



OLJEDIREKTORATET



02.04.2019 | Rapportnr. OD-15-17

# Petroleumsvirksomhet i nordområdene



Det har vært petroleumsvirksomhet i nordområdene helt siden de første letebrønnene ble boret nær kysten i Laptevhavet i Russland på 1930-tallet. Kommersiell produksjon startet i 1932 på Norman Wells nord i Canada. I Norge startet petroleumsvirksomheten i nordområdene i 1979, og i 2007 startet produksjonen fra Snøhvitfeltet i Barentshavet.

Norge er en av fem Arktiske kyststater, men på grunn av Golfstrømmen er størstedelen av våre havområder isfrie året rundt. I de fire andre statene; Canada, USA, Russland og Grønland, foregår petroleumsaktiviteten under betydelig mer krevende klimatiske forhold med helt eller delvis isdekkede deler av året.

I norsk del av Barentshavet er det i dag to felt i produksjon, gassfeltet Snøhvit og oljefeltet Goliat. Et tredje felt, Johan Castberg, er under utbygging og planlegges å komme i produksjon i 2022. Det er flere påviste funn som vurderes for framtidige utbygginger, og det er fortsatt store uoppdagede ressurser. Det må leting til for å finne disse ressursene. Hele 65% av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel forventes å ligge i Barentshavet.

Foruten verdiene som allerede ligger i påviste felt og funn, kan også de uoppdagede ressursene i Barentshavet representere store verdier. For å realisere disse verdiene vil det etter hvert bli nødvendig å trekke på erfaring og kompetanse også fra andre land som har erfaring fra mer krevende forhold.

Denne rapporten viser hvordan leting og olje- og gassproduksjon foregår i stor skala under krevende arktiske marine forhold både i USA (Alaska), Canada og Russland. Det pågår både leting og produksjon i områder som har havis, første-års is, flerårig is og isfjell, og i områder som er helt innefrosset. Det er også petroleumsaktivitet i områder med store avstander og røffe vind- og bølgeforhold.

På norsk sokkel har det siden petroleumsvirksomheten startet for over 50 år siden, vært en stegvis tilnærming til nye felt og områder. Denne tilnærmingen er basert på teknologisk kunnskap og erfaring fra både norsk sokkel og andre områder i verden. Denne rapporten viser at dette også gjelder for petroleumsaktiviteten i de norske nordområdene.



*Beate Nyland*

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Sammendrag .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>7</b>
2.1	Definisjoner og avgrensning .....	7
2.2	Ressurser .....	8
<b>3</b>	<b>Petroleumsvirksomhet i områder med arktisk klima .....</b>	<b>10</b>
3.1	Innledning.....	10
3.2	Havis og isutbredelse .....	14
3.3	USA/Alaska.....	18
3.4	Canada .....	20
3.5	Russland.....	25
<b>4</b>	<b>Petroleumsvirksomhet i nord på norsk sokkel.....</b>	<b>29</b>
4.1	Oseanografiske forhold .....	29
4.2	Petroleumsvirksomhet i norsk del av Barentshavet .....	30
4.3	Strengt krav til petroleumsvirksomheten .....	33
4.4	Aktivitet i Barentshavet .....	35
4.4.1	Letebrønn Korp fjell (7435/12-1) .....	35
4.4.2	Utbygging av Johan Castberg-feltet.....	36
4.4.3	Subseautbygging på Snøhvit-feltet.....	38
4.4.4	Goliat-feltet.....	38
4.4.5	Aktuelle løsninger for petroleumsvirksomhet i nord i norske havområder .....	40
<b>5</b>	<b>Konklusjon .....</b>	<b>42</b>
<b>6</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>43</b>

Figur 1. AMAP områdekart.....	7	Figur 18. Overvåking av isfjell basert på metodikk benyttet av bl.a. PAL (se tekst for ytterligere forklaring).....	23
Figur 2. Petroleumsressurser og usikkerhet på norsk sokkel pr 31.12.2018.....	8	Figur 19. Tauing av isfjell. Kilde: (Canadian Coast Guard, Atlantic Region, 2016) .....	23
Figur 3. Omregningsfaktorer for oljeekvivalenter (o.e.) .....	8	Figur 20. Hibernia .....	24
Figur 4. Usikkerhet i de uoppdagede ressursene i Barentshavet.....	9	Figur 21. Terra Nova-feltet med FPSO, tankskip og hjelpefartøyer. På figuren er også en halvt nedsenkbar borerigg i arbeid med brønnoperasjoner på feltet. Merk gropene i havbunnen som skal beskytte brønnrammene mot skuring fra isfjell.....	24
Figur 5. Områder med petroleumsvirksomhet som er omtalt i rapporten. Kilde OD.....	10	Figur 22. Hebron GBS.....	25
Figur 6. Eksempler på virksomhet til havs i farvann med kulde og is. (Arctic Response Technology, 2015) Gjengitt med tillatelse.....	12	Figur 23. Petroleumsvirksomhet i Pechora- og Karahavet kommentert nærmere i teksten.....	26
Figur 7. Ulike teknologiløsninger (The National Petroleum Council, 2015). Gjengitt med tillatelse .....	13	Figur 24. Stockman (Shtokman) .....	26
Figur 8. Issoner i nordlige områder. (Kilde: ConocoPhillips i Olje- og energi-departementet, 2015) .....	14	Figur 25. Varandej oljelasteanlegg .....	27
Figur 9. Figuren viser gjennomsnittlig havisutbredelse (10 x 3 km <sup>2</sup> ) i april i Barentshavet, måneden som normalt har størst utbredelse av is i havområdet. ....	15	Figur 26. Prirazlovnaja-innretningen .....	27
Figur 10. Figuren viser gjennomsnittlig havisutbredelse (10 x 3 km <sup>2</sup> ) i september i Barentshavet, måneden da utbredelsen av havis normalt er på det laveste i havområdet.....	15	Figur 27. Kart over Barentshavet med de tre utvinningstillatelser som er tildelt i grenseområdet mot Norge. Fra sør til nord kalles de for Fedynsy,Central Barents og Perseevsky. Kilde: St.meld. 36 (2012-2013) .....	28
Figur 11. Ulike isforekomster .....	17	Figur 28. Vind- og bølgeforhold på norsk sokkel (Kilde: ECMWF ERA-Interim weather data prepared by Aker Solutions).....	30
Figur 12. Alaska og tilhørende havområder – felt og petroleumsområder .....	18	Figur 29. Minimumstemperatur i grader Celsius 1979-2013. Kilde: ECMWF ERA-Interim weather data prepared by Aker Solutions.....	30
Figur 13. Cook Inlet produksjon – Alaska Bureau of Safety and Environment Enforcement (BSEE).....	19	Figur 30. Arealstatuskart. Kontinentalsokkelen er delt inn i blokker, som er geografiske områder definert ved geografiske koordinater. En utvinningstillatelse blir gitt for en eller flere blokker eller deler av blokker, til ett eller flere selskap som da blir rettighetshaver(e) .....	31
Figur 14. Osprey-innretningen (Marine Exchange of Alaska, 2016) .....	19	Figur 31. Del av Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet.....	33
Figur 15. Prudhoe Bay feltet .....	20	Figur 32. Posisjon til letebrønn 7435/12-1 Korpffjell (Kilde OD) .....	35
Figur 16. Leteboring i Beauforthavet fra konstruert øy i 1982 (venstre), og vinteren (høyre) (AlbertaOilMagazine, 2015).....	21	Figur 33. Johan Castberg utbyggingen .....	37
Figur 17. Grand Banks utenfor nordøstlige Canada / Newfoundland har flere produserende felt (bl.a. Hibernia og Terra Nova) i det som geologisk kalles Jeanne D'Arc Bassenget. Sør for Newfoundland dannes en skarp grense mellom den kalde Labrador-strømmen mot sør og varmt vann som beveger seg ut i Atlanterhavet med Golf-strømmen.....	22	Figur 34. Snøhvit feltet (Illustrasjon Nexans Supplies) .....	38
		Figur 35. Goliat feltet – bilde av plattformen til venstre og en skisse med FPSO'en og de åtte havbunnsrammene.....	39
		Figur 36. Goliat-feltet og sensorer (Eni Norge, 2010).....	39

## 1 Sammendrag

Denne rapporten gir en sammenstilling av sentrale forhold knyttet til petroleumsvirksomhet i Nordområdene. Petroleumsvirksomhet i områder med arktisk klima har pågått i mange tiår i alle de Arktiske kyststatene og siden 1980 i norsk del av Barentshavet. Det er viktig og nyttig å bygge videre på den erfaringen som allerede er etablert. Rapporten er i stor grad basert på informasjon innhentet fra relevante aktører i Norge, Canada og andre arktiske kyststater. Referansene i teksten gir ytterligere informasjon.

Nordområdene defineres her som hav- og landområdene mellom Nordpolen og Polarsirkelen i hele det sirkumpolare området. Dette er den vanligste definisjonen av Arktis. I denne rapporten benyttes «*arktiske forhold*» som en generell beskrivelse av klimatiske forhold, mens «*nordområdene*» henviser til det geografiske området som rapporten fokuserer på. Arktis er ikke ett homogent område, men varierer fra stort sett isfritt som i den norske delen av Barentshavet til isdekt hele året f.eks. utenfor deler av Alaska.

De totale uoppdagede ressursene på norsk sokkel per dags dato er estimert til 4 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.). Over halvparten av disse ressursene ligger i Barentshavet. Basert på dagens kunnskap er det antatt at det er her potensialet for å gjøre store funn er størst. Nordområdene kan derfor på sikt komme til å spille en viktig rolle for å tilføre nye ressurser og opprettholde produksjonen fra norsk sokkel.

### Erfaringer fra andre land

Det har lenge vært drevet olje- og gassvirksomhet i nordområdene med arktiske forhold, siden tidlig 1900-tallet, og etter hvert i et betydelig omfang. Kommersiell produksjon startet på Norman Wells nord i Canada i 1932, og også før andre verdenskrig

foregikk det letevirksomhet på land i nordlige deler av Russland og Canada. Etter Prudhoe Bay-funnet på North Slope i 1968 ble letevirksomheten utvidet til også å omfatte havområdene utenfor andre deler av Alaska og Canada. I nordlige farvann i Russland startet petroleumsvirksomhet på 1930-tallet, og i 2014 ble den nordligste letebrønnen noensinne boret i Karahavet. Letevirksomhet startet også i Grønland på 1970-tallet, og den første letebrønnen i Grønlandske farvann ble boret i 1976.

Tekniske utfordringer ved datainnsamling og letevirksomhet i områder med arktisk klima har først og fremst vært å tilpasse fartøy og boreinnretninger til forholdene, samt å overvåke isforhold der det er relevant og eventuelt ha gode planer og prosedyrer for ishåndtering. Sentralt er god overvåkning og effektive varslingssystemer, samt egnet konstruksjon på innretninger og støttefartøyer.

Feltutbygging under arktiske forhold har vært gjennomført i betydelig omfang. Målet for enhver feltutbygging er å finne den tekniske løsningen som maksimerer verdiskapingen fra ressursene på en sikker måte gjennom utbyggings- og driftsfasen. Det er i ulike områder valgt ulike teknologiske løsninger som i stor grad avhenger av naturforholdene på stedet. Særlig har havdyp og eventuelle isforhold vært av stor betydning for valg av utbyggingsløsning. På grunt vann er det i Alaska, Canada og Russland brukt bunnfaste innretninger. Disse innretningene er konstruert for å motstå påvirkning fra drivende is. Utenfor kysten av Øst-Canada er isforsterkede bunnfaste betonginnretninger også benyttet på dypere vann. I dette området er det også benyttet undervannsløsninger med havbunnsrammer og flytende produksjons-, lagrings- og lasteinnretning (FPSO) på overflaten. Denne løsningen tillater at overflateinnretningene kobles fra og forflyttes dersom isforholdene skulle gjøre det nødvendig.

## Norsk petroleumsvirksomhet i nordområdene

Golfstrømmen gjør at norsk del av Barentshavet har ingen eller lite havis, at havis bare vil kunne forekomme i deler av året, og at den er ettårig. Det gjør at norsk del av Barentshavet skiller seg fra andre deler av Arktis som har langt mer utfordrende isforhold, hvor det stedvis også er permanent, helårig isdekke. Det er også store variasjoner i naturforholdene på norsk kontinentalsokkel i nordområdene, og for noen faktorer er norsk del av Barentshavet mindre utsatt enn f.eks. Norskehavet og Nordsjøen.

Det er mer enn 50 år siden de første blokkene ble lyst ut på norsk sokkel, og i 1971 startet produksjonen fra Ekofisk-feltet. I Barentshavet har det vært drevet petroleumsvirksomhet i nærmere 40 år siden utlysningen av femte konsesjonsrunde i 1979, og første brønn ble boret i 1980. Frem til slutten av mars 2019 er det påbegynt 155 letebrønner (avgrensingsbrønner og undersøkelsesbrønner) i Barentshavet.

For å møte alle typer utfordringer uavhengig av naturgitte og operasjonelle forhold har myndighetene, i samarbeid med partene i arbeidslivet, utviklet et omfattende HMS-regelverk som stiller strenge krav til sikkerhet og styring av virksomheten. Regelverket er utformet slik at kravene til forsvarlighet blir strengere når virksomheten foregår i områder som tilsier dette.

Så langt er det to felt i produksjon i norsk del av Barentshavet. På gassfeltet *Snøhvit* er hele produksjonsanlegget installert på havbunnen. Oljefeltet *Goliat* er bygd ut med en flytende produksjonsinnretning med havbunnsrammer. *Johan Castberg* feltet er under utbygging med forventet oppstart i 2022.

Feltet er planlagt som en flytende innretning med havbunnsrammer. Det er også andre funn som er i planleggingsfasen, slik som *Alta/Gohta* og *Wisting*.

Det er rettighetshaverne, selskapene, som er ansvarlig for leting, utbygging og drift av olje- og gassfelt. Utfordringer i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene håndteres derfor av rettighetshaverne. Utfordringer kan være knyttet til lave luft- og havtemperaturer, ising og kommunikasjon. Andre kan være lange avstander og begrenset infrastruktur. Mulighetene for havis i deler av Barentshavet representerer noe nytt i forhold til dagens petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Det er imidlertid betydelig erfaring fra andre petroleumsprovinser i verden der ulike grader av isdekke forekommer deler av året som vil være viktig og nyttig erfaring og kompetanse å bygge videre på i utviklingen av norsk sokkel i Barentshavet.

## Konklusjon

Kunnskap og erfaring fra mange års operasjoner i farvann med is i hele eller deler av året i andre land enn Norge, og erfaringer fra den stegvise utbyggingen av norsk kontinentalsokkel, bidrar til at operasjoner i nordområdene kan gjennomføres forsvarlig. De operasjonelle forholdene i Barentshavet håndteres allerede av rettighetshaverne og adresseres og planlegges for ved gjennomføring av leteboringer og feltutbygginger.

God ressursforvaltning på norsk sokkel fordrer at myndigheter, sammen med industri og forskningsinstitusjoner, fortsatt bidrar til videre teknologiutvikling for ytterligere å legge til rette for en forsvarlig håndtering av utfordringene i nordområdene.

## 2 Innledning

Denne rapporten gir en sammenstilling av sentrale forhold knyttet til petroleumsvirksomhet i Nordområdene, spesielt med tanke på operasjonelle utfordringer. Rapporten trekker frem forhold i norsk del av Barentshavet samt viser til erfaringer fra USA, Canada og Russland. Dette er områder der petroleumsvirksomhet foregår under mer krevende klimatiske forhold enn i den norske delen av Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet, spesielt når det kommer til utbredelse og forekomst av havis. Rapporten er basert på informasjon innhentet fra relevante aktører i Norge, Canada og andre arktiske kyststater, samt tilgjengelig litteratur.

Kapittel 3 omhandler petroleumsvirksomhet i områder med arktisk klima og kapittel 4 beskriver aktiviteten i nord på norsk sokkel. I kapittel 5 er noen konklusjoner gitt og referanselisten på slutten av rapporten gir mulighet til å søke ytterligere informasjon.

### 2.1 Definisjoner og avgrensning

Arktisk råd har definert det arktiske området ut i fra en kombinasjon av breddegrad, klima, politiske og demografiske forhold. Definisjonen er utarbeidet av

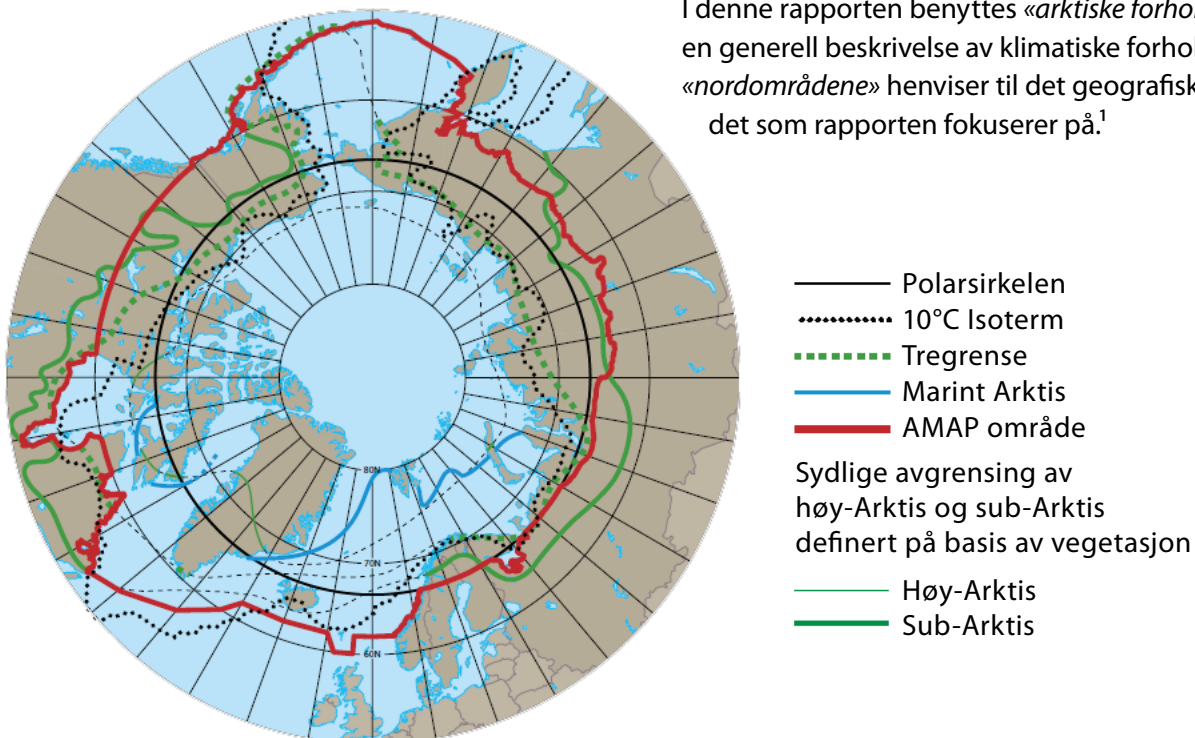
Arktisk råds Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP) (2010) – det arktiske miljøovervåkingsprogrammet. I henhold til denne definisjonen er landområdene i Nord-Norge nord for polarsirkelen en del av Arktis. I følge den samme definisjonen er de norske havområdene ned til Stadt en del av Arktis (Figur 1).

#### De norske nordområdene

I regjeringen Solberg sin nordområdestrategi fra 2017 defineres Arktis som hav og landområdene mellom Nordpolen og Polarsirkelen i hele det sirkumpolare området. Dette er også den vanligste definisjonen av Arktis. Av praktiske grunner valgte Regjeringen i sin nordområdestrategi å følge fylkesgrensen, og definerer hele Nordland som en del av Arktis.

Begrepet nordområdene er ofte benyttet mer politisk og mindre presist enn Arktis, og begrenses ikke klart av Polarsirkelen. I strategien brukes nordområdene som et rundere begrep, som likevel i praksis er så godt som sammenfallende med Arktis (Departementene, 2017).

I denne rapporten benyttes «*arktiske forhold*» som en generell beskrivelse av klimatiske forhold, mens «*nordområdene*» henviser til det geografiske området som rapporten fokuserer på.<sup>1</sup>



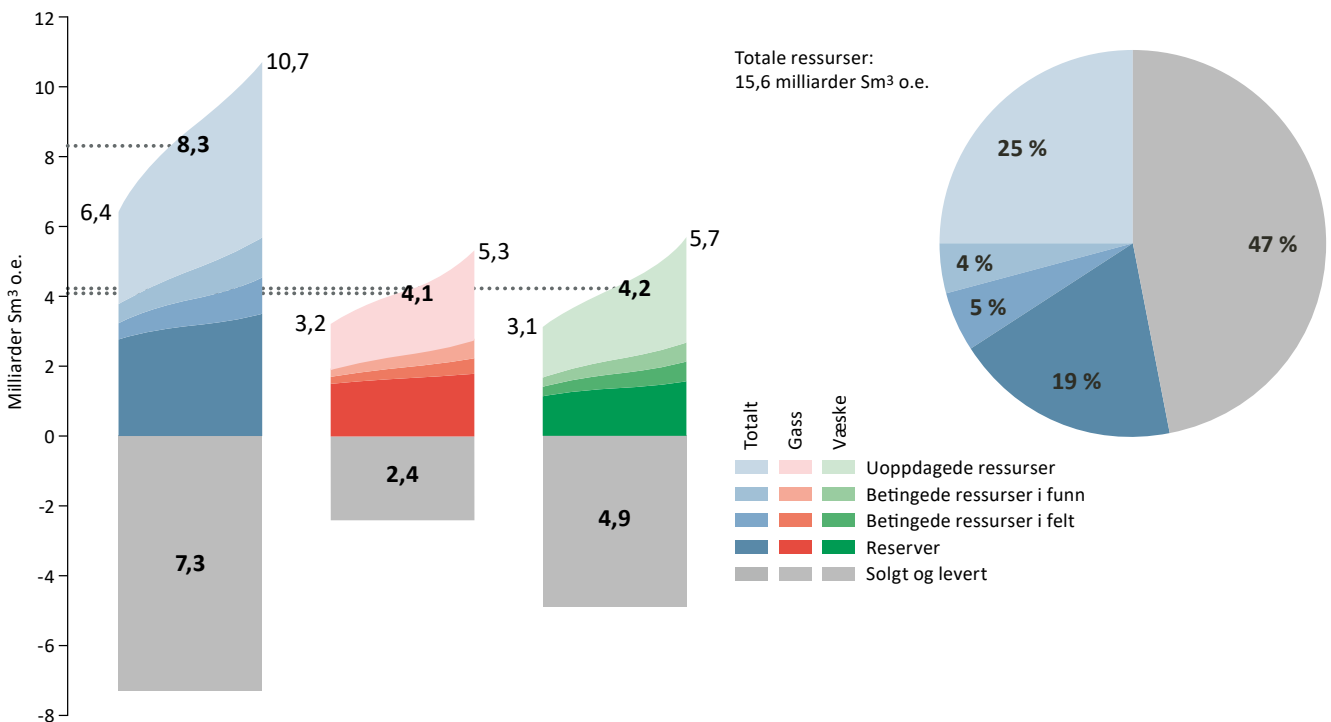
Figur 1. AMAP områdekart<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Polarklima eller arktisk klima kjennetegnes ved at gjennomsnittstemperaturen er under +10°C i årets varmeste måned. (<https://metlex.met.no/wiki/Polarklima>)

<sup>2</sup> AMAP= Arctic Monitoring and Assessment Programme – en arbeidsgruppe under Arktisk råd. <https://www.amap.no/>

## 2.2 Ressurser

De totale utvinnbare ressursene på norsk sokkel er ved siste oppdatering anslått til 15,6 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter (o.e.) (forventningsverdien) (Oljedirektoratet, 2018). Av disse ressursene er 7,3 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. (47 %) solgt og levert. Det er ventet at 8,3 milliarder Sm<sup>3</sup> står igjen å produsere. Oljedirektoratet klassifiserer ressursene som vist i Figur 2. Ikke oppdagede ressurser utgjør omkring 25 % av de totale ressursene.



Figur 2. Petroleumsressurser og usikkerhet på norsk sokkel pr 31.12.2018.

De totale **uoppdagede ressursene**, ressurser som man må lete for å bekrefte, er estimert til 4 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. (Figur 3). Over halvparten av disse ressursene ligger i Barentshavet. Basert på dagens kunnskap er det antatt at det er her potensialet er størst for å gjøre store funn. Nordområdene kan derfor på sikt komme til å spille en viktig rolle for å opprettholde produksjonen fra norsk sokkel.

Fortsatt er det betydelige områder, hovedsakelig i nord, som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Usikkerheten om størrelsen på ressursene i disse områdene er imidlertid mye høyere enn i de områdene hvor det er drevet petroleumsvirksomhet over lang tid.

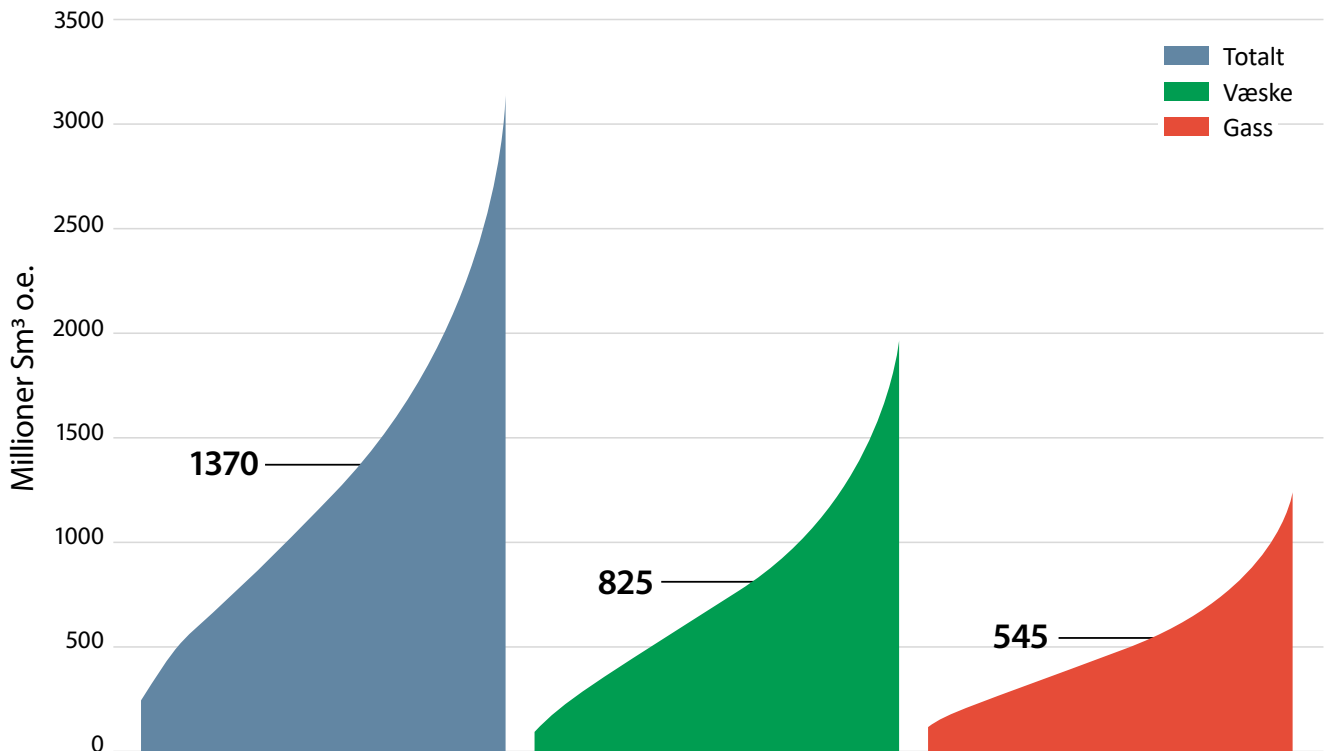
1 Sm <sup>3</sup> olje	=	1,0 Sm <sup>3</sup> o.e.
1 Sm <sup>3</sup> kondensat	=	1,0 Sm <sup>3</sup> o.e.
1000 Sm <sup>3</sup> gass	=	1,0 Sm <sup>3</sup> o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm <sup>3</sup> o.e.

Figur 3. Omregningsfaktorer for oljeekvivalenter (o.e.). 1 Sm<sup>3</sup> o.e. tilsvarer 6,26 fat olje.



Oljedirektoratet har lagt frem ressursestimat for den østlige delen av Barentshavet nord – et område på om lag 170 000 kvadratkilometer, 10 000 kvadratkilometer større enn den norske delen av Nordsjøen. (Oljedirektoratet 2017).

Andelen uoppdagede ressurser i Barentshavet er dermed oppjustert fra 50 til nesten 65 prosent av de totale uoppdagede ressursene på hele norsk sokkel (Figur 4). Ressursene i det nye området er anslått til 1,4 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Det er like stort som 14 Johan Castberg-felt, og mer enn fem ganger Snøhvit-feltet.



**Figur 4.** Estimert og usikkerhet i de oppdagede ressursene i Barentshavet nord.

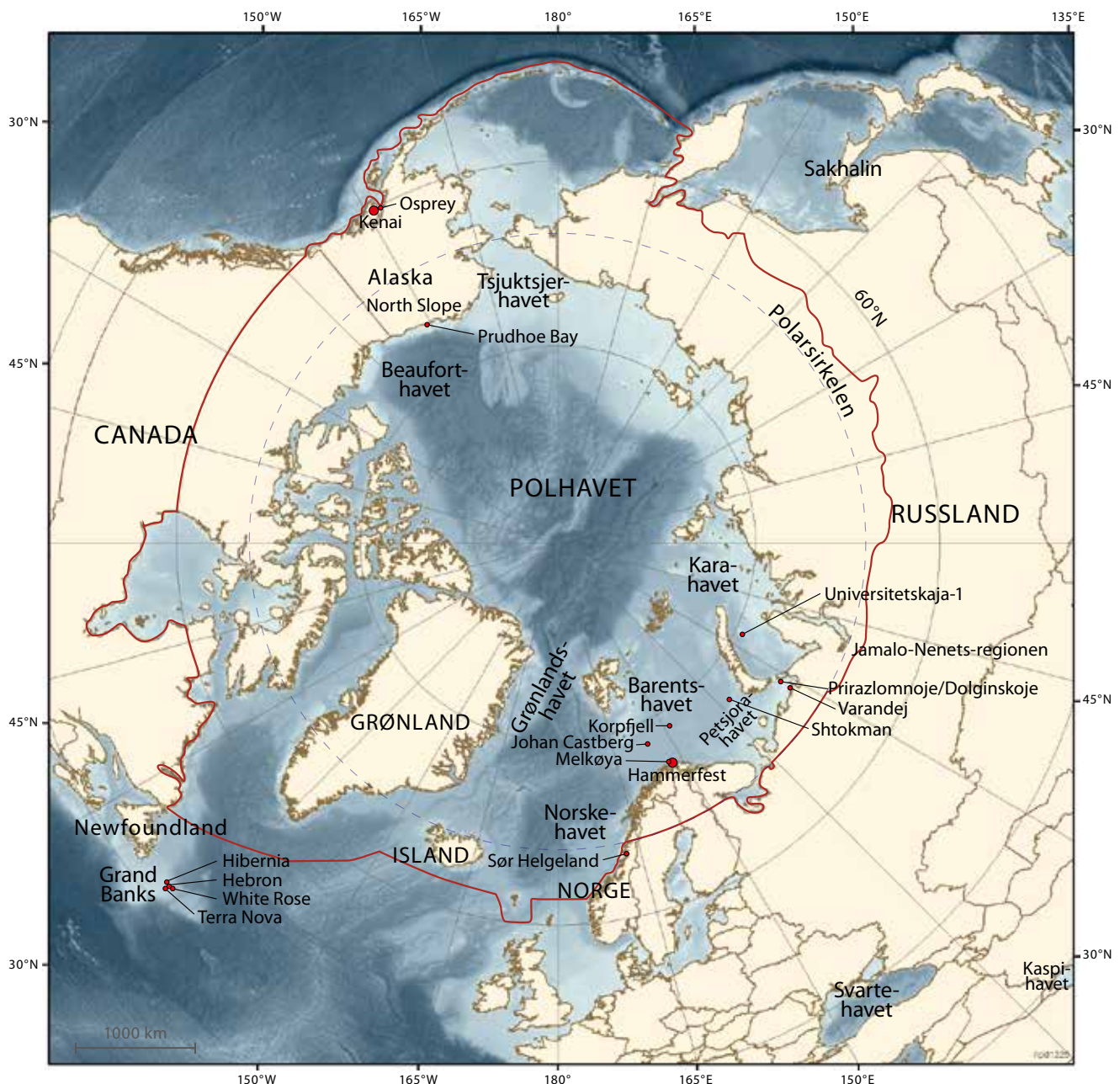
### 3 Petroleumsvirksomhet i områder med arktisk klima

I dette kapittelet omtales utvalgte utbyggingsløsninger fra USA (Alaska), Canada og Russland, for å vise en del av mangfoldet i petroleumsaktivitet i områder med arktisk klima. Alle eksemplene er fra petroleumsvirksomhet til havs, som er mest relevant for norske forhold. Etter innledningen gis også en beskrivelse av isutbredelse i Barentshavet og isbegrep generelt (kap. 3.2), før en del eksempler blir omtalt i mer detalj i Kap 3.3, 3.4 og 3.5.

### 3.1 Innledning

For utviklingen i petroleumssektoren i de norske Nordområdene, er teknologiske og operasjonelle erfaringer og løsninger fra tilsvarende internasjonal virksomhet av stor betydning, og utgjør et viktig bidrag til den kunnskapsbasen petroleumsvirksomheten i Norge kan føres videre på.

Allerede før andre verdenskrig var det letevirksomhet på land i nordlige områder av Russland og Canada. Kommersiell produksjon startet på Norman Wells



**Figur 5.** Områder med petroleumsvirksomhet som er omtalt i rapporten, samt avgrensingen av AMAP området (Arktisk råd). AMAP området er markert med rød linje.

nord i Canada i 1932 og ble intensivert på 1980-tallet med byggingen av en 900 kilometer lang rørledning til provinsen Alberta lenger sør i Canada.

Områder med betydelig arktisk petroleumsvirksomhet er North Slope ved Prudhoe Bay i Alaska, USA samt Jamal-Nenets-regionen og Timan-Petsjora-bassenget i Russland. I Russland er det produsert petroleum fra Jamal-Nenets-regionen og Timan-Petsjora-bassenget siden 1960-tallet. Figur 5 gir en oversikt over områder med petroleumsvirksomhet under arktiske forhold som er omtalt i rapporten.

Allerede tidlig på 1900-tallet ble det boret letebrønner på land i Cook Inlet-regionen sør i Alaska. Gjennombruddet for petroleumsvirksomhet i denne regionen kom da Richfield Oil Corporation boret i Swanson River-området på Kenai-halvøya og fant olje sommeren 1957. Allerede året etter ble Swanson River det første oljeproduserende feltet i Alaska.

Etter dette beveget leteaktiviteten seg raskt inn i marine områder og etter Prudhoe Bay-funnet i 1968, ble letevirksomhet til havs utvidet til Beauforthavet og Tsjuktsjerhavet utenfor Alaska og til Mackenzie-deltaet i Canada på 1970-tallet og til Barentshavet (Shtokman-funnet) og Petsjorahavet i Russland på 1980-tallet. Letevirksomhet startet på land i Grønland på 1970-tallet, og den første letebrønnen i Grønlandske farvann ble boret i 1976.

Verdens nordligste letebrønn, Universitetskaja 1-brønnen, lokalisert øst for Novaja Zemlja i Karahavet på den 74. breddegrad, ble boret av Rosneft og ExxonMobil i 2014 hvor det ble gjort et oljefunn.

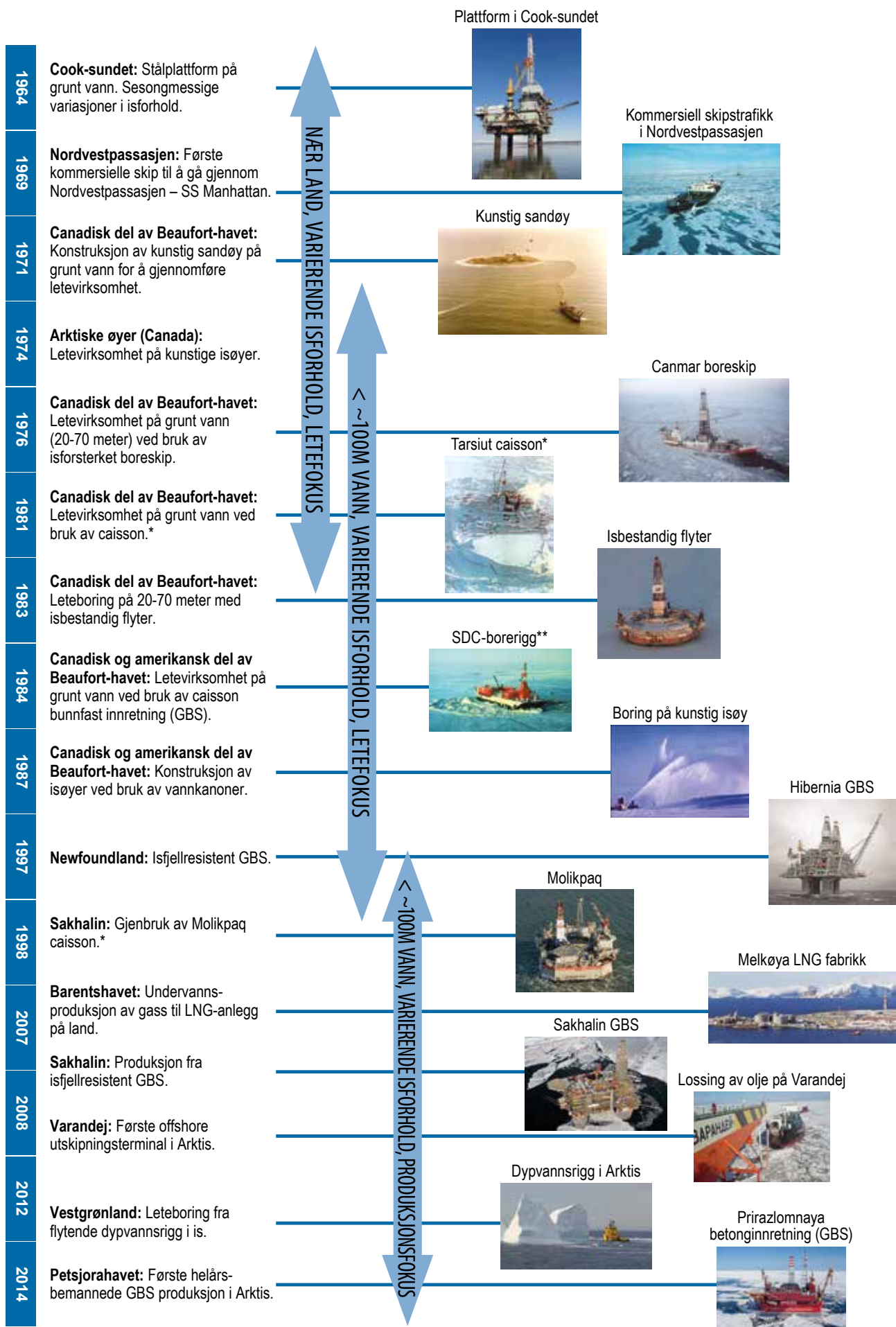
I de forskjellige arktiske regionene er det valgt teknologiske løsninger som i stor grad avhenger av naturforholdene på stedet. Særlig er havdyp og isforhold av stor betydning. På grunt vann er det i både Alaska, Canada og Russland brukt bunnfaste innretninger, som er konstruert for å motstå påvirkning fra drivende is. Utenfor kysten av Øst-Canada er det i tillegg til bunnfaste betonginnretninger benyttet undervannsløsninger med havbunnsrammer og

flytende produksjons-, lagrings- og lasteinnretning (FPSO) på overflaten. Her kan overflateinnretningene kobles fra og forflyttes dersom isforholdene skulle gjøre det nødvendig.

Nord i Kaspiahavet, som riktignok ligger utenfor Arktis men som har betydelig verre isforhold enn f.eks. åpnet del av Barentshavet, ble et leteprogram startet av kasakhstanske myndigheter i 1992. Denne nordlige delen av Kaspiahavet er ekstremt grunt (gjennomsnittlig dyp er 3,3 meter) og det er også betydelige svingninger i vannstand og tung drivis i vintermånedene. Disse forholdene medfører at en ikke kan benytte tradisjonelle bore- og produksjonsanlegg, som for eksempel betongkonstruksjoner eller oppjekkable innretninger som står på havbunnen. I stedet er det benyttet en rekke kunstige øyer som base for bore- og produksjonsutstyr.

Petroleumsoperasjoner i is og påvirket av is har som nevnt foregått i flere tiår, og operasjonene blir gjennomført med kjent teknologi. De tidligere nevnte områdene har til dels hardere klimatiske forhold enn norske farvann. Det ytre miljøet til havs varierer i stor grad mellom ulike deler av Arktis. Dette gjelder ikke minst forekomsten av havis/isfjell. I de mest krevende områdene av Arktis er det både ettårig og flerårig is og kun begrensede perioder med isfritt hav. Disse naturomgivelsene setter rammer for det å drive forsvarlig petroleumsvirksomhet. Aktiviteten i Barentshavet har større likhet med det som skjer på andre deler av norsk sokkel enn aktiviteten i andre lands oljeprovins i nord. Det er betydelig mer krevende isforhold i de fleste av de områdene som er omtalt i dette kapitlet enn i områder på norsk sokkel som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Både i Canada, USA og Russland har man funnet løsninger slik at en kan ha lønnsom og forsvarlig helårig produksjonsaktivitet i kalde områder.




Figur 6 og Figur 7 viser en kronologisk oversikt over virksomhet og ulike utbyggingsløsninger som er benyttet til havs hvor is kan forekomme. Den viser hvordan petroleumsvirksomhet som foregår i områder med ispåvirkning er tilpasset de lokale forholdene.



\* Caisson er en kasse av betong eller stål som brukes ved fundamenteringsarbeide i vann

\*\* SDC står for single steel drilling caisson

**Figur 6.** Eksempler på virksomhet til havs i farvann med kulde og is. (Arctic Response Technology, 2015) Gjengitt med tillatelse.

Økende kompleksitet for leting og utbygging	Fysiske isforhold og vanddyb		Lete- og utbyggingsteknologi
	Beskrivelse	Eksempler	
	<p><b>Typisk isfritt, alle vanddyb</b> Mindre forekomster av førsteårsis, mulighet for isfjell.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deler av Barentshavet</li> <li>- Newfoundland</li> </ul>	<p><b>Leting og utbygging, utprøvd</b> (Ulike borerigger, flytende innretninger, bunnfaste innretninger (GBS), havbunnsløsninger)</p> 
	<p><b>Alle typer isforhold, nær land og på grunt vann</b> &lt;~15 meter vann</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Globalt, nær land (inkludert amerikansk del av Beauforthavet og Tsjuktsjerhavet)</li> </ul>	<p><b>Leting og utbygging, utprøvd</b> (Øyer av is og grus, betong- og stålkonstruksjoner, langtrekkende brønner fra land)</p> 
	<p><b>Åpent hav &gt; ~ to måneder, alle vanddyb</b> I hovedsak førsteårsis, eventuelt i kombinasjon med flerårsis, isfjell og isøyer.  Vanddyb bestemmer utbyggingsløsning (større eller mindre enn ~ 100 meter er nøkkelfaktor).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Okhotskhavet</li> <li>- Petsjorahavet</li> <li>- Labradorsjøen</li> <li>- Amerikansk del av Tsjuktsjerhavet og Beauforthavet,</li> <li>- Karahavet sør</li> </ul>	<p><b>Leting, utprøvd; for utbygging utprøvd hovedsakelig ~&lt; 100 meter</b> Ishåndtering er påkrevd ~&lt; 100 meter, utbygging ved bunnfaste innretninger (GBS) ~&gt; 100 meter, utbygging ved flytende innretninger og havbunnsløsninger</p> 
	<p><b>Åpent vann &lt;~ to måneder, alle vanddyb</b> Sannsynlighet for at flerårsis og/ eller isfjell forekommer og, noen steder, isøyer. Vanddyb bestemmer utbyggingsløsning (større eller mindre enn ~ 100 meter er nøkkelfaktor).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dypvannsområder i Beauforthavet</li> <li>- Dypvannsområder nord i russisk del av Polhavet</li> </ul>	<p><b>Leting og utbygging er mulig med teknologiforbedringer</b> Økt evne til ishåndtering og mulig ny teknologi</p>
	<p><b>Begrenses av ikke-åpent hav</b> Flerårsis forekommer hyppig, med isfjell og isøyer.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nordøst-Grønland</li> <li>- Dypvannsområder nord i russisk del av Polhavet</li> </ul>	<p><b>Teknologiutvikling eller ny teknologi er nødvendig</b> Flytende, robuste ishåndteringsløsninger Teknologiutvikling innen bunnfaste innretninger (GBS)/ havbunnsløsninger eller ny teknologi. Vanskelig å mobilisere utstyr utenfor sesongen for åpent hav.</p>

Figur 7. Ulike teknologiløsninger (The National Petroleum Council, 2015). Gjengitt med tillatelse.

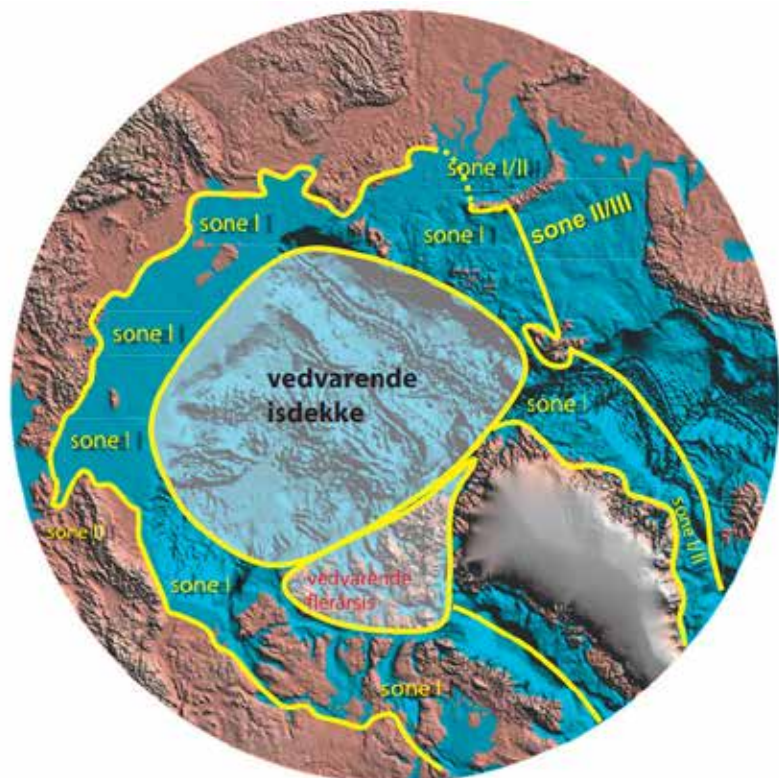
### 3.2 Havis og isutbredelse

Det er stor variasjon i isutbredelse mellom de ulike arktiske regionene, jf. Figur 8. Dette spenner fra permanent isdekkede områder i Beauforthavet, til skruis og isfjell utenfor Newfoundland og til tilnærmet isfrie områder i Barentshavet. Norsk del av Barentshavet har ingen eller lite havis, og havis vil bare kunne forekomme i deler av året, og den er ettårig (førsteårsis, se definisjon under).

Isutbredelsen varierer med årstidene og fra år til år. I tillegg har det skjedd store endringer i isens utbredelse som følge av klimaendringene.

Figur 9 og Figur 10 viser gjennomsnittlig havisutbredelse i Barentshavet hhv. i april og september måned.

- sone I
  - førsteårsis & flerårsis
  - Begrenset sesong med åpent hav
- sone II
  - førsteårsis
- sone III
  - Begrenset førsteårsis, eller åpent hav



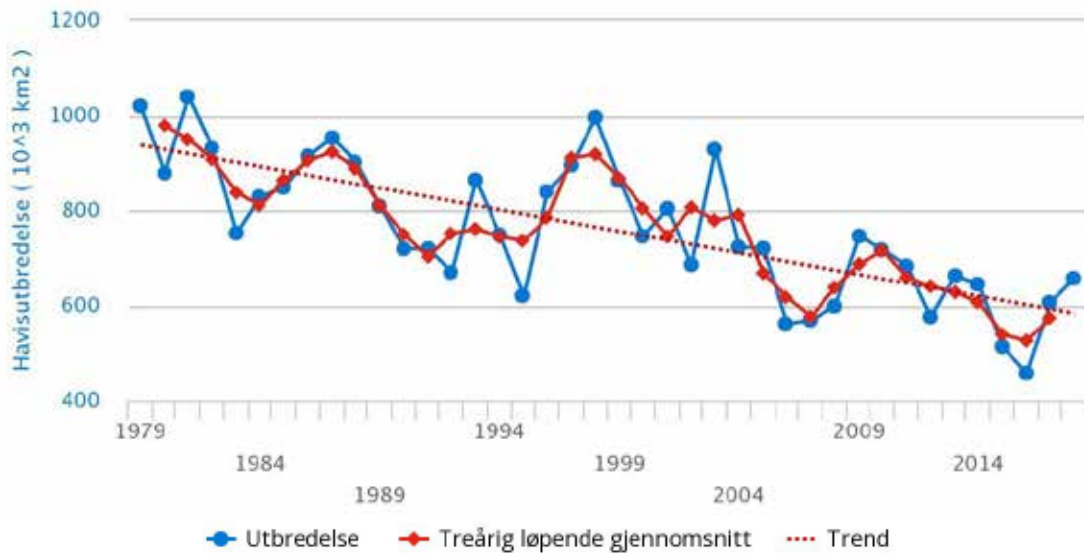
**Figur 8.** Issoner i nordlige områder. (Kilde: ConocoPhillips, 2015)

Det sørlige Barentshavet og store deler av Norskehavet har langt høyere gjennomsnittstemperatur enn andre områder på samme breddegrad, og er isfritt året rundt. Dette kommer i hovedsak av Golfstrømmen, som transporterer varmt havvann nordover langs norskekysten og holder temperaturen i havet over frysepunktet året rundt. I resten av Nordområdene er det forekomst av is i hele eller deler av året (Figur 8).

Dataene er vist som månedsmiddelverdier for hvert enkelt år, 3 års løpende gjennomsnitt, og lineær trend gjennom hele perioden. Den mellomårlege variasjonen er stor, men det er også en tydelig negativ trend for utbredelsen av havis i april gjennom overvåkingsperioden. Data for 2018 baserer seg på foreløpige tall. Følgelig kan mindre justeringer bli foretatt etter at data fra 2018 er re-analysert (Fra MOSJ<sup>3</sup>).

<sup>3</sup> <http://www.mosj.no/no/klima/hav/havisutbredelse.html>

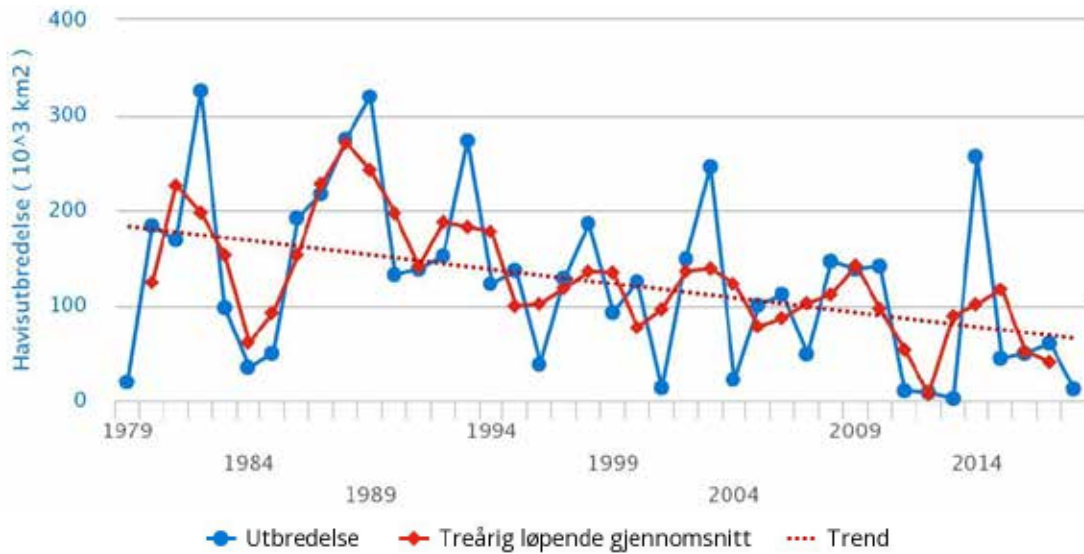
### Havisutbredelse i Barentshavet i april



**Figur 9.** Figuren viser gjennomsnittlig havisutbredelse ( $10 \times 3 \text{ km}^2$ ) i april i Barentshavet, måneden som normalt har størst utbredelse av is i havområdet. Data: Norsk Polarinstitutt.

Den laveste utbredelsen av havis for april ble observert i 2016.

### Havisutbredelse i Barentshavet i september



**Figur 10.** Figuren viser gjennomsnittlig havisutbredelse ( $10 \times 3 \text{ km}^2$ ) i september i Barentshavet, måneden da utbredelsen av havis normalt er på det laveste i havområdet. Data: Norsk Polarinstitutt.

Den laveste utbredelsen av havis for september er observert i 2013.

Svingninger i utbredelsen av is/havis har gjennom historisk tid vært svært stor. Basert på observasjoner fra hvalfangere, er det sannsynlig at Svalbard og havområdene rundt var isfritt i 1760-årene (Solheim, Falk-Petersen, & Humlum, 2016).

Det *sesongvariable isdekket* er sentralt for dynamikken i Barentshavet. De årlige variasjonene i isdekket endrer seg i naturlige sykluser, og isutbredelsen kan variere fra år til år med flere hundre kilometer. De største variasjonene i vinterutbredelse av is finnes i de sentrale, og spesielt i østlige deler.

Vinterisen som blir dannet i deler av Barentshavet er ettårig, slik at store deler av havet har en årlig dynamikk med frysing og påfølgende smelting. De årlige variasjonene i isdekket endrer seg i naturlige sykluser på 6 – 10 og 60 – 70 år, og iskanten kan variere fra år til år med flere hundre kilometer. De siste 200 år har isdekket blitt redusert med 60 pst. Dette kan ses i sammenheng med høyere lufttemperatur og mengden av, samt temperaturen på, det innstrømmende atlantehavsvannet (Olje- og energidepartementet, 2012).

Isutbredelsen er ikke statisk – den varierer med årstidene og fra år til år. Det skilles mellom førsteårsis og flerårsis. Den vanligste istypen i Barentshavet er førsteårsis. Denne inneholder mer saltvann enn flerårsis og er derfor mykere. Førsteårsisen forekommer også lenger sør enn flerårsisen, som stort sett kun forekommer ved de nordligste delene av Kong Karls Land. Førsteårsisen dannes på høsten og vinteren og

smelter den påfølgende sommeren. Den er derfor relativt tynn, og de fleste observerte tykkelsene er mindre enn 1.5 m. Flerårsis er is som har overlevd en sommer og er typisk mellom 2 til 5 år, men den kan bli opptil 10 år gammel. Den er dermed også mye tykkere, mellom 1-7 m, og opptil 20 m for tykke skrugarder (Kilde: Norsk Polarinstitutt). Maksimum isutbredelse observeres vanligvis mellom mars og mai. I løpet av sommeren blir mesteparten av Barentshavet isfritt. I enkelte år kan isgrensen om sommeren ligge nord for Barentshavet. Minimum isutbredelse forekommer som oftest i slutten av september eller første halvdel av oktober. Når isingen tar til igjen, brer isen seg raskt sørover fram til årsskiftet. På det tidspunktet er ikke isen langt unna sin maksimale utbredelse.

De største variasjonene i vinterutbredelse av is finner vi i de sentrale og spesielt de østlige deler av Barentshavet. I vest er vanligvis Svalbardbanken isdekket sør til Bjørnøya. Den maksimale utbredelsen om vinteren følger ofte den oseanografiske polarfronten, og isutbredelsen er således avhengig av varmemengden som transporteres inn med Atlanterhavstrømmen. Samtidig er det atmosfæriske forhold, som lufttemperatur og vind, som bestemmer hvor stor avsmeltingen blir i løpet av sommeren. I tillegg til de sesongmessige variasjonene i isutbredelsen forekommer korttidsvariasjoner med varighet fra timer til en måned, og det finnes langtidssvingninger med varighet over flere år (Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt, 2002).



Tabell 1 viser ulike isbegreper som kan være relevante for norske forhold mens Figur 11 viser ulike isforekomster.

<b>Isfjell</b>	Isfjell dannes når isbreer kalver. Denne isen inneholder ikke salt, og er derfor svært hard. Isfjellene kan være flere millioner tonn når de brekker av breen, men de grunnstøter som regel og brekker i mindre biter som flyter sørover.
<b>Isblokk (Bergy Bits)</b>	Liten isblokk på 5 til 15 meters lengde ved vannlinjen og 1 til 5 meters høyde.
<b>Liten isblokk (Knult/Growlers)</b>	Svært liten isblokk med mindre enn 5 meters lengde ved vannlinjen og under 1 meters høyde.
<b>Havis</b>	Frosset sjøvann. Siden havis inneholder salt er den mykere, og gir mindre belastning enn isfjell ved kollisjon med innretninger. Havis som flyter i sjøen i mindre flak kalles drivis.
<b>Skruis</b>	Drivis som presses sammen av vind og strøm. Flakene tvinges opp og over hverandre, slik at det dannes lange rygger, skrugarder, eller store hauger, koss, av oppbrukt is.
<b>Isfelt</b>	Betegnelse for et område av drivis som er større enn 10 kilometer i diameter, og hvor alle flakstørrelser kan forekomme. Isfelt kan inndeles videre avhengig av størrelsen.

**Tabell 1.** Isbegreper (Danmarks Meteorologiske Institutt, 2014)/ (Canadian Coast Guard, 2013)/ (SINTEF, 2015)/ (Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC), 2016).



**Figur 11.** Eksempler på ulike isforekomster.

OD 1510006

### 3.3 USA/Alaska

Beringstredet forbinder Beringhavet med Tsjuktsjerhavet, som er del av Polhavet. I Beauforthavet og Tsjuktsjerhavet begynner den polare pakkisen å bevege seg ned langs den kontinentale kysten sent i oktober. Samtidig blir kysten dekket av fastis. Isen begynner å brytes opp i juni, men mye is er tilstede hele året. Det har vært mest petroleumsaktivitet på land i North Slope-området – blant annet Prudhoe Bay, men det har også vært mye leteaktivitet til havs, som i Tsjuktsjerhavet og Beauforthavet (Figur 5 og Figur 12).

Bristol Bay er en del av Beringhavet og ligger mellom Alaska-halvøya og fastlandsdelen av Alaska. Bristol Bay har et belte av is langs kysten om vinteren, mens Norton Sound har fastis innerst mot land og drivis ytterst. I kystnære områder i Alaskabukten kan det forekomme havis (midt desember-midt april), men Alaskabukten er ellers isfri året rundt.

### Cook Inlet

Cook Inlet er et sund ved Alaskas sørkyst, på innsiden av Kenai-halvøyen, og utgjør en kystnær del av Alaskabukten.

Cook Inlet-bassenget i Alaska inneholder store olje- og gassforekomster med mange innretninger som produserer fra flere felt (Figur 13). Den eldste innretningen offshore ble installert av Shell i 1964, og er en stålplattform spesialtilpasset for å håndtere de kalde værforholdene, tidevannsstrømmen og forhindre is/isflak som driver mellom plattformbena. Den nyeste, Osprey-innretningen, ble installert av Forest Oil i 2000. Det er også en rekke olje- og gassrørledninger i området. De viktigste gassrørledningene går til Kenai og Anchorage (Figur 14).

Cook Inlet fryser til om vinteren, men isen brytes opp på grunn av den store forskjellen mellom flo og fjære, som er på mellom fem og sju meter. Dette fører til at det blir dannet isflak av ulik størrelse.



Figur 12. Alaska og tilhørende havområder – felt og områder med petroleumsvirksomhet er vist.

Isflakene beveger seg med tidevannsstrømmen i sundet, og kan ha en fart på tre til fire knop (5,5 – 7,5 km/t). Vinden kan nå en hastighet på 130 kilometer i timen, bølgehøyden kan bli åtte meter og temperaturen kan falle ned mot minus 40° C. Noen ganger kan skruis være et stort problem for skipstrafikken.

The North Cook Inlet Gas Field ligger på ca. 30 meters dyp, på vestsiden, langt nord i Cook Inlet. Gassfeltet ble påvist i 1962 og ConocoPhillips hadde 100 prosent eierskap. Feltet ble bygd ut med Tyonek-innretningen som ble installert i 1968. Innretningen var en stålplattform og hadde fire runde skaft som var konstruert for å tåle møtet med de strømmende isflakene. Det var derfor begrenset behov for ishåndtering. Produksjonen startet i 1969 og feltet ble ferdigprodusert og stengt ned for et par år siden. Gassen ble ført med rørledning til Kenai LNG



**Figur 13.** North Cook Inlet produksjon – Alaska Bureau of Safety and Environment Enforcement (BSEE).



**Figur 14.** Til venstre: Osprey-innretningen (Marine Exchange of Alaska, 2016) og til høyre lokasjon til Ospreyfeltet i Cook Inlet.

terminalen, 15 km unna. Terminalen, som eies av ConocoPhillips, startet produksjonen i 1969 og har i over 40 år vært den eneste LNG eksportterminalen for innenlands produksjon i USA. To skytteltankere gikk med LNG fra Kenai til Japan.

Produksjon fra **Osprey-feltet** (Figur 14) startet i desember 2001. Feltet er bygd ut med en innretning med stålskaft som er konstruert for å tåle strømmer opptil syv knop og tung is. Oljen transporteres i rørledning til Kustatan-anlegget på land, hvor den blir lagret før den overføres til Christy Lee innretningen på Drift River terminalen. Deretter overføres den til tankskip for transport til raffineringsanlegg.

### Prudhoe Bay

Beauforthavet er en del av Polhavet, som ligger nord for Northwest Territories, Yukon og Alaska, vest for Canadas arktiske øyer (Figur 5 og 12). Mackenzie River renner ut i den kanadiske delen av havet. Beauforthavet er kjent for å være et av de mest utfordrende områdene i verden med hensyn til offshoreoperasjoner. Beauforthavet inneholder store gass- og oljeressurser. Leting etter olje og gass på den kanadiske sokkelen begynte med seismiske undersøkelser i slutten av 1960. De første offshore-brønnene ble boret på grunt vann fra kunstige øyer, den første på Richards Island i 1966. På midten av 1970-tallet gjorde bruk av armerte boreskip at en kunne bore i de isfrie dagene av sommeren og det gjorde det også mulig å bore i dypere farvann.



Petroleumsaktivitet i Mackenzie Valley begynte med oppdagelsen av olje på Norman Wells (Figur 12) ved Imperial Oil Limited (Imperial) i 1919. Produksjonen startet i 1932 og fortsatte til 1950-årene. Leteaktivitet i Mackenzie-deltaet/ Beauforthav-regionen begynte på land i 1957 med bakke- og luftstudier av British American Oil Company (BA), Chevron Canada Limited (Chevron), Dome Petroleum Limited (Dome), Imperial, Shell Canada Limited (Shell), og andre.

I 1961 fullførte British American Oil Company Limited (BA), som senere ble Gulf Canada Limited (Gulf), den første leteboringen i Mackenzie-deltaet. Dette ble etterfulgt av boring etter olje og gass på Reindeer-lokaliteten på Richards Island av et konsortium bestående av BA, Shell, og Imperial.

Med oppdagelsen av olje og gass i Prudhoe Bay i Alaska i 1968, ble leteaktiviteten intensivert over hele det vestlige Arktis, særlig i Mackenzie-deltaet og kanadiske Beauforthavet. I 1970 rapporterte Imperial det første funnet av olje i Mackenzie-deltaet på Atkinson Point. Oppdagelsen av store gassfelt ved Imperial på Taglu (1971), Gulf ved Parsons Lake (1972) og Shell på Niglintgak (1973) resulterte i bygging av Mackenzie Valley Pipeline i 1974, og økt leting og investeringer offshore. Lengre ut fra Mackenzie-deltaet ligger Amauligak-feltet som ble oppdaget av Gulf i 1984.

Prudhoe Bay-feltet ligger på North Slope på nord-siden av Alaska (Figur 5 og 15), og var lenge det største olje- og gassfeltet i Nord-Amerika. I dag utgjør leveransene fra feltet omkring halvparten av Alaskas

samlede produksjon av olje og gass. Feltet var opprinnelig anslått å produsere omkring 1,5 milliarder Sm<sup>3</sup> olje, men produksjonen er nå antatt å bli mer enn 2 milliarder Sm<sup>3</sup> olje.

Feltet ble påvist i 1968 og produksjon startet i 1977 etter at 'Trans-Alaska Pipeline System' var ferdigstilt (Figur 12). Siden Prudhoe Bay er isfri bare noen uker i året, ble denne rørledningen anlagt for å transportere oljen til en isfri havneterminal i Valdez, nesten 1300 km lenger sør, på sørøstkysten av Alaska. Derfra blir oljen transportert med tankskip (BP, 2016).

### 3.4 Canada Beauforthavet

Beauforthavet ligger nord for Yukon og Alaska (Figur 5 og 12), og er kjent for å være et av de mest utfordrende områdene i verden for operasjoner til havs. Det gjennomsnittlige havdypet er 1 000 meter og maksimalt dyp er ca. 4 680 meter. De kystnære farvannene er grunne, og vanligvis er dypet mindre enn 50 meter. Mesteparten av havet er permanent dekket av is som ofte er mer enn fem meter tykk. Langs kysten smelter isen i løpet av sommeren, slik at en isfri sone oppstår i august-september.

Boring i Beauforthavet begynte tidlig på 1970-tallet. Rapporter fra National Energy Board (NEB) viser at 142 kanadiske brønner er boret til havs i arktiske områder, og 92 av disse brønnene er boret i Beauforthavet. Brønnrapporter viser at det er et ekstremt krevende miljø, hvor boreskip ofte ble tvunget av lokasjon på grunn av tung islast (dvs. påvirkningen fra is). Aktiviteten førte til at en rekke innovative



**Figur 15.** Kunstig øy som er konstruert for Prudhoe Bay feltet – vinter (venstre) og sommer (høyre).



**Figur 16.** Leteboring i Beauforthavet fra konstruert øy i 1982 (venstre), og vinteren (høyre) (AlbertaOilMagazine, 2015).

boreinnretninger og teknikker ble utviklet (Callow & Salmo Consulting Inc., 2012).

Fra 1976 og frem til slutten av 1980-tallet ble flere konvensjonelle boreskip brukt av kanadiske Marine Drilling Ltd (Canmar) for leteboring i Beauforthavet. Alle ankerliner ble utstyrt med ekstern ankerutløsning (Rig Anchor Release (RAR)). Det gjorde det mulig for boreskipene å koble fra og forflytte seg raskt. I tillegg ble det benyttet isbrytende forsyningsskip og slepebåt. Systemer med isovervåknings-, ishåndterings- og varslingsprosedyrer som ble utviklet, fungerte godt. Ingen store hendelser er rapportert.

*Kulluk boreinnretning:* Gulf Canada Resources utviklet en konisk boreinnretning, Kulluk, for operasjoner i Beauforthavet. Kulluk boret tolv brønner på vanddyp fra 20 til 60 meter i perioden 1983 til 1993. Vanligvis startet operasjonene i slutten av mai og ble avsluttet i desember (ca. 200 dager). For å håndtere isforholdene ble det blant annet benyttet overvåkningssystem og varslingssystem for is, og en hadde isbrytere som var tilgjengelige som støttefartøy. Det ble også utviklet godt definerte operasjonsprosedyrer.

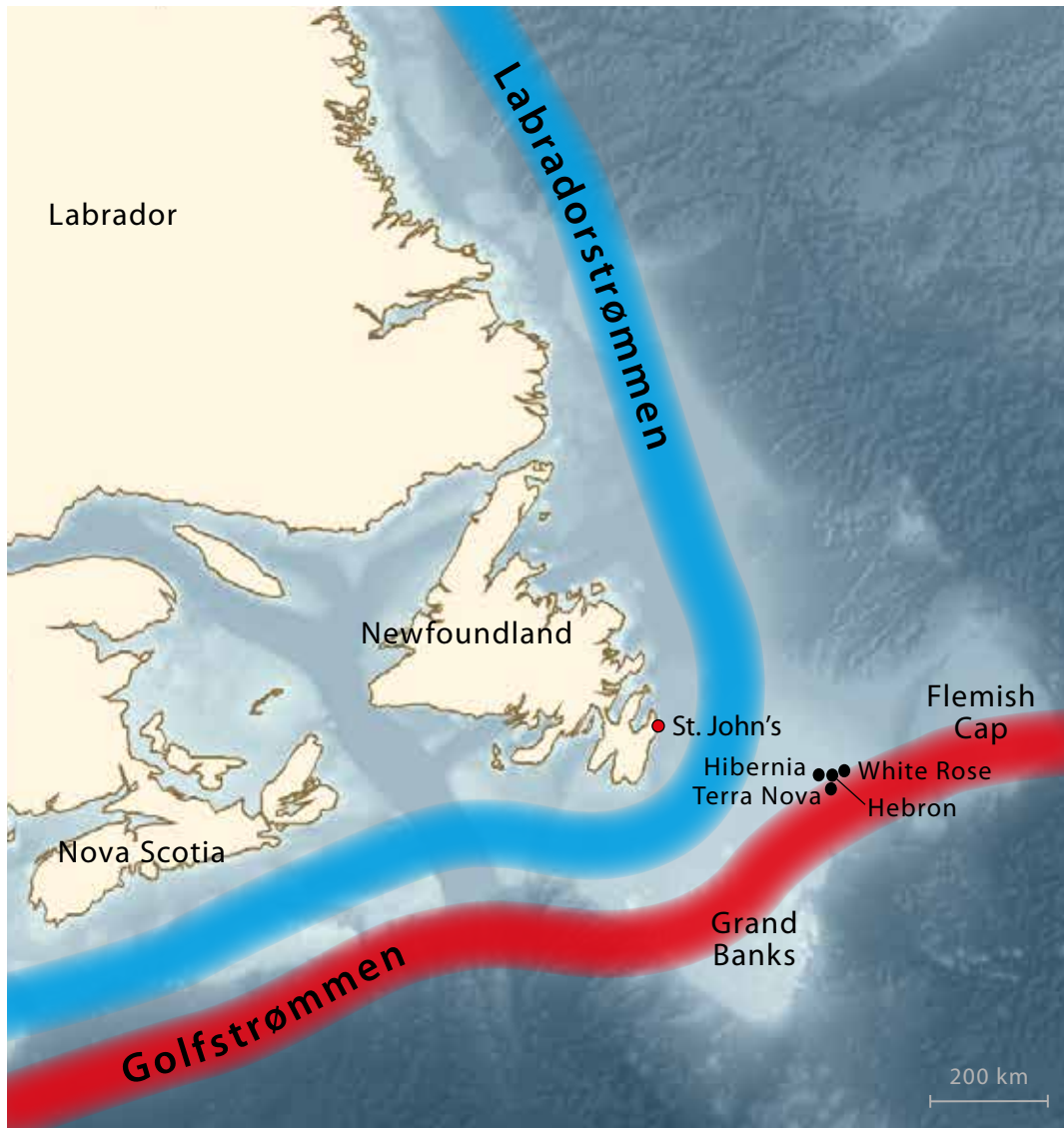
Kulluk opererte i områder med tykk førsteårsis, store skrugarder og store konsentrasjoner av drivende flerårsis. I løpet av de første seks boresesongene var det 44,7 nededager og åtte trekk av lokasjon i løpet av totalt 585 driftsdager (92 % operativ evne) (Johannessen, 2012).

*Molikpaq-innretningen:* Bore- og produksjonsinnretningen Steel Mobile Arctic Caisson (Molikpaq) ble bygd som en is-motstandsdyktig stålstruktur for å lete etter petroleum i Beauforthavet. Den ble brukt til leteboring i fire vintersesonger fra 1984 og var omfattende instrumentert og utrustet for å motstå islaster. Innretningen er senere brukt på Sakhalin-2 i Russland.

### **Kysten av Newfoundland og Labrador**

Petroleumsvirksomhet på sokkelen utenfor Newfoundland og Labrador (Figur 17) startet i 1966, med de første leteboringene i 1971. De første 40 brønnene som ble boret på Grand Banks var tørre, men i 1979 ble det som i dag er Hibernia-feltet påvist (se under).

Skruis opptreer årlig utenfor kysten av Newfoundland og Labrador mellom desember og juni, og mars er perioden med maksimal tilstedeværelse av is. Langs kysten av Labrador er et bredt spekter av is observert hvert år, og det varierer fra små biter av isfjell til store isøyer (Canadian Association of Petroleum Producers, 2015). På Grand Banks (Figur 17) forekommer både isfjell og sjøis. Det forekommer vanligvis isfjell hvert år, hovedsakelig i månedene fra mars til juni. Isfjellene kommer fra Grønland og driver fra nord mot sør. Utenfor kysten av Labrador kommer en kald havstrøm nordfra, den såkalte Labradorstrømmen. Sør for Newfoundland dannes det ofte en skarp grense mellom denne kalde strømmen og varmt vann som beveger seg ut i Atlanterhavet med Golfstrømmen (Figur 17). Dette fører til sterk smelting av is i grensone mellom de to strømmene.



**Figur 17.** Grand Banks utenfor nordøstlige Canada / Newfoundland har flere produserende felt (bl.a. Hibernia og Terra Nova) i det som geologisk kalles Jeanne D'Arc Bassenget. Sør for Newfoundland dannes en skarp grense mellom den kalde Labrador-strømmen mot sør og varmt vann som beveger seg ut i Atlanterhavet med Golfstrømmen.

Ishåndtering er viktig for risikostyring i områder som er påvirket av is. Sentralt er god overvåkning og effektive varslingssystemer, samt egnet konstruksjon av innretninger og støttefartøyer. For å hindre sammenstøt mellom isfjell og innretninger, samt sikre nødvendig operasjonell adkomst, må det etableres en beredskapsløsning som omfatter støttefartøyer som kan ivareta ishåndtering på stedet.

Det benyttes ulike systemer for å påvise forekomster av is slik at nødvendige tiltak for ishåndtering kan iverksettes. I St. John's koordinerer Provincial Aerospace (PAL) all overvåkning av is på vegne av operatørselskapene. Blant annet benyttes satellitter,

helikopter og fly i overvåkingen. I tillegg kommer observasjoner fra støttefartøyer og radar (Provincial Aerospace, 2010).

Operative systemer vises i sann tid både hos PAL, myndighetene og operatørene. På denne måten kan industrien få felles tilgang til informasjon om isforholdene i sann tid og forberede tiltak. Isfjell kan eksempelvis håndteres mens de fortsatt er 20 km eller mer fra innretningen. På en slik avstand vil isfjellet kun behøve en liten kursendring for å sikre god avdrift før innretningen passeres. En opererer gjerne med tre soner for tiltak: 3) ytre sone som overvåkes, 2) midtre sone der tiltak gjøres og 1) indre sone der

## Overvåkning og beredskap

### ■ Trusselkartlegging

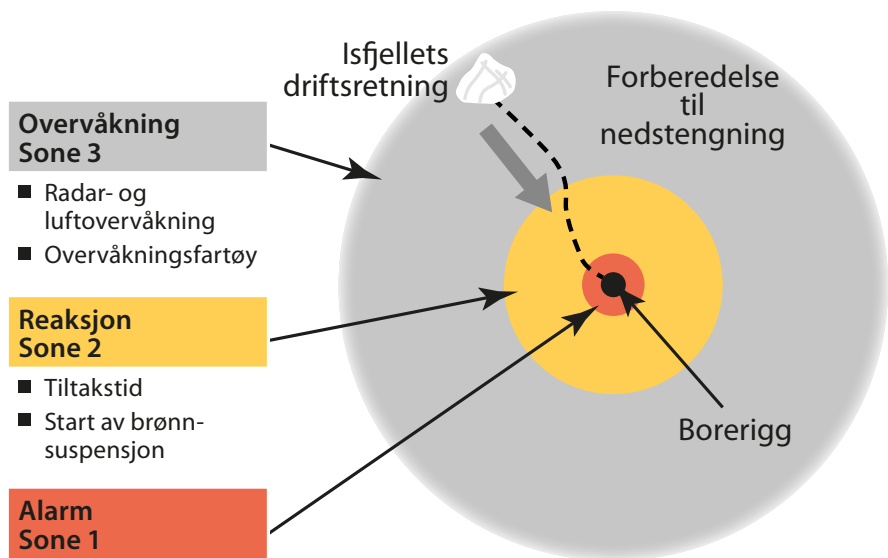
### ■ Påvisning og overvåkning

- Marin / Satelitt / HF radar
- Fly og fartøy rekognosering

### ■ Fysiske tiltak

- Tauing, vannkanon m.v.

### ■ Ishåndteringsplan for boring



**Figur 18.** Overvåkning av isfjell basert på metodikk benyttet av bl.a. PAL (se tekst for ytterligere forklaring).

evakuering må foretas (Figur 18). Den indre sonen kan da tilsvare én times drift av isfjell, eller én nautisk mil. Her må en imidlertid ta høyde for lokale forhold, type innretning (boreskip eller borerigg), forutgående beredskapstiltak m. v.

Det er særlig forekomst av isfjell som krever tiltak da sjøis er et operasjonelt problem som kan håndteres uten særskilte tiltak i dette området. For isfjell kan ulike teknikker for avledning benyttes. Støttefartøy kan dra kabel eller nett rundt et isfjell og endre dets retning (Figur 19). Vannkanoner eller strømmen fra et fartøys propeller kan brukes til å dytte isfjellet langs en annen kurs (Suncor, 2016).

På øst-kysten av Canada gjennomføres det et betydelig antall tauoperasjoner hvert år for å unngå sammenstøt med isfjell. I gjennomsnitt ble det gjennomført 48 tauinger av isfjell per år mellom 1999 og 2009, noe som tyder på at om lag 10 % av alle isfjell som driver sør for 48° N vil kreve tiltak. I denne perioden var maksimalt antall isfjellslep 144 i en enkelt sesong (2000) (Noble Denton, 2005).

Fra starten av petroleumsvirksomheten på Grand Banks i 1966 er det ikke rapportert noen alvorlige ulykker på grunn av sammenstøt med isfjell. På Grand Banks er isfjell svært vanlig, men ifølge Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum

Board (C-NLOPB) har det siden start av produksjon for omkring 20 år ikke vært nødvendig å koble fra på grunn av isfjell. Produksjonen er imidlertid blitt stoppet noen ganger som et beredskapstiltak for mulig frakobling. Erfaring fra ishåndtering på Grand Banks er samlet i en database som alle operatørene har tilgang til (McClintock, McKenna, & Woodworth-Lynas, 2007). Denne gir en grundig oversikt over teknologi som brukes for deteksjon og sporing av isfjell.



**Figur 19.** Tauing av isfjell (Kilde: Canadian Coast Guard, Atlantic Region, 2016).

**Hibernia-feltet** (Figur 20) ble påvist i 1979 av Mobil Oil Canada og startet produksjon i 1997. Det ligger ca. 315 kilometer øst/sørøst for St. John's på 80 meter vanddyb. ExxonMobil er operatør via Hibernia Management and Development Company Ltd.

Innretningen er 224 meter høy, veier 1,2 millioner tonn og kan lagre 200 000 Sm<sup>3</sup> olje. Olje fra Hibernia overføres til skytteltankere som går til et omlastingsanlegg på Whiffen Head, Placentia Bay, Newfoundland.

Hibernia er lokalisert i et område som er værhardt og har til dels tøffe klimatiske forhold. Innretningen må være i stand til å tåle isfjell og havis, røffe bølger, tåke samt stormer og orkaner. Valget falt dermed på å bygge ut Hibernia med en cGBS-innretning (concrete Gravity Based Structure) som ble konstruert av selskapet Doris Development Canada. En GBS er en stålforsterket betongkonstruksjon som står i ro på havbunnen av sin egen vekt. Hibernia-innretningen kan tåle virkningen (lasten) av et seks millioner tonn tungt isfjell.

Norske Kværner har vært involvert i utvikling og konstruksjon både av dekkсанlegget og understellet på Hibernia-innretningen. Dr. Techn. Olav Olsen AS deltok også i designarbeidet med Hibernia-innretningen.



Figur 20. Hibernia.

**Terra Nova-feltet** (Figur 21) ble påvist av Petro-Canada (nå Suncor) i 1984, og startet produksjon i 2002. Operatør er Suncor Energy Inc. Det ligger ca. 35 kilometer sørøst for Hibernia-feltet, på ca. 95 meter vanddyb i et sedimentært basseng som kalles Jeanne d'Arc Bassenget (Figur 17). Terra Nova er bygd ut med en FPSO. Skipet var det første i sitt slag i Nord-Amerika og inkluderte det største utløsbare fortøyningssystemet i verden. Fartøyet har oljelastetanker med kapasitet på 153 000 Sm<sup>3</sup> olje.

Terra Nova ligger i et værhardt område med forekomster av drivende havis og isfjell. Grand Banks har svært lave temperaturer i vintermånedene og kombinasjonen av lave temperaturer og bølgesprut betyr at skipet kan bli utsatt for betydelig isdannelse. Bølgene sveller på Grand Banks og kan bli over 30 meter høye. Det gir kraftig påvirkning på fartøyets bevegelser. Det relativt grunne havdypet gir også spesielle utfordringer ved utformingen av fartøy, fortøyninger, dreieskive (turret) og stigerørsystem. Skipet har dobbelt skrog og er forsterket for å tåle ispåvirkning. Det har fem posisjonspropeller (to frem og tre akter) og et dynamisk posisjoneringssystem (Suncor, 2016). Dette systemet reduserer også virkningen av bølger ved at skipet kan justere retningen i kraftig vind og storm.



Figur 21. Terra Nova-feltet med FPSO, tankskip og hjelpefartøyer. På figuren er også en halvt nedsenkbar borerigg i arbeid med brønnoperasjoner på feltet. Merk gropene i havbunnen som skal beskytte brønnrammene mot skuring fra isfjell.

Undervannsdelen av produksjonssystemet er plassert i fordypninger som er gravd ut i havbunnen for å beskytte havbunnsrammene mot isfjellskuring. Terra Nova-feltet har vært drevet i 15 år uten å måtte koble fra, men produksjonen er blitt stengt ned enkelte ganger på grunn av værforhold.

**White Rose-feltet** ble påvist i 1984 og opereres av Husky Energy. Det ligger som feltene over også i Jeanne d'Arc Bassenget på den nordøstre delen av Grand Banks, rundt 350 km øst for St. John's, og 35 km nordøst for Terra Nova-feltet, i et vanddyb på ca. 120 meter (Figur 17). White Rose er bygget ut med innretningen SeaRose FPSO, et flytende produk-





**Figur 22.** Hebron GBS. Bildet til høyre viser konstruksjon av understellet på Hebron (Kilde: Kværner).

sjons-, lagrings- og produksjonsskip. Feltet er anslått å ha omkring 36,6 millioner Sm<sup>3</sup> utvinnbar olje og oljeproduksjonen startet i november 2005 (Canada-Newfoundland&Labrador Offshore Petroleum Board (CNLOPB), 2016). Vær- og isforhold tilsvarer i stor grad forholdene på Terra Nova-feltet og ishåndtering skjer på tilsvarende måte.

**Hebron-feltet** (Figur 17) er lokalisert mellom Hibernia- og Terra Nova-feltene og er bygd ut med en betonginnretning (GBS) som også er konstruert for å tåle sjø, is og isfjell. Kiewit-Kværner Contractors (KKC), et 50/50 samarbeid mellom Peter Kiewit Infrastructure Co og Kværner Newfoundland Ltd, hadde kontrakten med ExxonMobil Canada Properties (EMPC) for bygging av Hebron-innretningen. Firmaet Dr. Techn. Olav Olsen AS arbeidet med Hebron-prosjektet for oppdragsgiver Kiewit Kværner Contractor i Canada. Første olje fra Hebron feltet kom 27. november 2017 (Figur 22).

Flemish Pass er et lite utforsket område nord for Grand Banks og vest for Flemish Cap (Figur 17). I dette området har Equinor med Husky Energy som partner gjort et funn som kalles Bay du Nord. Equinor har, i samarbeid med lisenspartneren, fullført et leteboringsprogram (2016 – 2017), som omfatter to brønner, i Flemish Pass-bassenget. Leteboring av brønnene pågikk på helårsbasis. Volumenslaget for Bay du Nord, inkludert funnene Bay de Verde og Bac-

calieu fra 2016, er fortsatt på 300 millioner fat utvinnbar olje, som ble kunngjort etter Equinors (Statoils) borekampanje i 2014-16. Funnene er gjort på ca 1100 meters dyp og ca 500 km offshore fra St. Johns.

### 3.5 Russland Karahavet

Karahavet er lokalisert på russisk sokkel, øst for Novaja Zemlja (Figur 23). Vanddyppet er 40 - 350 meter, området er islagt 270 - 300 dager i året og vintertemperaturene kan falle til minus 46° C. Isen varierer i tykkelse mellom 1,2 og 1,6 meter.

Rosneft og ExxonMobil påviste i 2014 olje i verdens nordligste letebrønn: Universitetskaja 1-brønnen (Figur 23). Brønnen ble boret i blokk 1 i området Øst-Prinovozemelskij, på den 74. breddegrad og 250 kilometer fra fastlandet. Havdyppet på stedet er 81 meter, og olje og gass ble påvist på 2 113 meter dyp (Qvale, 2014). Boringen ble gjennomført på 1,5 måned i perioden august til september. Dette er en tid på året som er gunstig når det gjelder de klimatiske og værmessige forholdene i området. Bare i denne ene strukturen anslås det å være minst 120 millioner Sm<sup>3</sup> olje og 338 milliarder Sm<sup>3</sup> med gass (Goliat og Snøhvit hadde opprinnelige ressurser på hhv. 31 Sm<sup>3</sup> o.e. og 209 Sm<sup>3</sup> o.e.). North Atlantic Drilling har stått for boringen av brønnen med riggen West Alpha, som ble oppgradert for oppdraget.



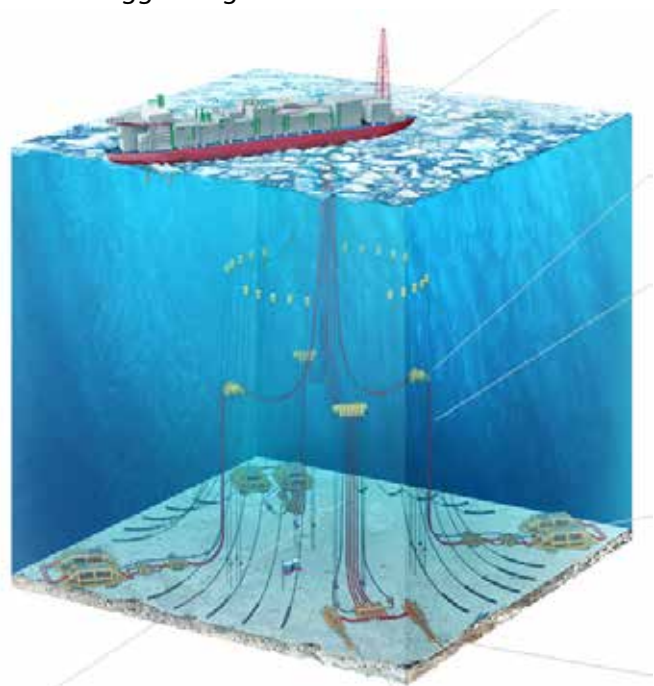
**Figur 23.** Petroleumsvirksomhet i Petsjora- og Karahavet kommentert nærmere i teksten.

Jamalhalvøya er et viktig fokusområde for russisk petroleumsindustri. I 2017 åpnet en ny LNG-terminal i Sabetta på Jamalhalvøya. Den skal eksportere nedkjølt naturgass langs Den nordlige sjørute både til Europa og Asia. Det russiske selskapet Novatek har samarbeidet med franske Total og kinesiske CNPC om gassprosjektet. Prosjektet inkluderer utbygging av det sørlige Tameyskoje gassfeltet, lokalisert nær Sabetta.

### Barentshavet

**Stockman-funnet** er verdens største gass-kondensatfunn til havs. Funnet befinner seg 550 km fra land (Figur 23) og på ca. 350 meter havdyp. Funnet som ble påvist i 1988 inneholder 3,8 billioner Sm<sup>3</sup> gass. Gazprom, i samarbeid med Statoil og Total, var for noen år tilbake i gang med planlegging av utbyggingsløsning (flytende produksjonsskip). Gassen fra produksjonsplattformen var planlagt å gå 600 kilometer i rør til Teriberka som ligger 120 kilometer øst for Murmansk. Her skal etter planen noe av gassen gå til et nedkjølingsanlegg for flytende natur-

gass (LNG), mens hoveddelen skal fraktes videre via Vyborg til Europa i den planlagte rørledningen som skal gå i internasjonalt farvann i Østersjøen. Flytende LNG anlegg har også vært vurdert.



**Figur 24.** En konseptskisse for utbygging av Stockman-feltet ([www.Stockman.ru](http://www.Stockman.ru)).

### Petsjorahavet

Petsjorahavets utstrekning er rundt 400 km øst-vest og 180 km nord-sør, og det dekker et areal på rundt 80 000 km<sup>2</sup> (Figur 5 og 23). Petsjorahavet er relativt grunt, med en gjennomsnittlig dybde på bare 6 m, men også med dyp ned til over 200 m. I den sørlige delen av havet går Kolgujevstrømmen mot øst. Det finnes noen få øyer nær kysten, hvorav den største er Dolgijøya. Petsjorahavet er blokkert av flytende is fra november til juni. Den store elva Petsjora munner ut i Petsjorabukta, omtrent midt på sørkysten av Petsjorahavet.

I 2000 ble det bygd et oljelasteanlegg til havs på **Varandej** i Petsjorahavet (Figur 25). Terminalen driftes av Lukoil og har vært i drift fra 2008 på helårs basis. Olje blir ført til terminalen via rørledninger fra flere felt på land og lastes i tankskip via en neddykket lasteterminal. Skytteltankere kobles til en lasteslange som også fungerer som ankerline. Pågående lasting har aldri blitt avbrutt, men i enkelte tilfeller har det vært nødvendig å vente på et passende «is-vindu». Havdypet er 12 meter.

**Dolginskoje** er et oljefelt som ble påvist i 1999 (Figur 5). Det ligger i den sentrale delen av Petsjorahavet, 120 km sør for Novaja Zemlja og 110 km nord for fastlandet. Havdypet i området er 35-55 meter. Utvinnbare reserver er beregnet til i overkant av 250 millioner Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Fire letebrønner



Figur 25. Varandej oljelasteanlegg.

er boret, den siste i 2014. Letebrønnene er boret i løpet av sommeren hvor det ikke er isproblematikk. Letebrønnene ble boret av boreriggen GSP Saturn. Riggeren er godkjent for arktiske farvann og utrustet for å takle de værmessige og klimatiske forholdene.

**Prirazlomnoje-feltet** ligger sør for Novaja Zemlja (Figur 23). Produksjonen startet i desember 2013. Det som kjennetegner Prirazlomnoje-feltet er grunt vann med 19-20 meter havdyp, beliggenhet 60 km fra land og med svært lave temperaturer (minus 50° C).

Prirazlomnoje-innretningen (Figur 26) er en såkalt OIRFP (Offshore Ice-Resistant Fixed Platform). Innretningen består av en gigantisk stålkasse som er konstruert med 42 millimeter stål ytterst og deretter tre meter betong på innsiden, for å tåle de enorme belastningene fra drivisen i området. Overbygningen er basert på den tidligere Hutton-innretningen fra britisk sektor. Intsok (Norwegian Oil and Gas Partners) anslår at omkring en fjerdedel av teknologien på innretningen er kjøpt fra Norge (Ramsdal, 2013).

Oljeeksport utføres i to steg. Først med skip til en flytende innretning i Kolabukten (Murmansk-fjorden), 1 100 km unna, deretter med supertanker. Isbryter brukes for assistanse. Produksjonsmålsettingen på 375 000 Sm<sup>3</sup> olje ble nådd i 2014. I 2015 ble det produsert over 800 000 tonn olje, omkring 950 000 Sm<sup>3</sup> (The Barents Observer, 2016).



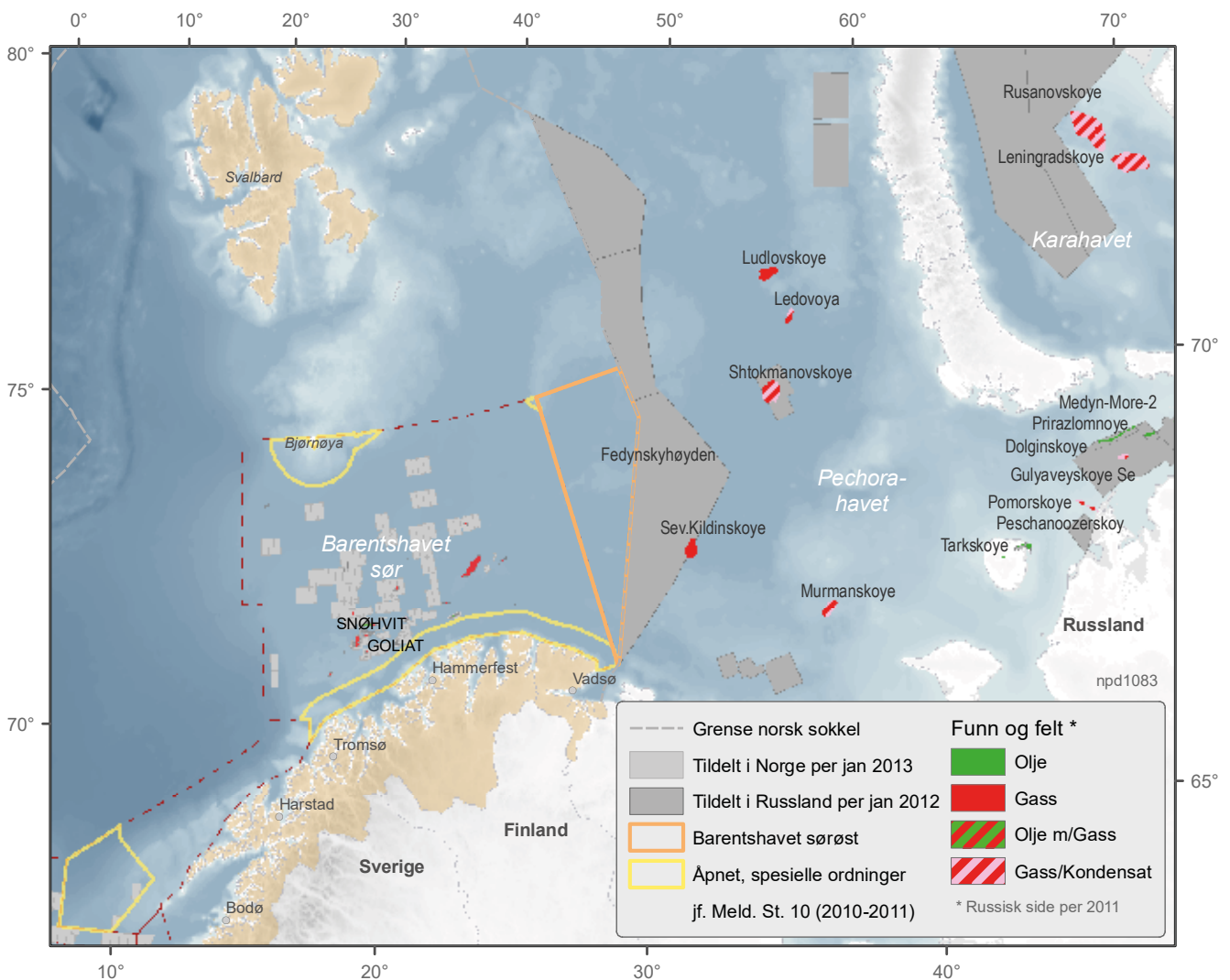
Figur 26. Prirazlomnoje-innretningen.

Letevirksomhet på Russisk side av grenselinjen mot Norge vises i Figur 27.

Etter avtale mellom Russland og Norge om delelinje i Barentshavet (ratifisert i 2011), ble tre utvinningstillatelser tildelt på russisk sektor til Rosneft i sommer 2012 (Figur 27). De to sørligste (Fedynsky og Central Barents) med ENI som rettighetshaver (33%) og den nordligste (Perseevsky) med Statoil (nå Equinor) som rettighetshaver (33%).

Siden tildeling, har leteaktivitet pågått i de tre utvinningstillatelser der både 2D og 3D seismikk er samlet inn.

Alle de tre russiske utvinningstillatelsene har boreforpliktelser. Fedynsky og Central Barents var planlagt boret innen 2019, men dette er nå utsatt til 2020-2021.



**Figur 27.** Kart over Barentshavet med lisenser pr. 2013 – merk de de tre store utvinningstillatelser som er tildelt på russisk sokkel i grense området mot Norge. Fra sør til nord kalles de for Fedynsky, Central Barents og Perseevsky. Kilde: St.meld. 36 (2012-2013).

## 4 Petroleumsvirksomhet i nord på norsk sokkel

I dette kapitlet vil ulike operasjonelle forhold for petroleumsvirksomhet i de norske nordområdene omtales, slik de er håndtert ved gjennomføring av letebrønner eller feltutbygginger. Det vil ikke være en utfyllende omtale av alle ulike forhold under hvert av prosjektene, men samlet sett gir de en oversikt over de mest relevante forholdene operatøren må forholde seg til og hvordan dette har blitt håndtert i forbindelse med konkrete operasjoner.

### 4.1 Oseanografiske forhold

Barentshavet dekker et område fra Norskehavet i vest til kysten av Novaja Zemlja i øst, og i sør fra kysten av Norge og Russland til ca. 80° N. Det omfatter et område som er nesten fire ganger så stort som Norges landareal. Området som er åpnet for petroleumsvirksomhet omtales ofte som Barentshavet sør, og er avgrenset ved 74°30' N. Figur 30 viser grensene for norsk kontinentalsokkel samt arealstatuskart for norsk petroleumsvirksomhet.

Golfstrømmen gjør at norsk del av Barentshavet har ingen eller lite havis, at havis bare vil kunne forekomme i deler av året, og at den er ettårig (jf. også kapittel 3.2). Det gjør at norsk del av Barentshavet skiller seg fra andre deler av Arktis som har langt mer utfordrende isforhold. Det er også store variasjoner i naturforholdene i Nordområdene, og for noen faktorer er norsk del av Barentshavet mindre utsatt enn f.eks. Norskehavet og Nordsjøen. Isutbredelsen i nord er ikke statisk – den varierer med årstidene og fra år til år. Det finnes flere typer is, hver med sin bestemte egenskap.

Isfjell er biter fra isbreer som brekker av og faller i havet. Denne isen inneholder ikke salt, og er derfor svært hard. Den største forekomsten av isfjell finner vi rundt øygruppen Frans Josef Land, nordøst for Svalbard. Her er det om lag 50 breer som jevnlig kalver, og isfjellene flyter deretter med strøm og vind sørover. Det er også isfjellproduksjon på øya Nordaustlandet, øst for Spitsbergen på Svalbard.

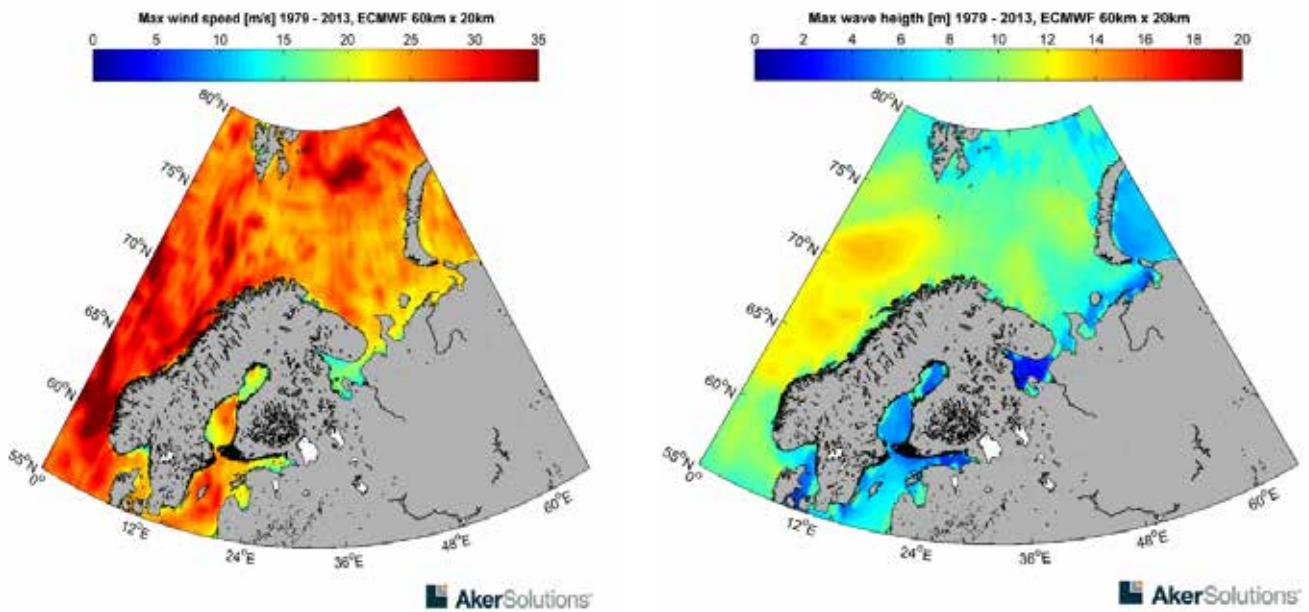
Isfjellene kan være flere millioner tonn når de brekker av breen, men de grunnstøter som regel og brekker i mindre biter som flyter sørover. Disse bitene har likevel et betydelig volum. Isfjellene som brekker av fra breene på Nordaustlandet, går ofte på grunn på Spitsbergenbanken. Bitene flyter sørover til Bjørnøya, hvor de møter havstrøm som sender dem rundt øya og nordover igjen. Det er observert isfjell så langt sør som til kysten av Finnmark i 1881, 1929 og 1939. I 2002 ble det observert isfjell utenfor Kola-halvøya i Russland som stammet fra Kong Karls Land. Industristandarden Norsok N-003 viser grovt både en 100-årsgrense og en 10 000-årsgrense i forhold til sannsynligheten for hvor langt sør et isfjell kan forventes å kollidere med en innretning. Den planlagte Johan Castberg-utbyggingen ligger for eksempel innenfor 10 000-årsgrensen for isfjell, og feltene Snøhvit og Goliat ligger tett opp til den samme grensen.

Når det gjelder vind- og bølgeforhold i Barentshavet, er ikke disse mer utfordrende enn andre steder på norsk kontinentalsokkel. Figur 28 viser maksimal vindhastighet og maksimal bølgehøyde fra 1979 til 2013 i norske havområder. Jo sterkere rødt jo sterkere vindhastighet.

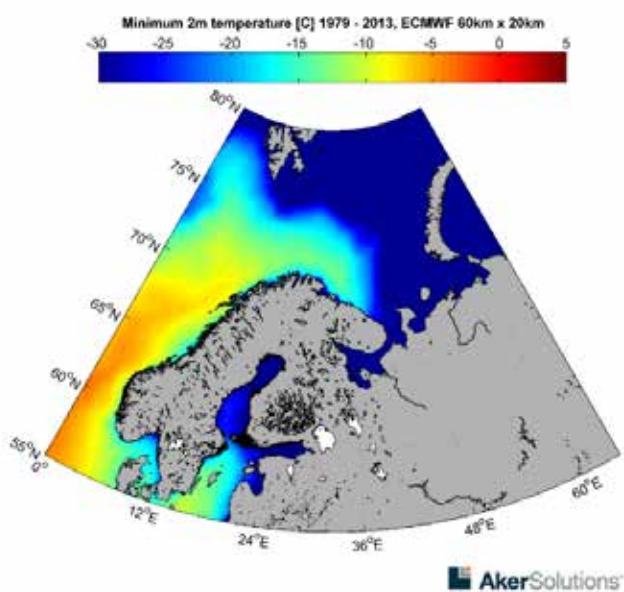
Bølgeforhold er i stor grad direkte relatert til vindforhold. Generelt er det lavere forekomst av store bølgehøyder i Barentshavet enn i Norskehavet (European Centre for Medium Range Weather Forecasts (ECMWF), 2011). Fargeskala mot rødt indikerer høyere registrert maksimal bølgehøyde.

Modelleringer av lufttemperaturer i Barentshavet sørøst viser lavere maksimums- og minimumsverdier enn i området rundt Goliat-feltet og avtagende temperatur nordover. For Snøhvit-feltet og Johan Castberg-utbyggingen er hundreårs minimumstemperaturer til sammenligning henholdsvis minus 17,5° C og minus 18° C (Iden, et al., 2012).

Figur 29 viser historiske minimumstemperaturer i norske havområder fra 1979 til 2013 målt i to meters høyde over havnivå. Sterkere blåfarge indikerer lavere lufttemperatur.



**Figur 28.** Vind- og bølgeforhold på norsk sokkel (Kilde: ECMWF ERA-Interim weather data prepared by Aker Solutions).



**Figur 29** viser historiske minimumstemperaturer i norske havområder fra 1979 til 2013 målt i to meters høyde over havnivå. Sterkere blåfarge indikerer lavere luft temperatur (Kilde: ECMWF ERA-Interim weather data prepared by Aker Solutions).

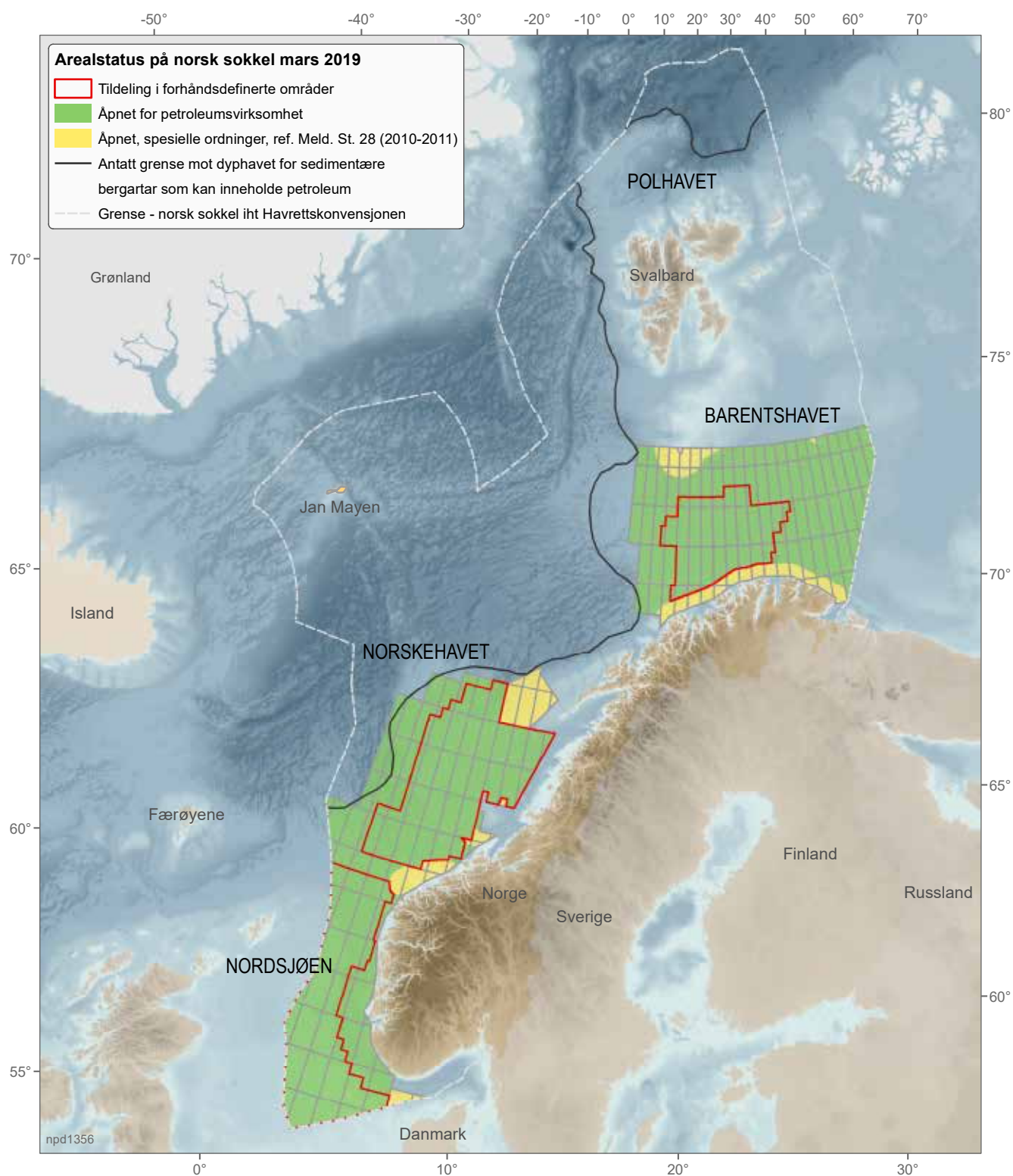
#### 4.2 Petroleumsvirksomhet i norsk del av Barentshavet

Per 01.04.2019 er det 77 utvinningstillatelser i Barentshavet (211 blokker/deler av blokker) og de dekker 49 000 km<sup>2</sup> (ODs Faktasider) (Figur 30 og 31).

Etter at overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011, startet arbeidet med en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i uåpnede områder i Barentshavet sørøst (Figur 27). Barentshavet sørøst er så langt det siste området som er åpnet for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel.

Frem til april 2019 er det påbegynt til sammen 200 brønner, hvorav 155 er letebrønner (avgrensingsbrønner og undersøkelsesbrønner) i Barentshavet. I perioden fra 1979 til 1990 ble det påbegynt 45 letebrønner, 1991 – 2000 12 letebrønner, 2001 – 2010 25 letebrønner og i perioden 2011 til april 2019 73 letebrønner. De 45 utvinningsbrønnene er boret i perioden fra 2004 til april 2019.

I juni 1979 ble de første blokkene nord for 62° N lyst ut (5. konsesjonsrunde). Det ble lyst ut seks blokker på Haltenbanken og 20 blokker på Tromsøflaket (Troms I). De første tildelingene i Barentshavet



**Figur 30.** Arealstatuskart. Kontinentalsokkelen er delt inn i kvadranter, som er geografiske områder definert ved geografiske koordinater.

skjedde i 1980, og første brønn ble boret samme år. I løpet av årene fra 1980 til april 2019 er det gjort 59 funn i Barentshavet. Det første funnet, 7120/8-1 Askeladd (i dag en del av Snøhvitfeltet), ble gjort i 1981, mens funnene 72207-1 (Skrugard) og 7220/8-1 (Havis) ble gjort i 2011. Disse er i dag en del av Johan Castberg utbyggingen. I 2018 ble 7220/5-3 (Skruis) påvist, et funn som vurderes innfaset til Johan Castberg). En kronologisk oversikt over en del viktige milepæler for petroleumsaktiviteten i Barentshavet er vist i Tabell 2 under.

År	Historikk i Barentshavet
1979	Begrenset område ble åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet (20 blokker på Tromsøflaket)
1980	Første undersøkelsesbrønn (7120/12-1), i Hammerfestbassenget
1981	Første funn (7120/8-1 Askeladd som nå er del av Snøhvit feltet)
1983	19 nye blokker ble åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet (Tromsøflaket)
1984	Snøhvit ble funnet
1985	70 nye blokker ble åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet
1986-1987	Strategiske blokker i Barentshavet ble lyst ut (som en del av stegvis utforskning av området)
1989	Størsteparten av Barentshavet sør åpnes for petroleumsvirksomhet (med unntak av Troms II)
1997	Barentshavprosjektet ble lansert med nye rammebetingelser for å øke interessen i Barentshavet
2000	Goliat ble funnet
2001	Petroleumsvirksomhet i Barentshavet sør stanset i påvente av utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet
2003	Petroleumsvirksomhet i Barentshavet sør gjenopptatt
2007	Produksjon startet på Snøhvit
2011	7220/7-1 (Skrugard) og 7220/8-1 (Havis) ble funnet. Disse er en del av Johan Castberg feltet
2013	7120/1-3 (Gotha) og 7324/8-1 (Wisting) ble funnet og Barentshavet sørøst ble åpnet for petroleumsvirksomhet
2014	7220/11-1 (Alta) og 7325/1-1 (Atlantis) ble funnet
2016	Goliat startet produksjon
2017	7219/12 – (Filicudi), 7219/9-2 (Kayak), 7324/4-1 (Gemini Nord) og 7435/12 -1 (Korpfjell)
2018	7220/5-3 (Skruis), 7221/12-1 og Plan for Utbygging og drift av Johan Castberg feltet ble godkjent. Avgrensingsbrønn og to måneders vellykket prøveproduksjon på Alta-funnet.

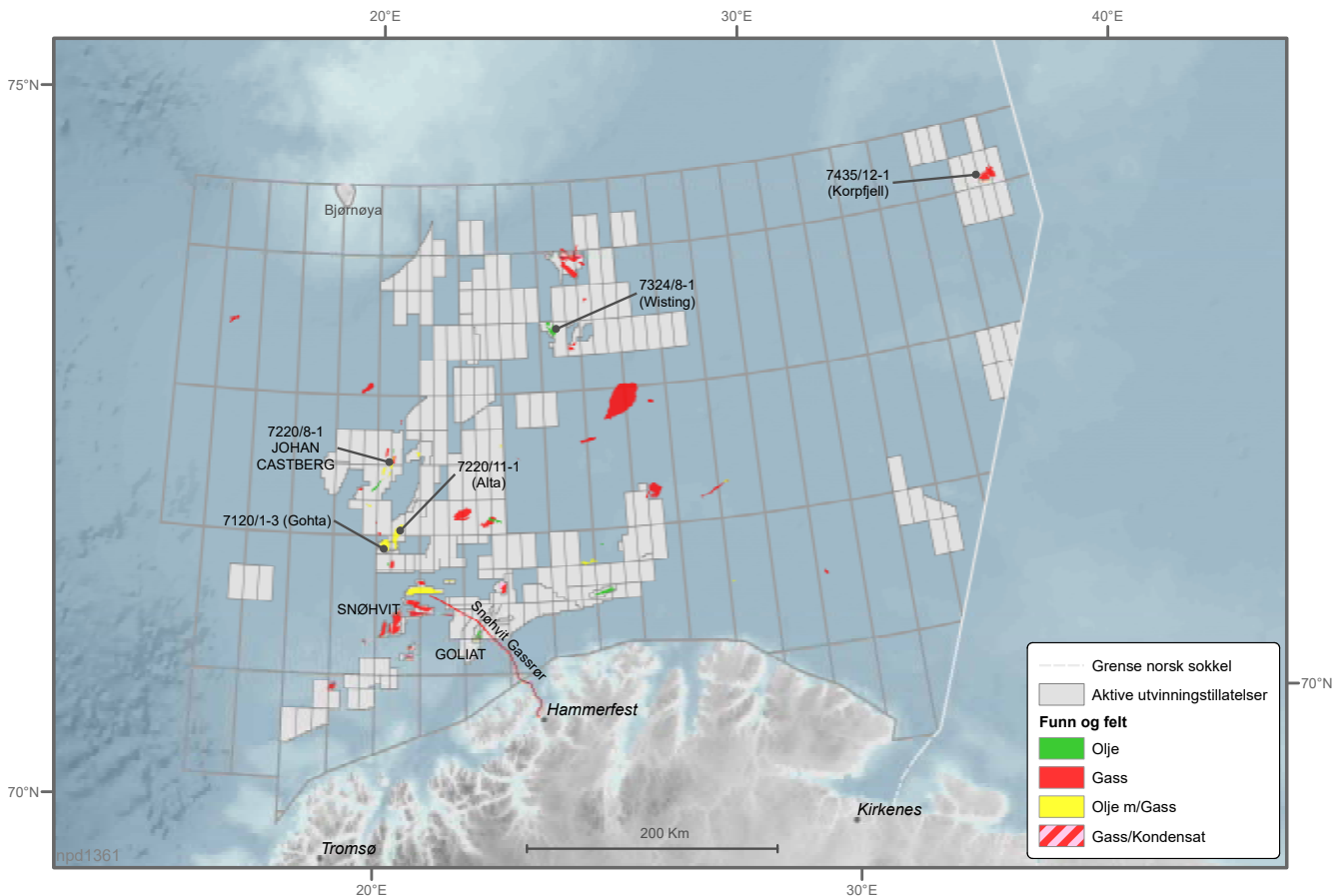
**Tabell 2.** Milepæler knyttet til petroleumsutviklingen i Barentshavet.

I Barentshavet ble det avsluttet 4 letebrønner i 2016, 3 undersøkelsesbrønner og 1 avgrensingsbrønn. I 2017 tok letevirksomheten seg opp, og det ble satt ny rekord med 17 avsluttede letebrønner. 5 av brønnene var avgrensingsbrønner. Det ble gjort til sammen 8 funn i 2016 og 2017. I 2018 ble det avsluttet 8 brønner, 6 undersøkelsesbrønner og 2 avgrensingsbrønner. Det ble gjort tre funn i Barentshavet i 2018. I 2019 er det så langt (mars) avsluttet 2 undersøkelsesbrønner. Tabell 3 under viser konsesjonstildelinger siden 21. konsesjonsrunde i Barentshavet.

Konsesjonsrunde	Antall utlyste blokker/deler av blokker	Nordsjøen	Norskehavet utlyste blokker/tildelt tillatelse	Barentshavet utlyste blokker/tildelt tillatelse	Antall nominerte blokker/deler av blokker	Antall selskaper søkt/tildelt
21. (2010)	94	0	43/14	51/14	307	37/29
22. (2012)	86	0	14/4	72/20	228	36/29
23. (2015)	57	0	3/0	54/10	160	40/13
24. (2017)	102	0	9/3	93/9	164	11/11

**Tabell 3.** Konsesjonstildelinger – nominerte, utlyste og tildelte blokker - siden 2010.





**Figur 31.** Del av Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Arealstatus pr. mars 2019, med aktive lisenser og felt / funn.

### 4.3 Strenge krav til petroleumsvirksomheten

I det følgende vil en del rammer knyttet til forvaltningen av petroleumsressursene bli belyst. Ved regulær drift, med tilhørende planlagte og forhåndsgodkjente utslipp og forbruk av kjemikalier, vurderes petroleumsvirksomhet å medføre kun små miljøkonsekvenser. Dette bekreftes også i rapport om samlet påvirkning og miljøkonsekvenser i Barentshavet fra Faglig Forum for Forvaltningsplaner; *'Påvirkninger av utslipp fra skipstrafikk og petroleumsvirksomhet ved normal drift er i dag, som i 2011, ubetydelige'* (Forvaltningsplaner, 2019).

For å unngå at risikoen øker, kan tiltak iverksettes for å redusere sannsynligheten for utslipp, eller de potensielle konsekvensene av utslipp. Regelverket for petroleumsvirksomhet setter krav til operatørene om å gjennomføre og bruke miljørisikoanalyser som grunnlag for styring av miljørisiko og for etablering av beredskap mot akutt forurensning. Miljørisiko

– det vil si risikoen for akutte utslipp som kan gi miljøskade - skal forhindres eller reduseres så langt det er mulig. Konsekvensene av et eventuelt utslipp vil hovedsakelig avhenge av utslippets omfang, type petroleum som slippes ut, samt hvor og når utslippet finner sted i forhold til verdifulle og sårbare områder og ressurser.

### Myndighetsamtykke før leting

Petroleumsvirksomheten i Norge skjer under strenge krav til helse, miljø og sikkerhet og ivaretagelse av det ytre miljø jf. petroleumsloven kapittel 9. (<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72>) Det tillegges stor vekt å sikre god sameksistens med andre næringer, jf. petroleumsloven § 10-1 annet ledd. Ingen petroleumsvirksomhet på norsk sokkel gjennomføres med mindre den kan utføres på en forsvarlig måte, jf. petroleumsloven § 10-1 første ledd. Det kreves samtykke/myndighetstillatelse for all aktivitet, inkludert leteboring, utbygging, driftsfasen og avslutningsfasen.

Utslippsøknad inkl. miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse. Forurensingsloven § 11, styringsforskriften § 25 og 26 og rammeforskriften § 11.	Miljødirektoratet (15 uker behandlingstid)
Boreprogram, styringsforskriften § 37. Samtykkesøknad, styringsforskriften § 25.	Petroleumstilsynet (9 ukers behandlingstid)
Boreprogram, registrering av brønn og brønnbaner samt søknad om boretillatelse. Ressursforskriften § 8.	Oljedirektoratet (2 ukers behandlingstid)
Samsvarsuttalelse for innretningen. Rammeforskriften § 25.	Petroleumstilsynet

**Tabell 4.** Søknader og dokumentasjon ved leteboring og behandlede etat.

All boring av letebrønner er hjemlet i en utvinnings-tillatelse. Før en letebrønn kan bores må det sendes inn dokumentasjon og nødvendige søknader til myndighetene (Tabell 4). Operatøren må bl.a. gjennomføre miljøutredninger og sende inn et boreprogram. Boreprogrammet er blant annet basert på miljørisiko- og beredskapsanalyser, herunder hensyn til gyteområder.

### Plan for utbygging og drift (PUD)

Dersom rettighetshaverne ønsker å bygge ut et felt, er de forpliktet til å gjøre dette på en forsvarlig måte. Før utbygging av en petroleumsforekomst må rettighetshaver utarbeide en plan for utbygging og drift (PUD). Ved utbygging av rørledninger og andre innretninger kan det også være aktuelt med en plan for anlegg og drift (PAD). Utarbeidelsen av PUD og PAD er regulert av petroleumsloven med tilhørende forskrifter.

Ved utbygging av petroleumsforekomster og anlegg av rørledninger mv er rettighetshaverne forpliktet til å gjennomføre en konsekvensutredningsprosess, det vil si å utarbeide og legge fram en konsekvensutredning, jf petroleumsforskriften § 21. Formålet med konsekvensutredninger er å redegjøre for virkningene av en utbygging eller et anlegg og drift av disse, på miljø, naturressurser og samfunn. Konsekvensutredningen skal sikre at disse virkningene blir tatt i betraktning under planleggingen av en utbygging eller et anlegg, og når det skal tas stilling til om og på hvilke vilkår godkjenning av PUD eller tillatelse til PAD skal gis.

### Boretidsbegrensninger og unntak for aktivitet i bestemte arealer

For å ytterligere redusere risiko for skade på miljøet i tidsrom hvor naturressursene kan være særlig

sårbar, for eksempel under gytevandring eller gytting, kan det settes vilkår om tidsbegrensninger på seismikkinnsamling og leteboring i oljeførende lag. Når en utvinningstillatelse tildeles i et gitt område inntas de vilkår som gjelder for dette området inn i utvinningstillatelsen.

### Funksjonelt regelverk sikrer god beredskap

Reguleringen av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel er utviklet av myndighetene i samarbeid med industrien, arbeidstakerorganisasjoner og forskningsinstitusjoner, og er basert på kunnskap og erfaring bygd opp over mange år. Formålet med en slik omfattende regulering er å sikre en forsvarlig petroleumsvirksomhet og ivareta hensynet til mennesker, miljøverdier og andre naturressurser i norske havområder, herunder å sikre god sameksistens mellom alle brukere av havet.

For å møte alle typer utfordringer uavhengig av naturgitte og operasjonelle forhold har myndighetene, i samarbeid med partene i arbeidslivet, utviklet et omfattende HMS-regelverk som stiller strenge krav til sikkerhet og styring av virksomheten. Regelverkets funksjonelle karakter innebærer at kravene til forsvarlighet blir strengere når virksomheten foregår i områder som tilsier strenge krav.

### Oljevernberedskap

Oljevern er tiltak for å hindre og begrense forurensningsskader ved utslipp av olje. Norsk regelverk for dimensjonering av oljevernberedskapen legger vekt på at sannsynligheten for og omfanget av skade på miljøet skal holdes på et lavt nivå og reduseres kontinuerlig innenfor rammen av operasjonelle muligheter, HMS og kostnader. Dette er innarbeidet i operatørens system for risikostyring.

Norge har i dag en samvirkemodell for oljevernberedskap der private, kommunale og statlige ressurser inngår. Kystverket skal sørge for beredskap mot større tilfeller av akutt forurensning som ikke er dekket av privat eller kommunal beredskap etter forurensningsloven §§ 40-44. Kystverket har som følge av dette ansvaret for drift og utvikling av Statens beredskap mot akutt forurensning. Kystverket har ansvar for at privat, kommunal og statlig beredskap samordnes i et nasjonalt beredskapssystem.

Ved hendelser i petroleumsvirksomheten iverksetter det ansvarlige operatørselskap avbøtende tiltak. Ved større utslipp vil operatørselskapet mobilisere Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO), som på vegne av operatørene ivaretar deres beredskap mot akutt forurensning og iverksetter skadebegrensende tiltak dersom en akutt forurensningssituasjon oppstår. NOFO disponerer omfattende oljevernressurser for å redusere miljøskade ved eventuelle oljeutslipp fra petroleumsvirksomheten.

#### 4.4 Aktivitet i Barentshavet

I dette avsnittet beskriver vi den nordligste brønnen som er boret på norsk sokkel. I tillegg omhandles felt som i dag produserer og utbygginger som pågår i Barentshavet. Til slutt vurderes aktuelle løsninger for utbyggingsprosjekter generelt.

##### 4.4.1 Letebrønn Korpfell (7435/12-1)

Den hittil nordligste brønnen som er boret på norsk sokkel, Korpfell, ble boret i 2017 og resulterte i et lite gassfunn. Korpfell er lokalisert i midtre del av Barentshavet, ca. 37 km fra grensen til Russland, ca. 415 km nordøst for fastlands-Norge og 500 km fra Bjørnøya (Figur 32).

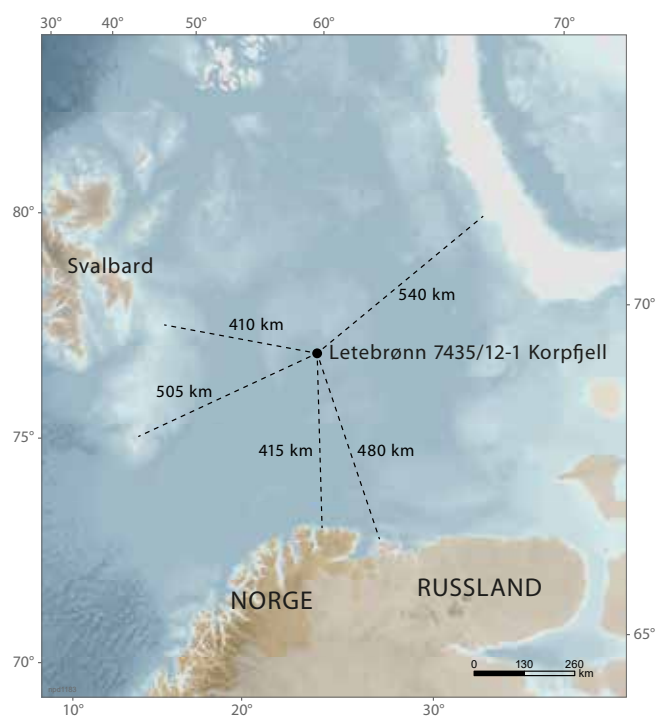
##### Sjøis

Som beskrevet over vil man ved utførelse av leteaktivitet gjennomføre denne på tider av året når sannsynligheten for is er minst. Boringen på Korpfell ble gjennomført på sensommeren da de værmessige og klimatiske forholdene er mest gunstige. Det ble gjennomført isovervåking i forkant og under boreoperasjonen og en ishåndteringsplan ble utarbeidet. Målsetningen med ishåndteringsplanen var å unngå forekomster av is i nærheten av boreoperasjonen.

Planen sikret et overvåkingssystem og prosedyrer for å oppdage is/isfjell i tide til å ta aksjon.

Det ble ikke forventet at olje fra et utslipp fra letebrønn Korpfell boret på sommerstid kunne treffe sjøis. En oljevernaksjon i is var derfor ikke et sannsynlig scenario.

Da Equinor (Statoil) sin borekampanje i Barentshavet 2017 ble avsluttet med boringen av Korpfell, lå nærmeste is langt over 1000 km (mer 1500 km) nord for lokasjonen.



Figur 32. Posisjon til letebrønn 7435/12-1 Korpfell (Kilde OD).

##### Logistikk

Store avstander til land har betydning for hvordan effektiv logistikk og god beredskap planlegges og inkluderes i konseptutformingen.

Helikoptertransport er vanlig til og fra petroleumsinnretninger, men i dag flyr helikoptrene i tilbringer-tjeneste på norsk sokkel maksimalt rundt 200 nautiske mil. Større avstander skaper utfordringer med hensyn til å sikre en robust beredskap. Dette er spesielt knyttet til eksterne redningsressurser som Search And Rescue (SAR) helikoptre, som vil kunne ha lengre flytid enn ved tilbringeroppdrag. Helikopteravstander

mellom 200-300 nm (370-550 km) er gjennomførbart i dag, men krever redusert passasjerantall for å gi ledig vektkapasitet til mer drivstoff.

<http://www.ptil.no/rapporter/category1267.html>.

Et alternativ til helikoptertransport er overføring av personell til og fra petroleumsinnretninger med fartøy. Denne måten å transportere og evakuere personell på kan være et alternativ når helikopter er utilgjengelig, for eksempel på grunn av værforhold og/eller avstand fra land.

### Kommunikasjon

Kommunikasjon og posisjonering basert på satellitt-teknologi videreutvikles og forbedres stadig. Denne problemstillingen har vært mest relevant for letevirksomhet. Ved utbygging med faste innretninger i nordområdene, kan kommunikasjonsbehovet løses ved å legge fiberkabler.

Beredskapsfartøyet på Korp fjell lokasjonen var utstyrt med oljedetekterende radar og IR-kamera, samt muligheter for nedlastning av bilder tatt fra fly eller helikopter. I tillegg kom tilgang på data fra satellittradar og prosessovervåking på boreriggen som tiltak for å eventuelt detektere akutt forurensning.

Med dagens tilgang til satellitter er kommunikasjon nord for 72. breddegrad fortsatt noe utfordrende og ustabil, spesielt i den østlige delen av norsk område i Barentshavet. Erfaringer så langt tyder likevel på akseptable forhold med dagens aktivitet nord til 73,5° N. Nord for 75. breddegrad er satellittkommunikasjon svært krevende og ved økt aktivitet i Nordområdene vil totalkapasiteten per satellitt begrense antall brukere som kan få tilfredsstillende datarater (KonKraft, 2016).

Samtidig med at selve satellitteknologien utvikles og blir mer avansert, foregår det også betydelig

FoU-aktivitet for å kunne tilby både bedre og nye tjenester. Ett eksempel på et slikt program er CIR-FA-prosjektet ved Universitetet i Tromsø. Dette er et 8-årig program startet opp i 2015 som skal fokusere på bedre/nye metoder spesielt for å kunne utnytte data for og i Nordområdene. En viktig målgruppe for dette programmet er olje- og gass industrien som også er involvert i programmet (KonKraft, 2016).

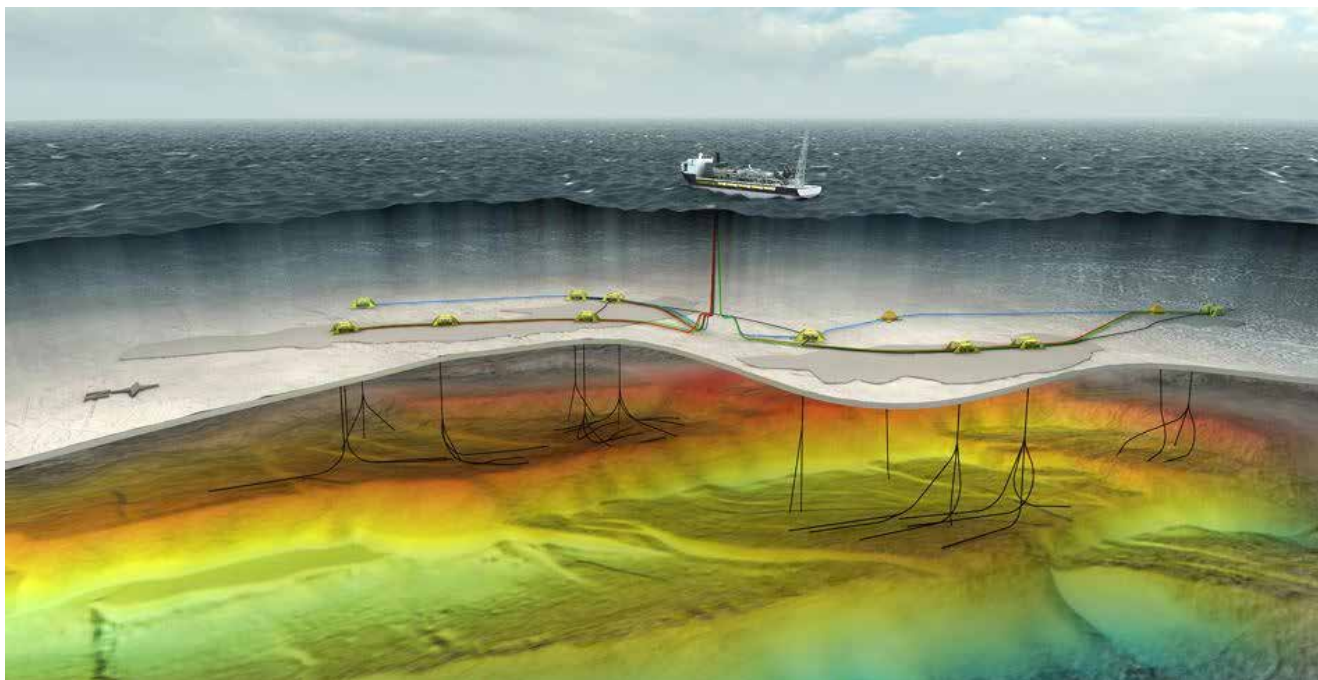
### Tåke

Boringen på Korp fjell i sommersesongen ble vurdert å innebære en relativt høy sannsynlighet for tåke. Tåke er et utstrakt fenomen i Barentshavet om sommeren. Den oppstår ofte når varm kontinental luft strømmer ut over det kalde havet; typiske vindretninger i Nord-Norge og Nordvest-Russland er da fra sør til øst. Det kan legge begrensninger på noen metoder for deteksjon og kartlegging/overvåking av et oljeutslipp, og dermed også effektiviteten av mekanisk opptak og kjemisk dispergering. Radar deteksjon påvirkes ikke av tåke. Siden forekomst av tåke kan forventes å føre til redusert effektivitet av en oljevernaksjon valgte operatøren Equinor (da Statoil) å legge til ett ytterligere NOFO system utover det beregnede systembehovet i barriere 1 og 2. <https://www.nof.no/planverk/forutsetninger/barrierer/>.

### 4.4.2 Utbygging av Johan Castberg-feltet

Det neste feltet som skal bygges ut i Barentshavet er Johan Castberg (om lag 90 millioner utvinnbare Sm<sup>3</sup> o.e.). Johan Castberg ligger i den sørvestlige delen av Barentshavet (Figur 31), om lag 240 km nord for Hammerfest og om lag 200 km sør for polarkodens virkeområde<sup>4</sup>. Feltet planlegges utbygget med havbunnsinstallasjoner knyttet til et flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) (Figur 33) med 10 bunnrammer. Forventet oppstart av produksjon fra feltet er i 2022.

<sup>4</sup> FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) har etablert polarkoden, et internasjonalt bindende tilleggskrav innen sikkerhet og miljø for skip som skal operere i Arktis og Antarktis.



**Figur 33.** Johan Castberg utbyggingen.

Ved oppstart blir Castberg-feltet verdens nordligste utbygging til havs. De operasjonelle utfordringene på Castberg-feltet er likevel ikke vesentlig annerledes enn lengre sør på norsk sokkel, med unntak av polare stormer og mulighet for drivende havis. Hensynet til disse er ivarettatt i utbyggingsløsningen.

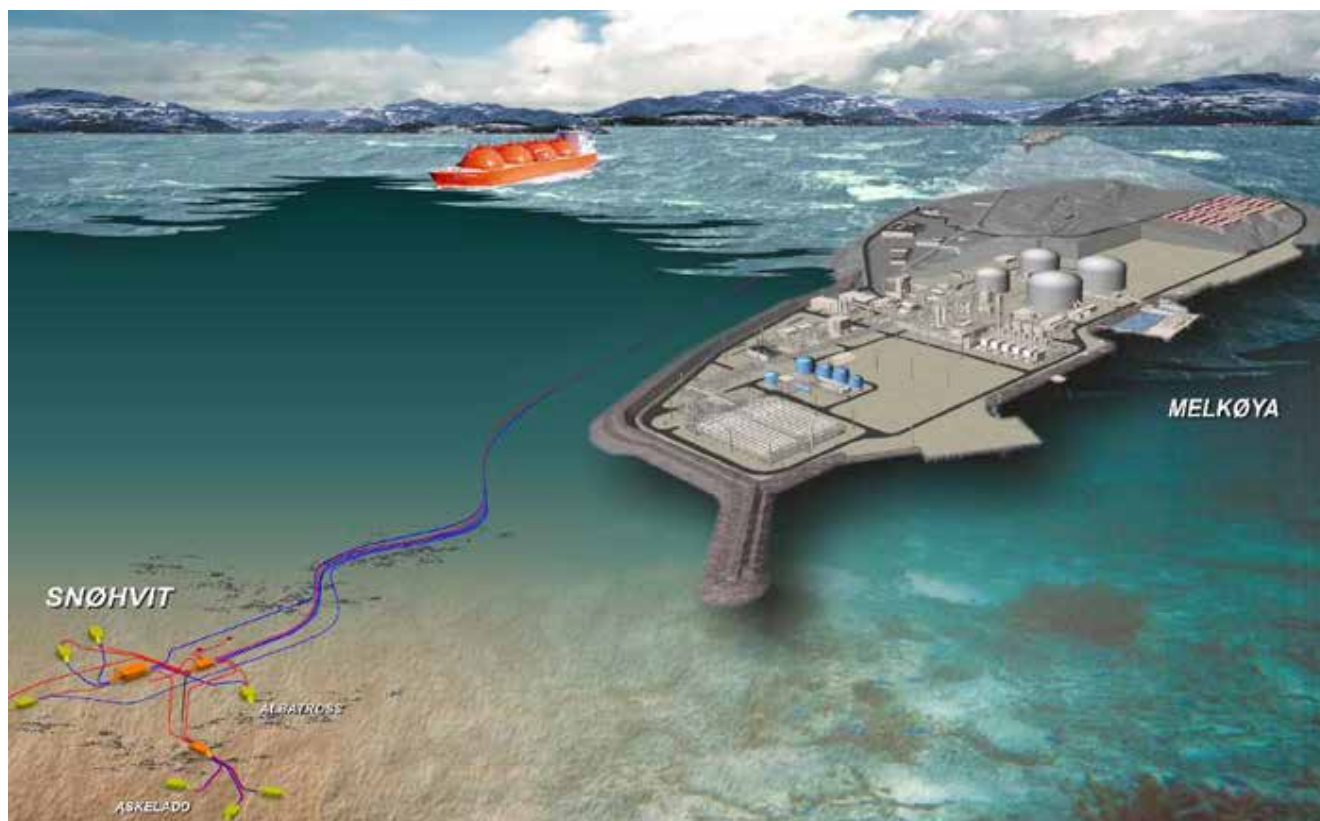
Omfattende datainnsamling og analyse av meteorologiske data og undersøkelser av havbunnen danner grunnlaget for rettighetshavernes valg av design og drifts- og beredskapsstrategi. Videre har erfaringsoverføring fra andre utbygginger langt nord, både nasjonalt og internasjonalt, og felt med lignende produksjonsskip blitt vektlagt.

Produksjonsskipets bærende konstruksjon og forankringssystem er designet for å kunne håndtere eventuell drivende havis. Statistisk er det estimert at dravis ved Castberg vil opptre en gang per 10.000 år. Det skal implementeres et overvåkingssystem der isforholdene overvåkes kontinuerlig. Dersom **dravis**

opptrer om lag 60 km nord for produksjonsskipet (73°N) og er varslet å bevege seg videre sørover, vil produksjon stanses og ikke gjenopptas før det igjen er tilstrekkelig avstand til dravisen.

Også i planlegging og dimensjonering av oljevernberedskapen er det tatt høyde for klimatiske forhold, og feltets plassering i et område langt fra land. For å møte responstiden vil det være tilgjengelige oljevernressurser om bord på et dedikert beredskapsfartøy på feltet.

Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) står for den operative delen av beredskapen. NOFO har utstyr på depot langs kysten og egne avtaler med fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. Operatøren planlegger å ha 15 fartøy fra NOFO for mekanisk oppsamling til å håndtere et eventuelt utslipp til havs. For å håndtere et eventuelt utslipp i kyst og strandsonen planlegger operatøren å ha fire fjordsystemer og fire kystsystemer fra NOFO.



Figur 34. Snøhvit feltet (Illustrasjon Nexans Supplies).

#### 4.4.3 Subseautbygging på Snøhvit-feltet

Snøhvit-feltet er i hovedsak et gassfelt og ligger i den sentrale delen av det som geologisk er definert som Hammerfestbassenget, om lag 140 km nordvest for Hammerfest (Figur 31). Snøhvit var den første feltutbyggingen i Barentshavet og startet produksjon i 2007. Snøhvit-feltet omfatter de tre funnene Snøhvit, Askeladd og Albatross. Forventede utvinnbare ressurser i Snøhvit er 224 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., og det er ventet at feltet kan produsere til etter 2040.

Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger installert på havbunnen (Figur 34). Brønnstrømmen fra Snøhvit transporteres i rørledninger til et prosessanlegg på Melkøya utenfor Hammerfest. Der blir gassen kjølt ned til flytende naturgass (liquefied natural gas – LNG). Samtidig skilles det ut CO<sub>2</sub> som sendes tilbake til feltet for reinjeksjon i formasjonene. Fra Melkøya transporteres den flytende gassen med spesialbygde skip til globale mottakerterminaler. Havbunnsutbygginger er en type utbygging som er bortimot upåvirket av is eller værforhold, og derfor er ikke håndtering av havis omtalt ytterligere her. Brønnboring og andre operasjoner som krever skip

eller rigger kan foregå i perioder som er klimatisk eller værmessig gunstige.

#### 4.4.4 Goliat-feltet

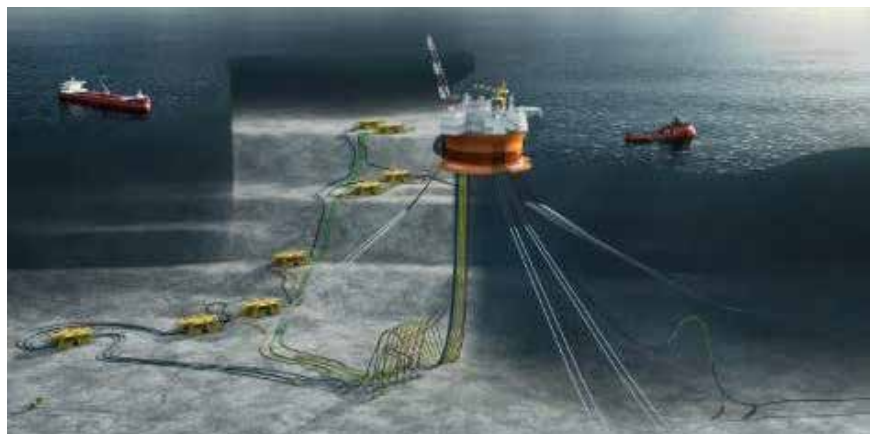
Goliat er i hovedsak et oljefelt og ligger i den sørvestlige delen av Barentshavet, om lag 85 km nordvest for Hammerfest og 50 kilometer sørøst for Snøhvit-feltet (Figur 31). Goliat er det første oljefeltet som er bygget ut i Barentshavet og produksjonen startet i 2016. Feltet er bygget ut med havbunnsinnretninger knyttet til en sirkulær, flytende produksjons- og lagringsinnretning (FPSO, se figur 35) og er den første flytende innretningen i Barentshavet. Forventede utvinnbare ressurser i Goliat er 31 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., og det er ventet at feltet kan produsere i minst 15 år. Levetiden kan forlenges hvis det blir gjort nye funn i området.

Sevan Marine AS har utviklet en flytende plattform som har en sylindrisk struktur. Det sylindrerformede skroget er spesielt egnet i drivende is, ettersom det vil møte isen med samme form i alle retninger. Konseptet er konstruert for å fungere både i røft åpent farvann med høye bølger og i dravis. Plattformen

med åtte havbunnsrammer er spesielt designet og konstruert for drift i Barentshavet. Den er vinterisert og konstruert for å tåle en 10 000 års storm. Ny teknologi er utviklet på en rekke områder i forbindelse med utbyggingen, både for å redusere risiko for personell og miljø, men også for å kunne håndtere eventuelle beredskapssituasjoner. Videre har strukturen tilstrekkelig kapasitet til å tåle belastning fra is og snø. Tiltakene er gjennomført på bakgrunn av en systematisk tilnærming for å sikre at funksjonaliteten i systemene om bord opprettholdes under alle klimatiske forhold.

Utbyggingen av Goliat-feltet har bidratt til å styrke beredskapen i Nordområdene, og utbyggingen er tilpasset utfordringer med kulde og mørke. Det benyttes ulike metoder for rask deteksjon og overvåking av eventuelle utslipp fra feltet, blant annet (jf. figur 36):

- Satellitt
- Fly og helikopter (SAR, SLAR, IR<sup>5</sup>)
- Installasjon (radar, IR<sup>6</sup>)
- Beredskapsfartøy (radar, IR, AIS-bøyer<sup>7</sup>)
- ROV på beredskapsfartøy
- Sensorer på bunnrammene
- Landbaserte installasjoner (HF-radar<sup>8</sup>)



**Figur 35.** Goliat feltet – bilde av plattformen til venstre og en skisse med FPSO'en og de åtte havbunnsrammene.



**Figur 36.** Goliat-feltet og sensorer (Eni Norge, 2010). Sensorer og radarsystemer samt infrarøde deteksjonssystemer er til hjelp for oljevernberedskap i kulde og mørke.

<sup>5</sup>Search and rescue (SAR) Side-Looking Airborne Radar (SLAR)

<sup>6</sup>Infrarøde stråler(IR)

<sup>7</sup>Automatisk Identifikasjonssystem (AIS)

<sup>8</sup>High Frequency (HF)

I forbindelse med Goliat-prosjektet har et flerårig samarbeid mellom operatør Vår Energi (tidl. Eni Norge), partner Equinor (tidl. Statoil), NOFO og Fiskarlaget Nord ført til at det er bygd opp en ny og permanent beredskapsorganisasjon, bestående av lokale fiskebåteiere fra Finnmark. Fiskebåtenes hovedoppgave vil være å slepe utstyr som samler og lagrer olje, i tillegg til å kunne bli benyttet til transport av utstyr. Det er effektivt og lønnsomt for både oljenæring, fiskerinæring og samfunnet for øvrig å benytte fiskeflåten og fiskernes kompetanse om arbeid i rom sjø, og om lokale vær- og strømforhold.

#### 4.4.5 Aktuelle løsninger for petroleumsvirksomhet i nord i norske havområder

Erfaringene fra leting og feltutbygging i Barentshavet de siste 40 år, illustrer hvordan teknologi og løsninger er tilpasset lokale forhold. Gjennomgangen av aktivitet i andre land viser at det også er fullt mulig å ha forsvarlig petroleumsvirksomhet i områder med vesentlig mer krevende klimatiske forhold enn på norsk sokkel. Generelt vil målet for enhver feltutbygging være å velge den teknologiske løsningen som maksimerer verdiskapingen fra ressursene på en sikker og trygg måte gjennom både utbyggings- og driftsfasen. For petroleumsvirksomheten i nordområdene, er teknologiske og operasjonelle erfaringer og løsninger fra internasjonal virksomhet av stor betydning, og utgjør et viktig bidrag til den kunnskapsbasen som petroleumsvirksomheten i Norge kan bygge videre på.

Som vi har sett, er det store variasjoner i naturforholdene i nordområdene, og for noen faktorer er norsk del av Barentshavet mindre utsatt enn andre deler av norsk sokkel i Norskehavet og Nordsjøen. Golfstrømmen gjør at de norske områdene i Barentshavet har ingen eller lite havis, at havis bare vil kunne forekomme i deler av året, og at den er ettårig. Ved utbygging og drift av petroleumsforekomster må det i disse områdene imidlertid tas i bruk tekniske løsninger og etableres ishåndteringssystemer som ivaretar behov for sikkerhet og størst mulig grad av regularitet for aktiviteten gjennom alle årstider. En fast innretning må kunne tåle islast (ising og isoppbygging på innretninger) og påvirkning fra sammen-

støt med små isfjell og drivis. Flytende innretninger må i tillegg tåle bevegelse i islagte farvann.

Ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet kan vind og lave temperaturer generelt medføre ising. Det er to typer ising som forekommer. Den ene er is som dannes på grunn av sjøsprøyt dannet av bølger og vind. Den andre er atmosfærisk ising som kommer av nedbør eller rim. Den første vil ha størst betydning for fartøyer og lave innretninger, mens atmosfærisk ising vil bidra mest på høye konstruksjoner. Ising kan påvirke behovet for vektkapasitet. Oppbygging av is kan redusere stabilitet og manøvreringsevne. Snø vil også i perioder kunne bidra til et betydelig vekt påslag for strukturen.

Ising og snø kan redusere funksjonalitet for instrumenter og annet utstyr og ved utforming og drift av instrumentering på innretningen må det tas hensyn til dette. Det er også viktig å forhindre at lave temperaturer i seg selv gjør at utstyr slutter å virke. Dette må ivaretas ved valg av instrumenter, værbeskyttelse og oppvarming for å unngå ising.

Letevirksomheten er enklere å tilpasse til et tidsvindu der de værmessige og klimatiske forholdene er mest gunstige. Tekniske utfordringer ved datainn-samling og letevirksomhet i områder med arktisk klima har først og fremst vært å tilpasse fartøy og boreinnretninger til forholdene, samt å overvåke isforhold og ha gode planer og prosedyrer for ishåndtering. Sentralt er god overvåkning og effektive varslingsystemer, samt egnet konstruksjon på innretninger og støttefartøyer.

Alternativt kan en benytte flyttbare innretninger og tekniske løsninger som tillater frakobling fra stigerør m. v. dersom situasjonen gjør det nødvendig å forlate lokasjonen.

Industrien har tradisjon for å samarbeide om felles løsninger. *Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC)* er et industrisamarbeid for å forberede leteoperasjoner i Barentshavet. BaSECs siktemål har vært å koordinere operatører og komme med anbefalinger om tiltak som kan danne grunnlag for sikker og



effektiv letevirksomhet i Barentshavet. Resultater fra arbeidet i BaSEC finnes på vedlagte nettside <https://www.norskoljeoggass.no/naringspolitikk/basec/>

BaSEC II er en videreføring av BaSEC I og det er i dag 14 selskaper som deltar. Foreløpig er det planlagt åtte forskjellige samarbeidsgrupper innen hhv beredskap, miljø og oljeutslipp, helse og arbeidsmiljø, logistikk, «met-Ocean» og is, operasjoner, samfunnskontakt og sikring.

Det er også under planlegging et prosjekt som vil fokusere på operasjonelt samarbeide for felt som er i drift eller under planlegging for utbygging (BaSOP). Dette arbeidet er enda ikke formalisert. Dette prosjektet har mye til felles med BaSEC, men det består kun av operatører som har felt i drift, under utbygging eller utredning for utvikling. BaSOP vil spesielt fokusere på operasjonelt samarbeide innen logistikk, beredskap, bruk av fiberkabel, strøm fra land og produsert vann.

## 5 Konklusjon

De totale uoppdagede ressursene på norsk sokkel er estimert til 4 milliarder Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter. Over halvparten av disse ressursene ligger i Barentshavet. Basert på dagens kunnskap er det antatt at det er her potensialet er størst for å gjøre store funn. Nordområdene kan derfor på sikt komme til å spille en viktig rolle for å tilføre nye ressurser og opprettholde produksjonen fra norsk sokkel.

Seismiske datainnsamlinger og leteboringer er sentrale aktiviteter i letefasen for å påvise petroleumsforkomster. Seismisk datainnsamling og leteboringer er blitt gjennomført under arktiske forhold i mange år. De tekniske utfordringene kan løses med tilfredsstillende isovervåking, samt boreinnretninger og støttefartøy som er tilpasset forholdene.

I letefasen kan man velge å gjennomføre aktiviteter i sesongen preget av milde temperaturer og lyse perioder. For utbygging og drift vil en mer permanent tilstedeværelse være påkrevet, med de endrede utfordringer det innebærer. Generelt vil målet for enhver feltutbygging være å velge den teknologiske løsningen som på en sikker måte maksimerer verdiskapingen fra ressursene. Historien viser at det er benyttet ulike teknologiske løsninger ulike steder i verden, avhengig av naturforholdene på stedet.

Petroleumsvirksomhet i nordområdene innebærer utfordrende logistikkoperasjoner. Ivaretagelse av logistikkfunksjoner er grunnleggende for forsvarlig gjennomføring av alle faser av virksomheten. Dette

gjelder ikke minst for funksjoner knyttet til HMS og beredskapsløsninger for oljevern. Det vil i større grad enn ellers på norsk sokkel være behov for at aktørene finner felles løsninger og inngår operasjonelt samarbeid.

Det er store variasjoner i naturforholdene i nordområdene, og for noen faktorer er norsk del av Barentshavet mindre utsatt enn f.eks. Norskehavet og Nordsjøen. Golfstrømmen gjør at de norske områdene i Barentshavet har ingen eller lite havis, at havis bare vil kunne forekomme i deler av året, og at den er ettårig. Ved utbygging og drift av petroleumsforkomster må det i disse områdene tas i bruk tekniske løsninger og etableres ishåndteringssystemer som ivaretar behov for sikkerhet og som i størst mulig grad sørger for regularitet for aktiviteten gjennom hele året. En fast innretning må kunne tåle islast, herunder eventuelle sammenstøt med isfjell.

En videreutvikling av ressursene i nordområdene fordrer at myndigheter, sammen med industri og forskningsinstitusjoner, bidrar til videre teknolog utvikling. Erfaring med gode løsninger fra andre internasjonale områder, kan også brukes ved planlegging av nye prosjekter på norsk sokkel. Ved å benytte kunnskap fra mange års erfaringer med operasjoner i islagte farvann, og prinsippet med stegvis utbyggingen av norsk kontinentalsokkel, burde det ligge til rette for at Norge kan fortsette sin gode og kunnskapsbaserte forvaltning av naturressursene og verdiskapning for samfunnet.

## 6 Referanser

- AlbertaOilMagazine. (2015). Canada Arctic Reservoirs.
- Arctic Marine Environment Working Group . (2014). *Arctic Offshore Oil and Gas Guidelines: Systems Safety Management and Safety Culture - Avoiding Major Disasters in Arctic Offshore Oil and Gas Operations*. Arktisk Råd.
- Arctic News. (2012, september 12). *Storm enters Arctic region*. Hentet fra arctic-news.blogspot.no: <http://arctic-news.blogspot.no/2012/09/storm-enters-arctic-region.html>
- Arctic Response Technology. (2015). *Spill Response in the Arctic Offshore*. Arctic Response Technology: Arctic Response Technology.
- Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP). (2010). *Assessment 2007: Oil and Gas Activities in the Arctic - Effects and Potential Effects, Volume 1*. Oslo: Arctic Monitoring and Assessment Programme.
- Bakke, T., Klungsøyr, J., & Sanni, S. (2012). *Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning*. Oslo: Norges forskningsråd.
- Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC). (2016). *Fysisk Miljø i Barentshavet sørøst*. Stavanger: Norsk Olje og Gass.
- BarentsWatch. (2015, 11 11). barentswatch.no. Hentet fra Dette er polare lavtrykk: <http://www.npolar.no/no/fakta/iskantsonen.html>
- Bjerkemo, O., & Bruns, P. (2015). Summary: *Guide to Oil Spill Response in snow and Ice Conditions in the Arctic*. Tromsø: Arctic Council.
- BP. (2016, 05 27). Alaska. Hentet fra [www.bp.com](http://www.bp.com/en_us/bp-us/where-we-operate/bp-in-alaska.html): [http://www.bp.com/en\\_us/bp-us/where-we-operate/bp-in-alaska.html](http://www.bp.com/en_us/bp-us/where-we-operate/bp-in-alaska.html)
- Callow, L., & Salmo Consulting Inc. (2012). *Oil and Gas Exploration & Development Activity Forecast - Canadian Beaufort Sea 2012-2027*. Beaufort Regional Environmental Assessment, Aboriginal Affairs and Northern Development Canada.
- Canada-Newfoundland&Labrador Offshore Petroleum Board (CNLOPB). (2016, 05 27). *Producing projects*. Hentet fra [www.cnlopb.ca](http://www.cnlopb.ca/offshore/): <http://www.cnlopb.ca/offshore/>
- Canadian Association of Petroleum Producers. (2015). *Newfoundland & Labrador*. Hentet fra capp.ca: <http://www.capp.ca/canadaIndustry/industryAcrossCanada/Pages/NewfoundlandLabrador.aspx>
- Canadian Coast Guard. (2013, 06 24). *Government of Canada*. Hentet fra Ice and Weather Environment: <http://www.ccg-gcc.gc.ca/e0010735>
- Canadian Coast Guard, Atlantic Region. (2016, 03 3). Iceberg Towing.
- ConocoPhillips Canada. (2013). *conocophillips.ca*. Hentet fra Exploration and Development: <http://www.conocophillips.ca/our-operations/canadian-arctic/Pages/exploration-and-development.aspx>
- Dalløkken, P. E., & Andersen, I. (2015, februar 16). *I dag flyr helikopterne maksimalt 200 nautiske mil. Nå skal oljeselskapene lete 243 nautiske mil fra land*. Hentet fra TU.no: <http://www.tu.no/petroleum/2015/02/16/i-dag-flyr-helikoptrene-maksimalt-200-nautiske-mil-na-skal-oljeselskapene-lete-243-nautiske-mil-fra-land>
- Danmarks Meteorologiske Institutt. (2014). *fordeling*. Hentet fra dmi.dk: <http://www.dmi.dk/laer-om/temaer/hav/havis-og-arktis/is-leksikon/forekomst-af-drivis/fordeling>
- Departementene. (2017). *Nordområdestrategien - mellom geopolitikk og samfunnsutvikling*.
- DNV GL. (2009). *Barents 2020 - Assessment of international standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea*. Oslo: DNV GL.
- DNV GL. (2015). *Technology challenges for year-round oil and gas production at 74N in the Barents Sea*. Oslo: OG21.
- Enforcement, A. B. (u.d.).
- Eni Norge. (2010, mai). *Oljevernberedskap for Goliat*. Hentet fra oljevern.no: <http://www.oljevern.no/no/video/?nr=10>
- ENI Norge og Statoil. (2011, 02 09). *Fiskebåteiere i permanent beredskapsorganisasjon*. Hentet fra [www.oljevern.no](http://www.oljevern.no): <http://www.oljevern.no/no/page/?nr=33>

- European Centre for Medium Range Weather Forecasts (ECMRWF). (2011). *The ERA-Interim archive Version 2.0*. United Kingdom: European Centre for Medium Range Weather Forecasts.
- Evers, K., Spring, W., Foulkes, J., Kuehnlein, W., & Jochmann, P. (2001). Ice Model Testing of an Exploration Platform for shallow Waters in the North Caspian Sea. *Proceedings of the 16th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, (ss. 255-264, Vol.1). Ottawa, Canada.
- Faglig Forum for forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten. (2010). *Det faglige grunnlaget for oppdatering av forvaltningsplan for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. Bergen: Havforskningsinstituttet.
- Finnmarks Fylkeskommune. (2015). *Etablering av et offentlig arktisk kompetanse- og treningssenter innen beredskap, sikkerhet og krisehåndtering*.
- Forvaltningsplaner, F. F. (2019). *Samlet påvirkning og miljøkonsekvenser*.
- Government of Greenland. (2014). *Exploration wells in Greenland*. Hentet fra govmin.gl: <http://www.govmin.gl/petroleum/exploration-wells>
- Havforskningsinstituttet. (2003, mai). *imr.no*. Hentet fra Identifisering av særlig verdifulle områder i Lofoten - Barentshavet: <https://www.imr.no/filarkiv/2003/12/FWZSSIAPLHSHEF.pdf/nb-no>
- Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt. (2002, nummer 6). *Miljø- og ressursbeskrivelse av området Lofoten - Barentshavet*. Hentet fra Fisken og havet: [http://www.imr.no/filarkiv/2003/12/Nr.6-2002\\_Miljo-\\_og\\_ressursbeskrivelse\\_av\\_Barentshavet.pdf/nb-no](http://www.imr.no/filarkiv/2003/12/Nr.6-2002_Miljo-_og_ressursbeskrivelse_av_Barentshavet.pdf/nb-no)
- Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt. (2003, Mai). *Identifisering av særlig verdifulle områder i Lofoten-Barentshavet*. Hentet fra Norsk Polarinstitutt: <http://www.npolar.no/npcms/export/sites/np/no/arktisk/barentshavet/forvaltningsplan/filer/yp.pdf>
- Heggehøyen, T. A. (2015, januar 6). *Seige materialer for Arktis*. Hentet fra sintef.no: <http://www.sintef.no/forskningsaktuelt/sintef-materialer-og-kjemi/seige-materialer-for-arktisk/>
- Iden, K. A., Reistad, M., Aarnes, O. J., Gangstø, R., Noer, G., & Hughes, N. E. (2012, august 6). *Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktforhold mv. - "Barentshavet SØ"*. Hentet fra Metrologisk institutt: [http://met.no/filestore/Met\\_no\\_report\\_11\\_2012.pdf](http://met.no/filestore/Met_no_report_11_2012.pdf)
- INTOSK. (2015). *Russian - Norwegian Oil & Gas industry cooperation in the High North. Summary report*. Stavanger: INTSOK.
- IRIS og UiS. (2011). *Technology and Operational Challenges for the High North*. Stavanger: Petroleums-tilsynet.
- Johannessen, K. (2012). *Doctoral thesis NTNU - Ice management in Arctic offshore operations and field developments*. Trondheim: NTNU.
- Klima- og miljødepartementet. (1981, 3 16). *Lov om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven)*. Hentet fra lovdata.no: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>
- Klima- og miljødepartementet. (2006). *St. meld 8 (2005-2006) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)*. Oslo: Klima- og miljødepartementet.
- Klima- og miljødepartementet. (2009). *St. meld 37 (2008-2009) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet*. Oslo: Klima- og miljødepartementet.
- Klima- og miljødepartementet. (2011). *Meld. St 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. Oslo: Klima- og miljødepartementet.
- Klima- og miljødepartementet. (2016, 05 27). *Meld. St. 20 (2014-2015) Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten*. Hentet fra [www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no): <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-20-2014-2015/id2408321/?-q=iskant&ch=2>
- KonKraft. (2016, 05 27). *Nordover - norsk sokkel i endring*. KonKraft. Hentet fra [www.norskoljeoggass.no](http://www.norskoljeoggass.no): <https://www.norskoljeoggass.no/Global/2016%20dokumenter/Nordover.pdf>
- Kruise-Meyer, R., Rusten, M., Braathen, M., Sætre, C., Medukhanova, D., Pickard, L., & Aspholm, O. (2012). *Miljørisikoanalyse for Barentshavaet sørøst*. Oslo: DNV.

- Kvaerner. (2016, 05 27). Innovating proven technology. *Concrete... safe, robust, ice resistant, large payload capacity, maintenance free.*
- Kvammen, Y. K. (2014). *Polar low trajectories in the Nordic Seas 1999-2013: a statistical analysis using kernel density methods.* Tromsø: UiT Norges arktiske universitet.
- Lovdata. (2016, februar 5). *Lov om petroleumsvirksomhet.* Hentet fra [https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72#KAPITTEL\\_4](https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72#KAPITTEL_4)
- Marine Exchange of Alaska. (2016, februar 5). *mxak.org.* Hentet fra Osprey platform in Cook Inlet: <http://www.mxak.org/community/osprey/ospinfo.html>
- McClintock, J., McKenna, R., & Woodworth-Lynas, C. (2007). *Grand Banks Iceberg Management. PERD/CHC Report 20-84.* Ottawa: National Reserach Council Canada.
- Meteorologisk institutt. (2012). *Vær, is og andre fysiske utfordringer ved Barentshavet sørøst.* Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Miljødirektoratet. (2016, 05 27). *Havisutbredelse i Barentshavet.* Hentet fra [www.miljostatus.no](http://www.miljostatus.no/tema/hav-og-kyst/barentshavet/miljotilstanden-i-barentshavet/havklima/isutbredelse-i-barentshavet/isutbredelse-i-barentshavet/): <http://www.miljostatus.no/tema/hav-og-kyst/barentshavet/miljotilstanden-i-barentshavet/havklima/isutbredelse-i-barentshavet/isutbredelse-i-barentshavet/>
- Miljøstatus.no. (2014, 12 03). *miljostatus.no.* Hentet fra Klima i Arktis: <http://www.miljostatus.no/Tema/Klima/Klimaendringer-i-Arktis/#A>
- Noble Denton. (2005). *Pack ice management on the southern Grand Banks offshore Newfoundland, Canada.* National Research Council of Canada (NRC).
- NOFO. (2014, september). *Oljevern 2015.* Hentet fra [nofo.no](http://www.nofo.no): <http://www.nofo.no/Teknologiutvikling/Oljevern-2015/Generell-info/>
- Norsk olje og gass. (2014). *HMS-utfordringer i nordområdene.* Stavanger: Norsk olje og gass.
- Norsk Polarinstitutt. (2015, 04 28). *npolar.no.* Hentet fra Iskantsonen: <http://www.npolar.no/no/fakta/iskantsonen.html>
- Norsk Standard. (2017, februar). *standard.no.* Hentet fra Statoil: Sprøtt stål ved 60 minus: <https://www.standard.no/standardisering/suksesshistorier/suksesshistorie-statoil1>
- Oljedirektoratet 2017. *Geologisk vurdering av Petroleumsressurser i østlige deler av Barentshavet Nord 2017.*
- Oljedirektoratet 2017. *Ressursrapport 2018. petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel 2018 – Leting.*
- Olje- og energidepartementet. (2003). *Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten - Barentshavet.* Sammendragsrapport. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2004). *St. meld 38 (2003-2004) Om Petroleumsvirksomheten.* Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2012, oktober 17). Hentet fra Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst - konsekvensutredning etter petroleumsloven.: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer/barentshavet\\_s/barentshavet/undermapper/barentshavet\\_rapport\\_v9.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/barentshavet_s/barentshavet/undermapper/barentshavet_rapport_v9.pdf)
- Olje- og energidepartementet. (2012). *Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i havområdene ved Jan Mayen. Konsekvensutredning etter petroleumsloven.* Oslo: Olje- og Energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2013). *Meld. St. 36 (2012-2013) Nye muligheter for Nord-Norge - åpning av Barentshavet sørøst for petroleumsvirksomhet.* Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Olje- og energidepartementet. (2013). *Meld. St. 41 (2012-2013) Tilleggsmelding til Meld. St. 36.* Hentet fra [www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no): <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb40e7c084de4e738fa4b9c73b8e3159/no/pdfs/stm201220130041000dddpdfs.pdf>
- Olje- og energidepartementet. (2015, april 24 ). *regjeringen.no.* Hentet fra Sverdrup PUD og status norsk sokkel Prop. 114S (2014-2015): <https://www.regjeringen.no/contentassets/e1f5d579c055416faa771bd21a236b53/no/pdfs/prp201420150114000dddpdfs.pdf>
- Oljedirektoratet. (2018). *Ressursrapport 2018.* Stavanger: Oljedirektoratet.
- Petroleumstilsynet. (2013, januar 29). *ptil.no.* Hentet fra Prinsipper for barrierestyling i petroleumsvirksomheten: <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Prinsipper%20for%20barrierestyling%20i%20petroleumsvirksomheten.pdf>

- Petroleumstilsynet. (2015, 11 30). *ptil.no*. Hentet fra Tåke, polare lavtrykk og meteorologi i Barentshavet:  
<http://www.ptil.no/nord/taake-polare-lavtrykk-og-meteorologi-i-barentshavet-article11714-1209.html>
- Petroleumstilsynet. (2016, februar 5). *Is*. Hentet fra [www.ptil.no](http://www.ptil.no):  
<http://www.ptil.no/fakta-naturgitte-forhold/is-article10410-1134.html>
- Petroleumstilsynet. (2016, 05 27). *Kulde*. Hentet fra [www.ptil.no](http://www.ptil.no):  
<http://www.ptil.no/fakta-naturgitte-forhold/kulde-article10408-1134.html>
- Petroleumstilsynet. (2016, 05 27). *Regelverk*. Hentet fra [www.ptil.no](http://www.ptil.no):  
<http://www.ptil.no/regelverk/category696.html>
- Proactima. (2015, 05 27). *Overview of measures specifically designed to prevent oil pollution in the Arctic marine environment from offshore petroleum activities*. Stavanger: Petroleumstilsynet. Hentet fra [www.ptil.no](http://www.ptil.no):  
<http://www.ptil.no/nord/forebygging-av-utslipp-i-arktis-article11722-1209.html>
- Provincial Aerospace. (2010). *Ice management*. Hentet fra [provinciaaerospace.com](http://www.provinciaaerospace.com):  
<http://www.provinciaaerospace.com/SurveillanceSpecialists/IceManagementGroup/IceManagement/>
- Quillfeldt, C. H. (2018). *Miljøverdier og sårbarehet i iskantsonen*. Norsk Polarinstitutt.
- Qvale, P. (2014, desember 29). *Her gjorde man verdens nordligste oljefunn i 2014*. Hentet fra [TU.no](http://www.tu.no):  
<http://www.tu.no/petroleum/2014/12/29/her-gjorde-man-verdens-nordligste-oljefunn-i-2014>
- Ramsdal, R. (2013, oktober 23). *Kunstig øy i Arktis spekket med norsk teknologi*. Hentet fra [TU.no](http://www.tu.no):  
<http://www.tu.no/petroleum/olje/2013/10/23/kunstig-oy-i-arktis-spekket-med-norsk-teknologi>
- Rosneft. (2014, februar 5). *rosneft.com*. Hentet fra Implementation of the Exploration drilling Program in 2014 as part of Rosneft and ExxonMobil joint project on Arctic Oil and Natural Gas Exploration on the Kara Sea shelf:  
[http://www.rosneft.com/exxonmobil/shelf\\_Kara\\_sea/](http://www.rosneft.com/exxonmobil/shelf_Kara_sea/)
- Ryashin, V. (2014). *Russian Offshore Market Overview: Barents Pechora and Kara Sea, Sakhalin, Caspian and Black Sea*.
- Schlumberger. (2011, Volume 22 Number 4). *Oilfield Review Winter 2010/2011*. Hentet fra [www.slb.com](http://www.slb.com):  
[http://www.slb.com/~/\\_media/Files/resources/oilfield\\_review/ors10/win10/composite.pdf](http://www.slb.com/~/_media/Files/resources/oilfield_review/ors10/win10/composite.pdf)
- Shtokman. (u.d.). [Shtokman.ru/en/project/about/offshore](http://www.shtokman.ru/en/project/about/offshore).
- SINTEF. (2015). *Kartlegging av is- og snøforekomst i Barentshavet, inkludert risikovurderinger relatert til petroleumsvirksomhet*. Stavanger: Petroleumstilsynet.
- SINTEF. (2016, 05 27). *Seige materialer for Arktis*. Hentet fra [www.sintef.no](http://www.sintef.no):  
<http://www.sintef.no/siste-nytt/seige-materialer-for-arktis/>
- Solheim, J.-E., Falk-Petersen, S., & Humlum, O. (2016, 01 15). *geoforskning.no*. Hentet fra Iskanten i Barentshavet - Kan en svakere sol de neste tiårene føre til at iskanten i Barentshavet vandrer sørover?:  
<http://www.geoforskning.no/nyheter/klimatekno/1117-iskanten-i-barentshavet>
- Statoil. (2016, september). *Statoil.com*. Hentet fra PL 532 Johan Castberg Forslag til program for konsekvensutredning:  
<https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/impact-assessment/Statoil-PL532-forslag-program-konsekvensutredning-johan-castberg.pdf>
- Statoil. (2017, januar 5). *Miljødirektoratet.no*. Hentet fra Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for boring av letebrønnene 7317/9-1 (Koigne Central), 7325/4-1 (Gemini Nord) og 7435/12-1 (Korpfjell):  
<http://www.miljodirektoratet.no/no/Horinger/Petroleum/Statoil-soker-om-boring-av-Gemini-Nord-Korpfjell-og-Koigen-Central-201611320/>
- Statoil. (2017, februar 3). *Statoil.com*. Hentet fra Where we are:  
<https://www.statoil.com/en/where-we-are/canada.html>
- Store norske leksikon. (2009, april). *snl.no*. Hentet fra Polarfront:  
<https://snl.no/polarfront>
- Suncor. (2016, 05 27). *Terra Nova*. Hentet fra [www.suncor.com](http://www.suncor.com):  
<http://www.suncor.com/about-us/exploration-and-production/east-coast-canada/terra-nova>

Suncor. (2016). *Terra Nova*. Hentet fra [suncor.com](http://www.suncor.com):

<http://www.suncor.com/about-us/exploration-and-production/east-coast-canada/terra-nova>

Tangen, H. (2014, 3 24). *norog.no*. Hentet fra Klimatiske forhold - betydning for beredskap. Polare lavtrykk, tåke, sikt, temperaturer, mørke, ising, isutbredelse, drivis:

<https://www.norskoljeoggass.no/Global/HMS-utfordringer%20i%20nordomr%C3%A5dene/Seminar%205%20-%20Beredskap/Resyme%2001%20-%20Tangen%20-%20Klimatiske%20forhold.pdf>

The Barents Observer. (2016, 02 16). *Arctic offshore oil more than doubled*. Hentet fra [www.thebarentsobserver.com](http://www.thebarentsobserver.com):

[http://thebarentsobserver.com/industry/2016/02/arctic-offshore-oil-more-doubled?utm\\_content=bufferf0396&utm\\_medium=social&utm\\_source=twitter.com&utm\\_campaign=buffer](http://thebarentsobserver.com/industry/2016/02/arctic-offshore-oil-more-doubled?utm_content=bufferf0396&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer)

The Canadian Encyclopedia . (2015, March 04). *thecanadianencyclopedia.ca*. Hentet fra Beaufort Sea:

<http://www.thecanadianencyclopedia.ca/en/article/beaufort-sea/>

The National Petroleum Council. (2014, Desember 18). *The National Petroleum Council*. Hentet fra Arctic Research Study - Status update for National Petroleum Council:

[http://www.npc.org/AR\\_presentation-2014-12-18.pdf](http://www.npc.org/AR_presentation-2014-12-18.pdf)

The National Petroleum Council. (2015). *Arctic Potential: Realizing the Promise of U.S. Arctic Oil and Gas Resources*. Washington D.C.: The National Petroleum Council.

Ulvestad, L. L. (2014, januar 3). *Ser på mulighetene for å frakte oljearbeidere til Nordsjøen på skip*. Hentet fra TU.no:

<http://www.tu.no/petroleum/2014/01/03/ser-pa-mulighetene-for-a-frakte-oljearbeidere-til-nordsjoen-pa-skip>

Utenriksdepartementet. (2008). *Regjeringens nordområdestrategi*. Oslo: Utenriksdepartementet .