvati izvijanje cijevi ili otapanje i slijeganje tla. Optički kabeli se koriste za komunikaciju, nadzor topline cjevovoda i za kontrolu propuštanja. Oni se obično stavljaju zajedno s cjevovodom budući da ne stvaraju nikakvu toplinu (Cowin et al., 2015).

U nastavku su opisane tipične aktivnosti tijekom gradnje cjevovoda. Opis je temeljen na aktivnostima gradnje cjevovoda u Beaufortovom moru na Aljasci, pa se pretpostavlja da se cjevovod proteže od umjetnog otoka do kopna gdje se povezuje s kopnenim cjevovodom. Djelatnosti treba prilagoditi prema potrebi, ovisno o jedinstvenim uvjetima i konfiguraciji pojedinog projekta. Redoslijed aktivnosti (Cowin et al., 2015):

1. Predspajanje cijevi

Kao što je već spomenuto neke cijevi se spajaju prije transporta na gradilište kako bi se smanjilo vrijeme rada na ledu. To zahtijeva raniji angažman izvođača radova kako bi se obavilo zavarivanje i ispitivanje cijevi po zadanim propisima. Nakon završenog postupka cijevi su spremne za transport na projektnu lokaciju.

2. Izrada i održavanje cesta na ledu

Morski led zahtijeva zadebljanje duž rute cjevovoda kako bi se stvorila stabilna radna površina za izgradnju cjevovoda. Izgradnja cesta i radne površine, kako je već spomenuto, može početi čim je led dovoljno čvrst da podnese dolazak opreme za ojačavanje leda. Područja gdje se led mjestimično oslanja na morsko dno obično se koriste kao lokacije za potporu gradilištu gdje se privremeno odlaže oprema i materijali. Sav materijal koji se prikupi kopanjem rovova odlaže se na takva mjesta. U

protivnom, da se odlaže na plutajućem ledu zbog prevelike težine led bi puknuo ili se spustio ispod razine mora što bi kasnije otežalo njegovo skupljanje tijekom zatrpavanja rovova. Potrebna debljina leda za sigurnu potporu građevinskim aktivnostima duž rute cjevovoda mora se utvrditi tijekom planiranja gradnje. Općenito gdje je dubina mora manja od 2,5 metara led se podebljava toliko da se osloni na dno i bude oko trećine metra iznad razine morske vode što daje led debljine do 3 metra. Na dubinama mora većim od 2,5 metara led se obično dovodi do debljine od 2,5 do 3 metra. Led se podebljava tako što se svrdlima izbuše rupe u njemu do morske vode i pumpama se zatim voda dovodi na njegovu površinu. Poplavlivanjem njegove površine prosječno se može povećati debljina leda za 2,5 do 4 centimetra na dan. Nakon što je postignuta potrebna debljina leda, površina se može prelitati slatkim vodom kako bi se povećala izdržljivost. Izgradnja cesta i zadebljanje leda u Beaufortovom moru obično započinje u prvoj polovici prosinca, a završava u veljači. Međutim, to ovisi o potrebnoj debljini leda i duljini rute cjevovoda. Led se mora održavati tijekom cijelog vremena izgradnje cjevovoda tako da se čisti snijeg s njega i zalijeva prema potrebi.

### 3. Rezanje leda

Duž rute cjevovoda potrebno je napraviti prorez u ledu kroz koji se kasnije kopa rov. Širina izrezanog utora mora biti dovoljna da omogući postavljanje cjevovoda s potrebnom opremom. Primjer stroja koji se koristi za izrezivanje leda prikazan je na slici 3-4. Led se izrezuje u blokove i uklanja s radnog prostora kako ne bi ometao daljnje radove i kako bi se smanjilo opterećenje na plutajućem ledu.



**Slika 3-4.** Stroj za rezanje leda (www.vermeer.com, 2020)



#### 4. Kopanje rova

Kopanje rova za cjevovod može početi kad nakon što se postigne odgovarajuća debljina leda i izradi utor u ledu. Ovisno o duljini cjevovoda i zbog ograničenog vremena gradnje projekt će vjerojatno zahtijevati iskapanje na više mjesta duž rute cjevovoda istovremeno. Rovokopači su opremljeni s pontonskim podvozjem, prednjim i/ili zadnjim utovarivačem i ostalom opremom potrebnom za iskapanje i ponovno zatrpavanje rovova. Kako bi bili sigurni da dubina rova odgovarajuća i da je dno rova ravno, prije postavljanja cijevi on se pregledava i čisti ako je potrebno. Raspon dubina i dopuštena grubost njegovog dna su određeni tijekom planiranja gradnje projekta.

#### 5. Spajanje cijevi

Kada se određena duljina rova iskopa istovremeno se počinje s operacijom spajanja cijevi te polaganjem cjevovoda. Cijevi se dovoze i slažu u niz blizu samog rova gdje će se spajati zavarivanjem. Kako je već spomenuto neke se cijevi dovoze već spojene kako bi se uštedjelo vrijeme. Za spajanje cijevi koriste se kvalificirani varioci i odobreni postupci zavarivanja. Nekoliko mobilnih stanica s opremom za zavarivanje koristi se istovremeno kako bi se spojio niz cijevi. Kako se cjevovod sastoji od više nizova cijevi različitog promjera, one se prije spajanja u snop općenito postavljaju tako da je ona najvećeg promjera najbliže rovu. Zatim se uz nju polažu ili odmotavaju cijevi manjeg promjera. Nakon spajanja cijevi svi varovi se pregledavaju kako bi se našla i otklonila sva oštećenja. Inspekcija uključuje vizualni i ultrazvučni pregled. Nakon pregleda na svaki var se nanosi prevlaka kako bi spoj bio zaštićen. Ako je jedan niz cijevi u cjevovodu konstruiran kao cijev unutar cijevi, prvo će se zavariti cijevi manjeg promjera, a zatim većeg promjera. Nakon toga se cijevi manjeg promjera provlače kroz niz većeg promjera. Izvođač određuje koja duljina niza unutarnje cijevi će se spojiti prije provlačenja. Između unutarnje i vanjske cijevi se postavljaju odvojnici kako unutarnja cijev ne bi ležala na donjoj stijenci vanjske cijevi. Jednom kad je niz cijevi spojen on se pregledava kako bi se našla oštećenja na vanjskoj oblozi i na njega se postavljaju anode u obliku prstena radi korozivne zaštite.

#### 6. Spajanje snopa cijevi

Nakon što se izrade sve linije cjevovoda one se spajaju zajedno u jedan snop cijevi. Spajanje počinje pričvršćivanjem nosača na cijev najvećeg promjera. Ostali nizovi

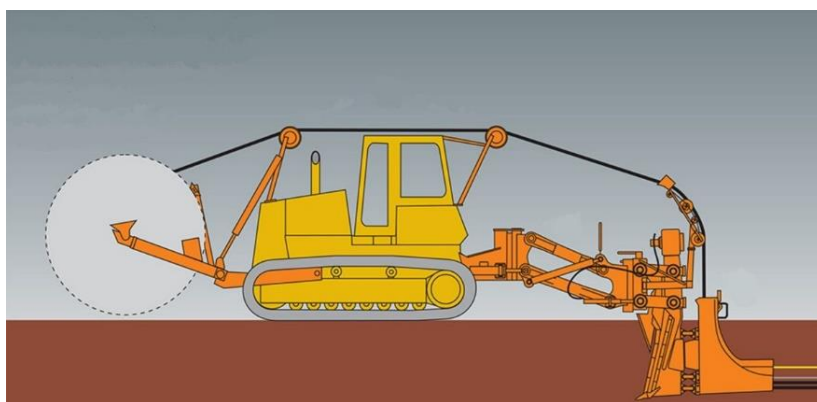
cijevi se zatim podižu i postavljaju na svoje mjesto na nosaču. Kada su svi nizovi cijevi pričvršćeni na nosaču cjevovod je spreman za polaganje u rov.

#### 7. Polaganje cijevi

Polaganje cjevovoda slijedi odmah nakon čišćenja rova. Dizalice poredane uz rov podižu snop cijevi i lagano ga spuštaju u rov. Ako je potrebno zagrijavanje bilo kojeg dijela cjevovoda, ono se radi tijekom polaganja cjevovoda kako bi se postigla željena temperatura ugradnje. Pregled položenog cjevovoda i zatrpavanje rova slijede ubrzo nakon polaganja. Kod polaganja cjevovoda na umjetnim otocima i prilazima kopnu rovovi mogu biti širi jer je potrebno postaviti odgovarajuću šljunčanu podlogu prije stavljanja cijevi. Zbog toga je moguća i potreba za dizalicama duljeg kraka za spuštanje snopa cijevi. Također, rov bi trebalo poplaviti kako bi se smanjila opterećenje prilikom spuštanja cjevovoda.

#### 8. Polaganje kablova

Optički kablovi i kablovi za napajanje dopremaju se na lokaciju namotani na bubanj. Za instalaciju kablova potrebna su grijana kućišta kako bi se osiguralo da su kablovi zagrijani tijekom odmatanja i postavljanja. Ako se kablovi postavljaju u zasebni rov koriste se plugovi za postavljanje kablova prikazani na slici 3-5 ili strojevi za izrezivanje leda pokazani ranije (slika 3-4). Kamion s namotanim kablovima i grijačem vozi se ispred stroja za postavljanje kablova tako da kablovi odmah nakon odmatanja spuštaju u rov.



**Slika 3-5.** Plug za postavljanje kablova (lancier-cable.de, 2020)

#### 9. Zatrpavanje rovova

Ako se radi o područjima oko obale gdje se led pruža do morskog dna sav iskopani materijal se nalazi blizu rova pa je i zatrpavanje brže. Kod plutajućeg leda iskopani

materijal se nalazi na udaljenoj lokaciji te prvo mora biti dovezen natrag do rova kako bi počelo zatrpavanje, što uvelike utječe na brzinu zatrpavanja. Za zatrpavanje rova je najbolji nedavno iskopani materijal. Materijal koji dulje stoji je smrznut te zbog toga ne nasjeda dobro oko cjevovoda ostavljajući praznine oko cijevi. Na takvim mjestima može doći do izvijanja cijevi zbog povećane temperature na kojoj cjevovod radi.

#### 10. Testiranje cjevovoda

Nakon izgradnje cjevovod se testira na propuštanje tako da se u njega utisne fluid s niskom točkom ledišta koji zadovoljava potrebne propise. Svaki niz u snopu cjevovoda može se testirati jedan iza drugoga prenošenjem fluida iz jednog niza u drugi kako bi se smanjila potrebna količina testnog fluida. Za uklanjanje vode iz cjevovoda mogu se koristiti obroci metanola koji se protiskuju kroz cjevovod. Također je potrebno protisnuti pametne čistače cjevovoda koji se sastoje od čistača za mapiranje trase cjevovoda, kalipera i čistača za kontrolu debljine stijenke cijevi. Pametni čistač za mapiranje trase se koristi kako bi se mogla pratiti potencijalna pomicanja cjevovoda kroz njegov radni vijek. Njega je dovoljno protisnuti kroz jedan niz u snopu cjevovoda, a to je obično proizvodna linija cjevovoda. Materijal kojim je zatrpan rov mora biti potpuno odmrznut prije puštanja cjevovoda u puni operativni rad kako bi pružio potrebni otpor izvijanju cijevi. U dubokim rovovima s jako smrznutim materijalom odmrzavanje može potrajati godinama zbog čega je potrebno izazvati zagrijavanje materijala. Zagrijavanje cjevovoda kako bi se otopio okolni materijal počinje nakon završene kontrole stanje cjevovoda čistačima. Zagrijavanje se postiže cirkulacijom grijanog fluida kroz jedan ili dva niza cijevi u snopu cjevovoda kroz unaprijed određeno vrijeme. Temperatura fluida se postepeno povećava kako zasip postupno odmrzava od cjevovoda prema gore.

Na naftnom polju Northstar izrađen je prvi podvodni cjevovod na Arktiku koji se sastojao od naftovoda i utisnog plinovoda. Cijevi su varene na površini s radnog prostora koji se nalazio na ledu, a kako bi se led podebljao i očvrstnuo pumpana je morska voda na njegovu površinu. Zatim je cjevovod spuštana u rov dubine 2,7 metara (Li et al., 2015). Osim cjevovoda Northstar još su dva cjevovoda na Aljasci izrađena tehnikom gradnje s ledenih površina (cjevovodi na poljima Ooogurk i Nikaitchuq). Neki od cjevovoda još izrađenih ovom tehnikom su na kanadskom Arktiku, sjeveru Kaspijskog jezera, otoku Sahalin. Iako projekti

nalikuju, svaki od ovih projekata se razlikuje na svoj način i zahtijeva jedinstvenu tehniku i opremu kako bi se završio (Cowin et al., 2015).

## 4. ARKTIČKO PODMORJE

### 4.1. Bušenje arktičkog podmorja

Za izradu bušotina u plićim vodama Arktika s povoljnijim oceanskim uvjetima i dužim plovnim razdobljem koriste se samopodižuće bušaće platforme (engl. *jack-up platform*) uz primjenu materijala i opreme otporne na niske temperature. Samopodižuća platforma Endeavour tvrtke Marathon je izgrađena od čelika za temperature do minus 10 °C te može raditi u Čukotskom i Beaufortovom moru. Ruska platforma Arcticheskaya može raditi u moru s tankim ledom i do temperature minus 30 °C. Uz samopodižuće platforme na manjim dubina se koriste i fiksne platforme, najčešće izrađene od armiranog betona. Takve platforme su teške, čvrste i mogu izdržati udare velikih santi leda. Također su često opremljene s tornjem koji ima termičku izolaciju. Naravno, u plitkim vodama bušotine mogu biti izrađene i s umjetnih otoka ako kriteriji to dozvoljavaju. Plutajuća bušuća postrojenja, kao što su poluuronjive platforme i bušaći brodovi, koriste se za bušenje dubljih voda Arktika. Za posebnu arktičku klimu i morske uvjete proizvedene su platforme i brodovi za bušenje koji mogu izdržati niske temperature, jake vjetrove i sudare sa santama leda (Li et al., 2015).

### 4.2. Proizvodnja na Arktiku

Eksploatacija ugljikovodika na Arktiku je uglavnom vrlo slaba. Do 2000. godine samo je 7 projekata na moru privedeno proizvodnji, a od 2000. do 2014. godine još 15 projekata od 22 planirana. Projekti su odgađani ili otkazani uglavnom zbog ekstremnih uvjeta i teško ostvarive logističke podrške na arktičkom području. Zahvaljujući tehničkom napretku, razvoj se ubrzao posljednjih godina. Za proizvodnju ugljikovodika iz arktičkog podmorja koristi se ili je u planu sedam sustava proizvodnje (Li et al., 2015):

- betonske gravitacijske platforme povezane s transportnim cjevovodom,
- umjetni otoci povezani s transportnim cjevovodom,
- platforme rešetkaste konstrukcije povezane s transportnim cjevovodom i kopnenim terminalom,
- proizvodnja s kopna,

- podmorski proizvodni sustav (engl. *subsea production system*) s kopnenim terminalom,
- plutajuća postrojenja za proizvodnju, skladištenje i istovar (engl. *Floating, Production, Storage and Offloading - FPSO*) povezana s podmorskim proizvodnim sustavom i
- plutajuće platforme povezane s podmorskim proizvodnim sustavom.

Najčešće se koriste betonske gravitacijske platforme, a zatim slijede FPSO postrojenja, podmorski proizvodni sustavi i umjetni otoci. Bušotine u arktičkom podmorju su prvenstveno bušene s plutajućih platformi otpornih na sudare sa santama leda, pojačanih fiksnih platformi i umjetnih otoka. U budućnosti se očekuje da će istraživanje i proizvodnja prijeći u područje dubljih voda. Za to će biti razvijene nove tehnologije, redizajnirat će se postojeći tipovi platformi i postrojenja.

### 4.3. Sustavi proizvodnje na malim dubinama mora

#### 4.3.1. Betonske gravitacijske platforme povezane s transportnim cjevovodom

Betonske gravitacijske platforme se oslanjaju na morsko dno, a sastoje se od spremnika na dnu platforme, jednog ili više stupova i gornjeg dijela na kojem se nalaze bušotinske glave, procesni dio i stambeni dio. Cilindrični stupovi povezuju spremnike s gornjim dijelom platforme. Izrađene su od armiranog betona i čelika. Proizvedena i prerađena nafta se često prvo skladišti na platformi, a zatim transportira na kopno cjevovodom ili tankerima. Prednost takvih platformi u odnosu na ostale je što mogu podnijeti veliki terete na svojem gornjem dijelu, imaju unutarnje spremnike za skladištenje ugljikovodika, jako su čvrste i stabilne, a armirani beton pruža otpornost na surove arktičke uvjete i koroziju morske vode. Mana gravitacijskih platformi je visoka cijena i slaba pokretljivost što otežava dovođenje na radnu lokaciju. Tegljenje i postavljanje platforme moguće je samo tijekom plovnog perioda koji je često kratak na Arktiku. Iako se rijetko koriste u drugim regijama, na Arktiku su se pokazale dobre za dubine mora manje od 200 metara. Koriste se u projektima Hibernia u Kanadi, te Sahalin 2 i Prirazlomnoye u Rusiji (Li et al., 2015). Naftno polje Hibernia nalazi se 315 kilometara jugoistočno od kanadskog grada St. John, na dubini mora od oko 80 metara. Istoimena platforma Hibernia prikazana na slici 4-1 dotegljena je na lokaciju 1997 godine. Visoka je 224 metra, te može obraditi 36 000 m<sup>3</sup> sirove nafte dnevno. Podvodni

spremnici visine 111 metara imaju kapacitet za skladištenje 200 000 m<sup>3</sup> nafte (www.hibernia.ca, 2020).



**Slika 4-1.** Platforma Hibernia (mwws.nl, 2020)

#### *4.3.2. Umjetni otoci povezani s transportnim cjevovodom*

Umjetni se otoci obično sastoje od vanjske ogradne strukture iznutra zasipane određenim materijalom. Kao materijal se koristi pijesak, vreće s pijeskom, šljunak, nepropusne barijere od čelika i betona itd. Imaju stabilan bušotinski prostor, otporni su na udare santi leda i snažne oluje. Umjetni otoci omogućuju kopneni operativni prostor za eksploataciju polja koja se nalaze na moru. Tako je moguće koristiti bušće tornjeve i postrojenja za preradu ugljikovodika na samom otoku, a prerađenu naftu ili plin transportirati na kopno podvodnim cjevovodom. Međutim, izgradnja umjetnih otoka zahtijeva velike količine pijeska, šljunka ili kamena koji se obično izvlači s morskog dna ili doprema s obližnje obale. To zahtijeva dugo trajanje izgradnje i rezultira većim ili manjim utjecajem na okoliš. Umjetni otoci mogu se koristiti na jako malim dubinama mora, a primijenjeni su na projektima uz obalu Aljaske, na poljima Northstar (slika 4-2), Nikaitchuq i Oooguruk (Li et al., 2015).



**Slika 4-2.** Umjetni otok Northstar tijekom ljeta (lijevo) i zime (desno) (www.fircroft.com, 2020; mapio.net, 2020)

#### *4.3.3. Platforme rešetkaste konstrukcije povezane s transportnim cjevovodom i kopnenim terminalom*

Takve platforme prevladavaju na projektima širom svijeta pa tako i na arktičkom području na manjim dubinama mora (manjim od 400 metara). Međutim, platforme rešetkaste konstrukcije ne mogu izdržati teške oceanske uvjete, poput opterećenja koje stvara led na Arktiku. Stoga se koriste u predjelima s umjerenijim uvjetima kao što je područje južne Aljaske (Li et al., 2015).

#### *4.3.4. Proizvodnja s kopna*

Ležišta koja se nalaze blizu obale mogu se eksploatirati bušotinama na obali. To se postiže izradom bušotina velikog dosega postrojenjima koja se inače koriste na kopnu. Takvim načinom proizvodnje umanjuje se utjecaj na okoliš u odnosu na umjetne otoke ili neke platforme. Poteškoće koje se javljaju kod ove metode su praćenje kanala bušotine, stabilnost kanala, kvaliteta isplake i bušaćeg alata itd. Projekt Liberty BP-a i Veni na Sahalinu su planirani biti razvijeni na taj način (Li et al., 2015).



## 4.4. Sustavi proizvodnje na većim dubinama mora

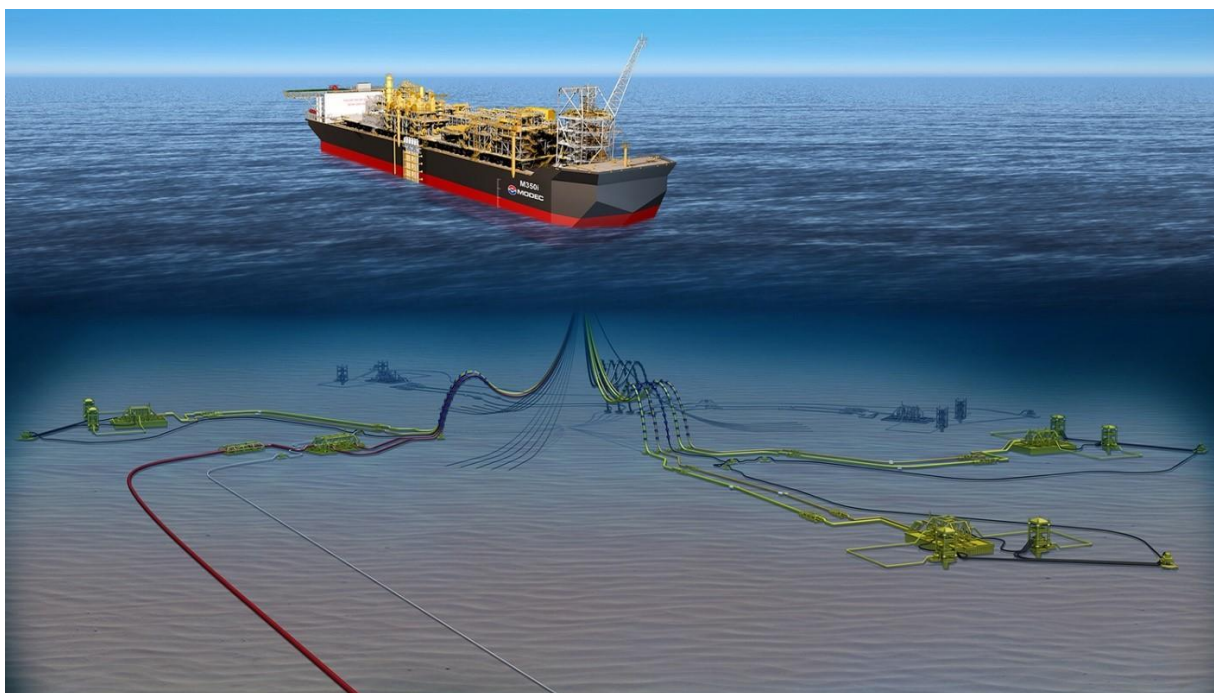
### 4.4.1. Podmorski proizvodni sustav s kopnenim terminalom

Podmorski proizvodni sustav ušao je u primjenu 1970-ih godina u Norveškom moru te je od tada važno rješenje za naftno-plinska polja na moru. Sastoji se od bušotinske glave, cijevnog razdjelnika, erupcijskog uređaja, podvodnih kompresora ili pumpi, cjevovoda itd. Cjevovodima se prikupljeni ugljikovodici otpremaju do terminala na obali. Slično kao i kod proizvodnje s kopna bušotinama velikog dosega nije potrebna izgradnja umjetnih otoka ili platformi, zbog toga što se svi objekti nalaze na morskom dnu. Podmorski proizvodni sustav ostavlja mali utjecaj na okoliš te je primjenjiv za širok raspon dubina mora. Statoil je vodio u razvoju ove tehnologije, koja se uspješno primjenjuje na Arktiku, na poljima Snohvit i Ormen Lange. Snohvit je plinsko polje koje se nalazi u Barentsovom moru na dubinama mora od 250 do 345 metara i 145 kilometara udaljeno od obale. To je bio prvi projekt u Arktičkom krugu razvijen od strane tvrtke Statoil koji je koristio podmorski proizvodni sustav, kojim se daljinski upravljalo s obale putem elektro-hidrauličkog kabla. Proizvedeni plin se transportirao plinovodom duljine 160 kilometara, promjera 71 centimetar do obalnog LNG terminala. Ugljični dioksid izdvojen iz proizvedenog plina je transportiran natrag na polje Snohvit gdje se utiskivao u ležište kako bi se održavao ležišni tlak (Li et al., 2015).

### 4.4.2. Plutajuća postrojenja za proizvodnju, skladištenje i istovar povezana s podmorskim proizvodnim sustavom

Ovaj sustav proizvodnje koristi podmorski proizvodni sustav sa svim njegovim dijelovima od bušotinske glave do sabirnih cjevovoda, ali umjesto transporta proizvedenog fluida na kopno on se pomoću usponskih cijevi transportira na brodove za tu namjenu (slika 4-3). Takvi brodovi za proizvodnju, skladištenje i istovar nafte popularni su na projektima na moru diljem svijeta zbog velike otpornosti na valove, širokog raspona primjene i velikih skladišnih kapaciteta. Međutim teški uvjeti, a posebno rizici od sudara sa santama leda ograničavaju primjenu takvih plovila na Arktiku. Kako bi se poboljšala pouzdanost rada u teškim uvjetima, plutajuća postrojenja za proizvodnju, skladištenje i istovar na Arktiku imaju nekoliko konstrukcijskih razlika: dvostruki trup kako bi se povećala otpornost prilikom sudara sa santama leda, brzo odvajanje i spajanje na sidrišni sustav kako bi brod mogao brzo otploviti

u slučaju nužde, sustav sidrenja je projektiran da može izdržati najjaču oluju u zadnjih sto godina. Koriste se u Norveškom moru i zapadno od kanadskog otoka Newfoundland gdje su relativno blaži uvjeti nego na ostatku Arktika. To su projekti na poljima Goliat, White Rose, Terra Nova i Asgard A (Li et al., 2015).



**Slika 4-3.** Plutajuće postrojenje za proizvodnju, skladištenje, i istovar povezano s podmorskim proizvodnim sustavom (www.industryprojectstechnology.com, 2019)

#### *4.4.3. Plutajuća platforma povezana s podmorskim proizvodnim sustavom*

Plutajuće platforme uključuju proizvodne platforme s nategom u nogama, spar i poluuronjive platforme koje se koriste diljem svijeta, ali nisu baš pogodne za teške uvjete na Arktiku. Primijenjene su za projekte Shtokman, plinsko polje Asgard B i polje Heidrun. Kako bi se povećala primjena plutajućih platformi na Arktiku, razmatra se izgradnja nekih novih plutajućih struktura. Iako je iskustvo pokazalo da kompanije moraju biti oprezne u izboru novih i primjeni postojećih tehnologija, u arktičkim teškim uvjetima treba postupiti s oprezom. Arktik nije pogodno mjesto za eksperimentiranje jer su troškovi neuspjeha vrlo visoki (Li et al., 2015).

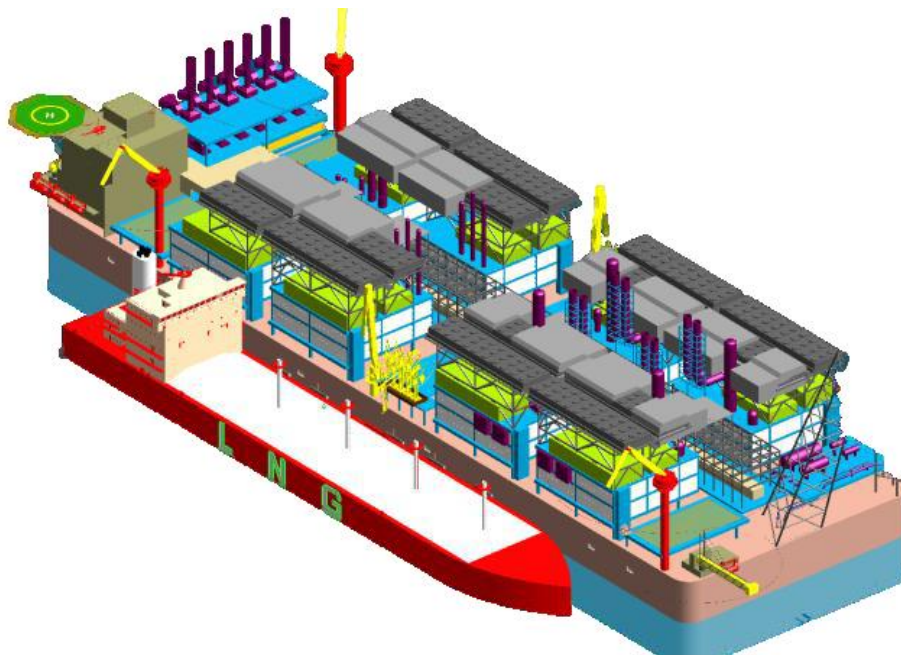
## 4.5. Novi tipovi platformi

Kompanija GustoMSC razvija modele platformi pogodne za arktičke uvjete. Radi se o potpuno zatvorenim platformama kako bi oprema i ljudstvo maksimalno bilo zaštićeni od ekstremnih uvjeta. Njihove se samopodizujuće bušaće platforme sastoje od četiri noge kružnog poprečnog presjeka s hidrauličkim sustavom podizanja. Platforme su potpuno opremljene za zimske uvjete te imaju nakošeni trup kako bi se smanjilo opterećenje zbog leda za vrijeme plutanja. Mogu raditi na dubinama mora od 30 do 50 metara s debljinom leda do 2 metra. NanuQ 5000 TM je bušaći brod također kompanije GustoMSC specijalno dizajniran za niske temperature i područja s debelim ledom. Može raditi kroz cijelu godinu na dubinama mora do 1500 metara s višegodišnjim ledom debljine do 4 metra. Za održavanje pozicije može se koristiti privez pomoću sidrene kupole ili dinamičko pozicioniranje. Pogodan je za istražno i razradno bušenje tijekom cijele godine na svim područjima Arktika. Na slici 4-4 je prikazan dizajn NanuQ bušaćeg broda. Kompanija Shell ima projekte za svoju potpuno zatvorenu platformu, ali na modelu betonske gravitacijske platforme s gornjim dijelom visoko iznad vode kako bi se izbjegla opasnost od velikih santi leda (Li et al., 2015).



**Slika 4-4.** Brod za bušenje zatvorenog tipa (www.gustomsc.com, 2020)

Za ukapljivanje prirodnog plina mogu se koristiti kopnena postrojenja za ukapljivanje, plutajuća postrojenja i najnovije, gdje se postrojenje za ukapljivanje nalazi na betonskoj gravitacijskoj platformi (slika 4-5). Kopnena postrojenja nisu prikladna za većinu područja na Arktiku zbog velike udaljenosti, logističkih izazova i male produktivnosti uzrokovane niskom temperaturom, jakim vjetrovima, snijegom i ledom. U nekim područjima postoji i vrlo mali vremenski okvir u kojem voda nije zaleđena kada se može odvijati transport. Betonske gravitacijske platforme s postrojenjem za ukapljivanje plina nude rješenje za nedostatke koje imaju kopnena postrojenja i ona plutajuća. Gornji dio, gdje se nalazi procesni dio sličan je onome na plutajućim postrojenjima. Ostatak platforme je izrađen od armiranog betona koji je prikladan za niske temperature i led. Za razliku od kopnenog postrojenja platforma može biti izrađena u brodogradilištu gdje su povoljniji vremenski i logistički uvjeti. Platformu se zatim tegli na lokaciju gdje se smješta na morsko dno. Takve platforme imaju dovoljnu težinu da ne mogu biti oštećene ili pomaknute uslijed kretanja leda (Stormyr et al., 2016).



**Slika 4-5.** Postrojenje za ukapljivanje plina na betonskoj gravitacijskoj platformi (Gulbrandsen, 2015)

Sevan Marine poluuronjiva platforma kružnog oblika prikazana na slici 4-6 može se koristiti na malim i velikim dubinama mora (od 60 do 1500 metara). Njen dizajn omogućuje



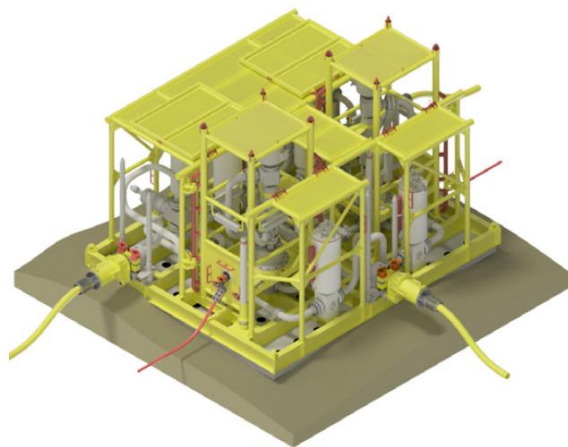
dobro podnošenje udara santi leda i rad u morima s debljinom leda do 2 metra. Sve cijevi i kablovi na platformi su zatvoreni kako bi se izolirali od niskih temperatura. JBF Arctic tvrtke Huisman je dizajn platforme s kružnim pontonom i kružnom palubom te osam stupova koji ih povezuju. To joj omogućuje rad na dva radna gaza kako bi se mogla prilagoditi radu na dubinama mora od 50 do 1500 metara. Ako je potrebno dizajn se može prilagoditi postavljanju na morsko dno u plitkim vodama. Jedinstven dizajn kombinira prednosti konvencionalnih poluuronjivih platformi koje imaju jako male pomake usred djelovanja valova i teških čvrstih platformi s dubokim gazom koje su otporne na udare santi leda. JBF Arctic platforma može izrađivati bušotine u arktičkim vodama s maksimalnom debljinom leda od 2 do 3 metra. Kako bi se smanjilo vrijeme operacija i povećala efikasnost platforma je opremljena s dva bušuća tornja (Li et al., 2015).



**Slika 4-6.** Poluuronjiva bušuća platforma kružnog oblika (www.marinetraffic.com, 2020)

Od tehnologija koje treba spomenuti su i tzv. podvodne tvornice (engl. *subsea factory*). One su zamišljene kao postrojenja na morskom dnu koja se sastoje od proizvodnog dijela, procesnog dijela, cjevovoda i spremnika. Takvim načinom proizvodnje povećava se efikasnost i izbjegavaju neka opterećenja koja bi se javljala na površinskim postrojenjima što ih čini

pogodnima za velike dubine, hladne i teške uvjete. Sklop za separaciju proizvedenih ugljikovodika (engl. *compact separation system*) na morskom dnu, prikazan na slici 4-7, ključni je objekt „podvodne tvornice“. Dizajniran je kako bi se pojednostavilo instaliranje postrojenja, smanjili troškovi održavanja i osigurao dug radni vijek. Brzo se razvija i može dovesti do velikog napretka u odobalnoj proizvodnji u budućnosti kako na Arktiku tako i u ostalim područjima. I u izradi bušotina razmatraju se mogućnosti da se što više opreme dovede ispod površine vode (Li et al., 2015).



**Slika 4-7.** Sklop za separaciju na morskom dnu (www.royalihc.com, 2020)

## 5. METANSKI HIDRATI

Metanski hidrat ili klatrat je čvrsti spoj nalik ledu u kojem se nalazi velika količina metana zarobljena unutar kristalne rešetke sastavljene od molekula vode. Većina svjetskih rezervi ugljikovodika nalazi se u obliku metanskih hidrata. Međutim, bušenje i pridobivanje metanskih hidrata predstavlja veliki tehnološki izazov. Zbog toga je do sada bilo svega nekoliko pokušaja komercijalnog pridobivanja metana iz metanskih hidrata. Svejedno, puno toga je istraženo i naučeno o metanskim hidratima, gdje se nalaze u komercijalnim količinama, dublinama i dubinama ležišta itd. Veće količine na kopnu se nalaze većinom u arktičkom permafrostu dok se u podmorju nalaze u kontinentalnom plićaku ili padini gdje metan i voda koegzistiraju, a tlak i temperatura su pogodni za stvaranje hidrata. Razne znanstvene ekspedicije su detaljno mapirale i kvantificirale naslage metanskih hidrata diljem svijeta. Međutim, malo je toga poznato o tehnologijama i metodama sigurnog te učinkovitog bušenja i eksploatiranja komercijalnih količina metana. Metanski hidrati unutar kristalne strukture ovisno o čistoći mogu sadržavati između 70 i 164 volumena plina pri standardnoj temperaturi i tlaku. Hidrati će se raspasti ili osloboditi zarobljeni plin ako dođe do smanjenja tlaka ili povećanja temperature odnosno kombinacije tih parametara, što treba spriječiti oko bušotine ili u prstenastom prostoru tijekom procesa bušenja (Hannegan, 2005).

Izazovi povezani s bušenjem metanskih hidrata (Hannegan, 2005):

- mala razlika između pornog tlaka formacije i tlaka frakturiranja u površinskim sedimentima i ležištu metanskih hidrata;
- površinska nestabilnost kanala bušotine;
- propadanje tla koje se može dogoditi tijekom proizvodnje iz metanskih hidrata;
- kontroliranje tlaka i temperature unutar kanala bušotine tijekom bušenja kako bi se limitiralo oslobađanje metana iz hidrata u ležištu ili prstenastom prostoru;
- sprječavanje kolebanja tlaka uzrokovanog klipovanjem ili hidrauličkim udarom i dr.

### 5.1. Metode bušenja metanskih hidrata

Bušenje metanskih hidrata zahtijeva opremu za još precizniju kontrolu tlaka nego što je to kod bušenja konvencionalnih ležišta, kako se ne bi narušila stabilnost krhkih hidrata. Mora

se izbjeći disocijacija metana oko bušotine i u samoj bušotini kako ne bih došlo do gubitka primarne kontrole tlaka u bušotini. Da do toga ne dođe u procesu bušenja mora postojati način sprječavanja pada tlaka u prstenastom prostoru i uz samu bušotinu. Ako dođe do pada tlaka u kanalu bušotine potreban je odgovarajući pad temperature da ne dođe do disocijacije plina. Jedna od metoda koja bi mogla biti primijenjena za uspješno bušenje metanskih hidrata je bušenje u uvjetima kontroliranog tlaka (engl. *managed pressure drilling*). Ovom metodom prilikom bušenja održava se tlak u bušotini što je moguće bliže slojnom tlaku. Bušenje u uvjetima kontroliranog tlaka koristi se godinama na kopnu i moru tijekom bušenja za konvencionalnim rezervama ugljikovodika kada je razlika između slojnog tlaka i tlaka frakturiranja mala. Osnova metode bušenja u uvjetima kontroliranog tlaka je sposobnost ostvarivanja protutlaka na površini na povrat isplake iz prstenastog prostora. Oprema koja omogućava primjenu protutlaka je rotirajući kontrolni uređaj (engl. *rotating control device*) i cijevni razdjelnik. Rotirajući kontrolni uređaji su dostupni za sve vrste bušaćih postrojenja: kopnena, ona za plića mora s površinskim preventerskim sklopom, te ona za duboka mora s površinskim i podvodnim preventerskim sklopom. Tijekom bušenja metanskih hidrata, cijevni sustav je zatvoren pa će se primjenom odgovarajućeg protutlaka spriječiti disocijacija metana unutar kanala bušotine. Stoga je uz cijevni razdjelnik i rotirajući kontrolni uređaj potreban i protupovratni ventil na nizu bušaćih alatki kako bi se bušotina izolirala i održao konstantni tlak tijekom manipulacije alatom.

Kada se buši u dubljim vodama gdje su potrebne usponske cijevi poželjno je da njihov poprečni presjek bude manji odnosno da budu manjeg unutarnjeg promjera u odnosu na usponske cijevi kod konvencionalno bušenje. Cilj je ostvariti što brži povrat isplake kroz prstenasti prostor kako bi se smanjio prijenos topline iz oceana. Ako se održava konstantni tlak, temperatura bi trebala biti ispod 11 stupnjeva Celzija u zatvorenom optoku isplake kako ne bi došlo do disocijacije plina. Neki izvori tvrde da bi temperaturu trebalo održavati što je bliže moguće 0 °C. U dubokim vodama to ukazuje na potrebu bušenja s usponskim cijevima manjeg promjera. Izolirane zaštitne cijevi, zaštitne cijevi s integriranim hlađenjem i izolirane usponske cijevi su također kandidati kao sredstva za smanjenje prijenosa topline. Također je potrebno izolirati dno kanala bušotine tijekom vađenja bušaćeg alata. To se može postići postavljanjem ventila unutar niza zaštitnih cijevi. Mjerenje tlaka i temperature u realnom vremenu mora se konstantno provoditi korištenjem mjernih uređaja na ušću i u bušotini. Za to



se koriste pametne bušaće šipke u kojima se nalaze mjerni uređaji. Potrebne su i preinake u sustavu pročišćavanja isplake kako bi mogao primiti jako hladni povratni tok isplake i omogućio disocijaciju plina na siguran i upravljiv način, uz zadržavanje učinkovitog odvajanja krhotina. Vrijeme zadržavanja unutar sustava odvajanja mora biti dovoljno da omogući kombinacijom pada tlaka i povećanja temperature gotovo potpuno izdvajanje plina. Sustav odvajanja može zahtijevati vanjski izvor topline kao i standardne baklje za spaljivanje izdvojenog metana .

Bušenje uz primjenu kolone zaštitnih cijevi u uvjetima kontroliranog tlaka je metoda koja može biti izvrsna pri bušenju za komercijalne količine metanskih hidrata. Tijekom bušenja sa zaštitnim cijevima izazivaju se minimalna narušavanja integriteta pribušotinske zone s manje skokova tlaka uzrokovanim klipovanjem ili hidrauličkim udarom. Također olakšano je postavljanje zaštitnih cijevi u dublje dijelove bušotine sve do ležišta metanskih hidrata kao i njihovo cementiranje. Dobro izolirana i kvalitetno cementirana bušotina osigurava da ne dođe do eventualnih propuštanja ako dođe do slijeganja tla tijekom proizvodnje.

Površinski hladnjaci isplake mogu biti potrebni kako bi ohladili isplaku za bušenje da ne dođe do disocijacije plina zbog povišenja temperature unutar ležišta metanskih hidrata. Ako je to moguće ubrzanjem toka isplake također se može smanjiti prijenos topline. Aditivi kao što je propilen glikol mogu biti potrebni. Dodavanjem propilen glikola ili nekog drugog aditiva snižava se točka smrzavanja isplake.

Navedena oprema, alati i tehnologije već se dokazala za različite svrhe u naftnoj industriji. Izazov je samo odabrati najbolju kombinaciju postojećih tehnologija koja osigurava sigurno i uspješno bušenje za komercijalnu proizvodnju iz metanskih hidrata (Hannegan, 2005).

## 6. ZAKLJUČAK

Unatoč svim izazovima vezanim uz operacije na Arktiku, brojni postojeći projekti na kopnu i moru dokazuju da je eksploatacija nafte i plina na Arktiku moguća na siguran i učinkovit način, iako je većina postojećih projekata realizirana na pristupačnijim područjima s umjerenijom klimom i manjim dubinama mora. Korištenjem već postojeće opreme i sustava, te razvojem novih stječu se mogućnosti širenja operacija diljem arktičkog područja. Novi modeli platformi i brodova za bušenje i proizvodnju, kao i podvodni proizvodni sustavi omogućuju djelovanje na sve većim dubinama mora, sa sve jačim vjetrovima i debljinama leda. Na Arktiku se nalaze velike rezerve ugljikovodika pa se očekuje sve veći broj projekata u tom području. U prilog tome ide činjenica da rezerve prirodnog plina nadmašuju rezerve nafte. Potražnja za plinom kao najčišćim fosilnim gorivom raste, a s njom se razvijaju mreže plinovoda i LNG terminala, kako za ukapljivanje tako i za uplinjavanje. Terminali za ukapljivanje Snohvit u Norveškoj, te Jamal i Sahalin u Rusiji su već u upotrebi, a planira se izgradnja još jednog terminala u Rusiji na poluotoku Gydansky i stavljanje u ponovnu upotrebu terminala Kenai na Aljasci. Osim plina iz konvencionalnih izvora na Arktiku se nalaze velike rezerve metanskih hidrata. Razvojem tehnologije bušenja i proizvodnje plina iz metanskih hidrata otvaraju se vrata širenju operacija na Arktiku.

## 7. LITERATURA

1. Anink, W., de Jong, D., & Wassink, A. (2016). How to unlock the north east Greenland offshore reservoirs. *Arctic Technology Conference 2016*.
2. Atashbari, V., Craig, J., Huhndorf, S., McNeal, J. (2017). Characterizing Alaska overburden. *SPE western regional meeting 2017*
3. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. (2015). *Status of Arctic Pipeline Standards and Technology Final Report*.
4. Cowin, T. G., Lanan, G. A., Young, C. H., & Maguire, D. H. (2015). Ice based construction of offshore arctic pipelines. *OTC Arctic Technology Conference 2015* (pp. 350–366).
5. Darell Holand, K. M., Ronning, R. (2016). Hammerfest LNG plant in Norway - significant local value creation. *Internacional conference and exhibition on health, safety, security, environment and social responsibility 2016*
6. DeGeer, D., Nessim, M. (2008). Arctic pipeline design considerations. *International conference on offshore mechanics and Arctic engineering 2008*
7. Gulbrandsen, E. (2015). *Kvaerner concrete platform solutions for harsh environments. 2015*.
8. Hannegan, D. M. (2005). Methane hydrate drilling technology. *Offshore technology conference 2005*
9. Li, H., Dang, X., Zhu, K., & Ni, Y. (2015). Review and outlook on arctic offshore facilities & technologies. *OTC Arctic Technology Conference 2015* (pp. 777–800).
10. Mandić, M. (2019). Povezivanje plinovoda s usponskim cijevima na proizvodnim platformama. Zagreb, RGN fakultet
11. Masvie, N. A. (2018). Do Arctic hydrocarbons have a place in today's market? Regulatory issues. *OTC Arctic Technology Conference 2018*.
12. Oppong, R., Talipova, A. (2016). Technical and legislative risks associated with Arctic development case study - Russia and Norway. *Arctic technology conferenc 2016*

13. Stormyr, E., Egge, M., Khan, A., & Hunter, P. (2016). GBS LNG solution for shallow arctic regions. *Arctic Technology Conference 2016*.
14. The government of Greenland, Ministry of industry, energy and research (2019). Exploring for oil in Greenland
15. Torsaeter, M., & Cerasi, P. (2015). Mud-weight control during arctic drilling operations. *OTC Arctic Technology Conference 2015* (pp. 522–532).
16. Winkler, M. M. (2018). Frontier Arctic offshore exploration drilling business challenge. *OTC Arctic Technology Conference 2018*.

Web izvori:

17. Bai, Q., Bai, Y. 2014. Subsea pipeline design, analysis and installation. *Science direct*. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/scour-depth> (14.12.2020.)
18. Fircroft. 2018. Trump approves Arctic drilling. URL: <https://www.fircroft.com/blogs/trump-approves-arctic-drilling-82982516223> (14.12.2020.)
19. For all of Russia's talk about oil drilling in the Arctic, most Arctic oil will likely go untouched. 2019. *Bellona*. URL: <https://bellona.org/news/arctic/2019-04-for-all-of-russias-talk-about-oil-drilling-in-the-arctic-most-arctic-oil-will-likely-go-untouched> (14.12.2020.)
20. GustoMSC. 2020. URL: <https://www.gustomsc.com/design/og-drilling/nanuq> (14.12.2020.)
21. Hibernia. 2020. URL: <https://www.hibernia.ca/> (14.12.2020.)
22. Industry projects & technology. 2019. Modec lands contract to supply FPSO for Barossa field. URL: <https://www.industryprojectstechnology.com/modec-lands-contract-to-supply-fps0-for-barossa-field/> (14.12.2020.)
23. Lancier cable. 2020. URL: <https://lancier-cable.de/en/our-products/vibration-cable-ploughs/> (14.12.2020.)

24. Mapio. 2020. URL: <https://mapio.net/pic/p-26327399/> (14.12.2020.)
25. Marine traffic. 2020. URL: [https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:459944/mmsi:371075000/imo:8740125/vessel:SEVAN\\_BRASIL](https://www.marinetraffic.com/en/ais/details/ships/shipid:459944/mmsi:371075000/imo:8740125/vessel:SEVAN_BRASIL) (14.12.2020.)
26. Nordregio. 2019. URL: <https://nordregio.org/maps/resources-in-the-arctic-2019/> (14.12.2020.)
27. Norwegian petroleum. 2020. URL: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/snohvit/> (14.12.2020.)
28. Offshore Arctic platform Prirazlomnaya prepares for doubling of production. 2018. *The Barents observer* (14.12.2020.)
29. Prakash, A. 2020. URL: [https://anupma-prakash.github.io/treasure-hunt-alaska/ch5/info\\_pipeline.html](https://anupma-prakash.github.io/treasure-hunt-alaska/ch5/info_pipeline.html) (14.12.2020.)
30. Projects systems technologies: Oil and gas facilities. 2017. Design tools for Arctic subsea pipelines. URL: <https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3220> (14.12.2020.)
31. Royalihc. 2020. Subsea procesing: Compact subsea separation system. URL: [https://www.royalihc.com/-/media/royalihc/innovation/bro\\_compact-subsea-separation.pdf?la=en](https://www.royalihc.com/-/media/royalihc/innovation/bro_compact-subsea-separation.pdf?la=en) (14.12.2020.)
32. Thusyanthan, I. 2020. *Research gate*. URL: [https://www.researchgate.net/figure/Upheaval-Buckling-UHB-of-a-buried-pipeline\\_fig4\\_316447130](https://www.researchgate.net/figure/Upheaval-Buckling-UHB-of-a-buried-pipeline_fig4_316447130) (14.12.2020.)
33. Vermeer. 2020. URL: <https://www.vermeer.com/na/pipeline-trenchers/t1155iii> (14.12.2020.)
34. WPL. 2020. URL: <https://laurens.mwws.nl/wp-sites/kleinbedrijf/index.php/markets/oil-and-gas/upstream/> (14.12.2020.)

## IZJAVA

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

  
\_\_\_\_\_  
Josip Pašk



KLASA: 602-04/21-01/3  
URBROJ: 251-70-03-21-2  
U Zagrebu, 12.01.2021.

**Josip Pajk, student**

## RJEŠENJE O ODOBRENJU TEME

Na temelju Vašeg zahtjeva primljenog pod KLASOM: 602-04/21-01/3, UR. BROJ: 251-70-12-21-1 od 08.01.2020. godine priopćujemo temu diplomskog rada koja glasi:

### ISTRAŽIVANJE I EKSPLOATACIJA UGLJIKOVODIKA U ARKTIKU

Za voditelja ovog diplomskog rada imenuje se u smislu Pravilnika o diplomskom ispitu dr. sc. Zdenko Krištafor, redoviti profesor 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)