

## Notat om erfaringer fra operasjoner i områder med is

Norsk olje og gass viser til invitasjon fra Klima- og miljøministeren 28. mai 2019, om å komme med innspill til meldingsprosessen for videre bearbeidelse av faggrunnlag for revisjon av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. I dette notatet redegjøres det for aktuelle løsninger for håndtering av helårs operasjoner i områder hvor det kan forekomme is.

### Innledning

Oljedirektoratets rapport «Petroleumsvirksomhet i nordområdene»<sup>1</sup> gir en oversikt over historikk for olje- og gassutvinning i nordlige områder globalt, og beskriver utfordringer og løsninger for virksomheten i nordlige deler av norsk sokkel. Norsk olje og gass har også gjennomført et eget prosjekt «HMS i Nordområdene» som adresserer aktuelle utfordringer knyttet til operasjoner i nord<sup>2</sup>.

I dette notatet oppsummeres erfaringer fra operasjoner i områder med is, og de løsninger som er skissert i ODs rapport vil bli konkretisert nærmere. Hensikten er å oppsummere den erfaring og kunnskap som foreligger i dag, slik at dette kan bringes inn som en del av beslutningsunderlaget for det videre arbeidet med oppdatering av Forvaltningsplanen.

### Naturforhold og forekomst av havis i Barentshavet

Det er store variasjoner i naturforholdene på norsk kontinentalsokkel 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 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. Dynamikken i isutbredelse med tilhørende økosystem er utførlig beskrevet i fagrapporten «Miljøverdier og sårbarhet i iskantsonen»<sup>3</sup>.

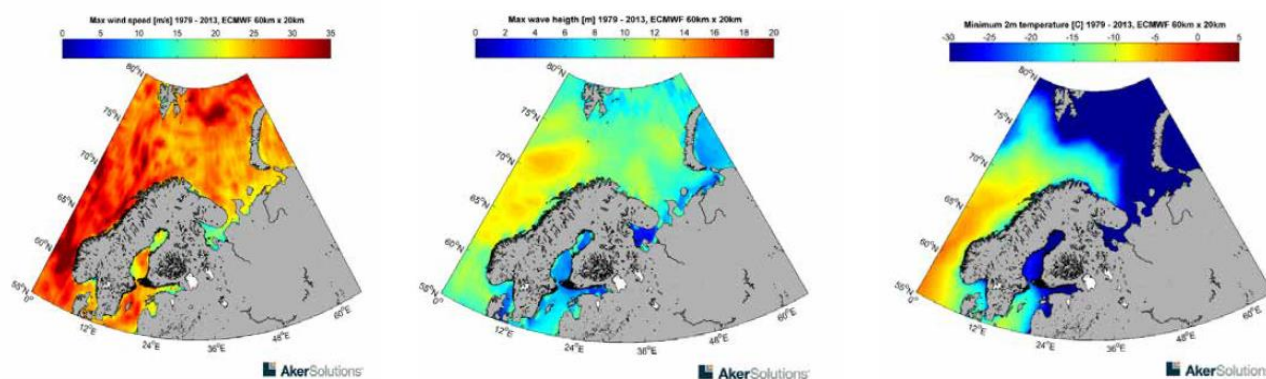
Når det gjelder vind- og bølgeførhold i Barentshavet, er ikke disse mer utfordrende enn andre steder på norsk kontinentalsokkel. Figur 1 viser maksimal vindhastighet og maksimal bølgehøyde fra 1979 til 2013 i norske havområder. Jo sterkere rødt jo sterkere vindhastighet. Bølgeførhold er i stor grad direkte relatert til vindforhold. Generelt er det lavere forekomst av store bølgehøyder i Barentshavet enn i Norskehavet. Fargeskala mot rødt indikerer høyere registrert maksimal bølgehøyde.

<sup>1</sup> Oljedirektoratet; «Petroleumsvirksomhet i nordområdene», 02.04.2019, Rapport nr OD-15-17.

<sup>2</sup> Norsk olje og gass, «HMS i Nord», 2014: <https://www.norskoljeoggass.no/drift/hms-i-nordomradene/>

<sup>3</sup> Von Quillfeldt et al (2018) Miljøverdier og sårbarhet i iskantsonen, Norsk Polarinstitutt.

Modelleringer av lufttemperaturer i Barentshavet sørøst (figur 1) 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.



Figur 1: Vind-, bølge-, og temperaturforhold på norsk sokkel (kilde: ECMWF ERA-interim weather data bearbeidet av Aker Solutions)

## Datinnnsamling og letevirksomhet

Innsamling av seismiske data og boring av letebrønner er kortvarige operasjoner med fleksibilitet til å kunne legges til en tid av året hvor det er minst sannsynlighet for forekomst av is.

I ODs rapport vises det til at tekniske utfordringer ved datinnnsamling og letevirksomhet i områder med arktisk klima først og fremst har 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. De viktigste tiltakene er god overvåkning og effektive varslingssystemer for is, samt egnet konstruksjon på innretninger og støttefartøyer.

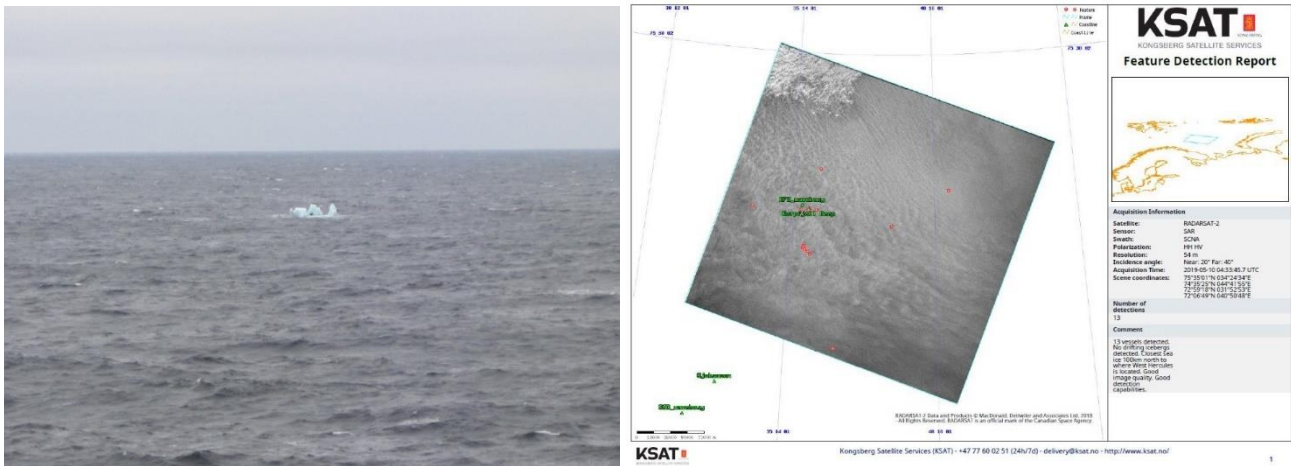
Det er gjennomført mange leteboringer i Barentshavet, med Korpffjell-brønnen som den hittil nordligste. Ved planlegging av letebrønner i dette området har selskapene samarbeidet om felles datagrunnlag gjennom prosjektet BASEC<sup>4</sup>. I dette samarbeidet inngikk:

- Utarbeidelse av datagrunnlag for beskrivelse av det fysiske miljøet (meteorologiske, og oseanografiske forhold, samt isforhold)
- Felles tilnærming til miljørisikoanalyser og dimensjonering av oljevernberedskap på tvers av operatørene
- Felles tilnærming til beredskap og logistikk
- Felles standarder når det gjaldt helse- og arbeidsmiljøforhold
- Standardisering av vinteriserings-krav for borerigger

Ved boring av brønnen Korpffjell Deep (2019), fikk man testet ut de operasjonelle begrensningene som er satt i forhold til avstand til observert is. I henhold til myndighetskrav er det satt begrensning til aktivitet dersom is (40% isdekke) observeres nærmere enn 50 km fra lokasjon. Operatørens ishåndteringsplan satte i tillegg krav til at operasjonen skulle stanses dersom is (større enn 10% isdekke) kunne observeres i en avstand nærmere enn 12 timers drivtid fra riggen. Drivtid benyttes som avgrensning når riggen er dynamisk posisjonert, og er en enda strengere avgrensning enn myndighetskravet. Når boreriggen var på

<sup>4</sup> BASEC: Barents Sea Exploration Collaboration, <https://www.norskoljeoggass.no/naringspolitikk/basec/>

vei mot lokasjon, ble det observert is i en avstand av ca 60 km fra lokasjon (se figur 2). Det ble igangsatt isovervåkning, og dersom isen hadde fortsatt å drive mot lokasjon, hadde man besluttet å utsette oppstart for boringen inntil isen hadde trukket seg lengre nordover. Isen trakk seg imidlertid tilbake før riggen ankom lokasjon, og operasjonen kunne derfor gjennomføres som planlagt. Denne erfaringen viser at de operasjonelle begrensningene som er satt, er fullt ut håndterbare.



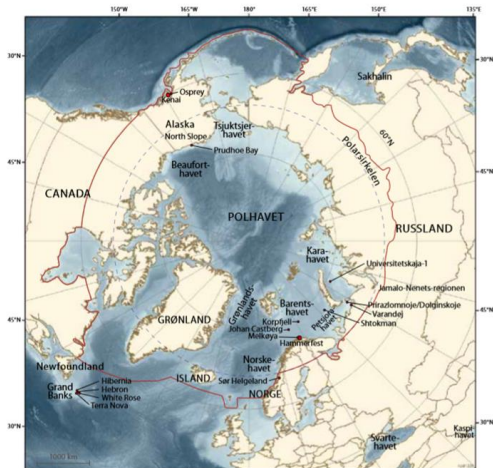
Figur 2: Observert is i forbindelse med leteboring – Korpffjell Deep (2019)

## Feltutbygginger

ODs rapport oppsummerer også status for feltutbygging under arktiske forhold. Målet for enhver feltutbygging har vært, og 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 is-forsterkede bunnfaste betonginnretninger også benyttet på dypere vann. I dette området er det også benyttet undervannsløsninger med havbunnsrammer og flytende produksjons-, lagrings- og lasteinnetning (FPSO) på overflaten. Denne løsningen tillater at overflateinnretningene kobles fra og forflyttes dersom isforholdene skulle gjøre det nødvendig.

Figur 3 viser en oversikt over isforhold i ulike områder, og kompleksitet i forhold til helårs operasjon i de samme områdene. Det gis også eksempler på installasjoner i de ulike kategoriene. De allerede åpnete områdene av Barentshavet kommer i den øverste kategorien, «Isfritt, men forekomst av is kan ikke utelukkes». For disse områdene er teknologiske løsninger for helårs drift kjent. Når det gjelder behov for teknologiutvikling for områder med mer is, så er dette som tidligere nevnt, en funksjon av havdyp. For kystnære, grunne områder med is er teknologien kjent, mens for områder med større havdyp er det behov for mer teknologiutvikling for å kunne operere året rundt.



- Operasjoner i is-utsatte områder har foregått i mange tiår, offshore produksjon siden 1960-tallet
- Aktiviteten i Barentshavet har størst likhet med andre deler av norsk sokkel

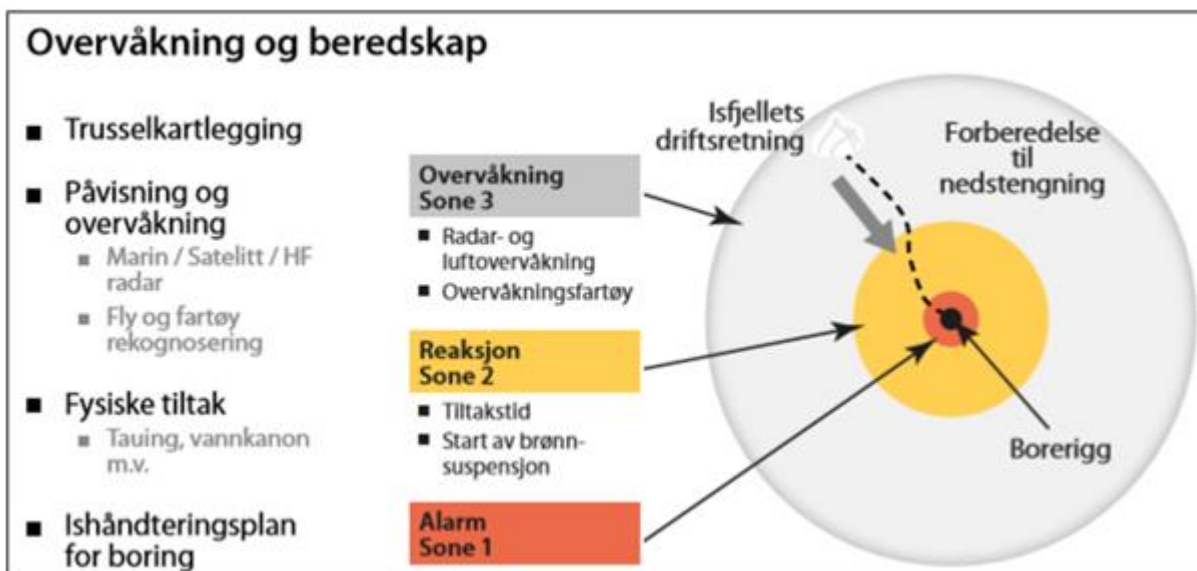
Isfritt, men forekomst kan ikke kan utelukkes	• Barentshavet sør		
For det meste isfritt	• Barentshavet nord <sup>1)</sup> • Newfoundland <sup>1)</sup>		
Alle typer isforhold ved kysten	Nært land i store deler av området	Kjent teknologi: kunstige øyer, stål- og betongkonstruksjoner, brønner fra land	
Åpent hav mer enn 2mnd i året	• Okhotskhavet • Petsjorahavet • Labrador-sjøen • Tjuktjerhavet • Beauforthavet • Karahavet sør		
Åpent hav mindre enn 2mnd i året	Dypt vann i Beauforthavet og deler av Polhavet	Leting og utbygging vil være mulig, men krever teknologiforbedringer	
Stort sett isdekket, hyppig forekomst av flersårsis og isfjell	Nordøst-Grønland og dypt vann i deler av Polhavet	Leting og utbygging er ikke mulig uten teknologitvikling eller ny teknologi	

<sup>1)</sup> Isforholdene varierer innen og mellom områdene – offshore Newfoundland dominert av isfjell

5 | Document Title      \*) Modifisert fra «Petroleumsvirksomhet i nordområdene», OD 02.04.2019

Figur 3: Oversikt over petroleumsvirksomhet i områder med mulig is-eksponering.

Erfaringer fra ishåndtering andre steder enn på norsk sokkel gir viktig kunnskap. Offshore Newfoundland på øst-kysten av Canada er et område som har både sjøis og isfjell, primært i perioden mars til juni. Første leteboring ble gjennomført i 1971, og første felt med helårs produksjon startet i 1997 (Hibernia). Beredskapstiltak er i hovedsak rettet mot isfjell som vanligvis forekommer hvert år i dette området. Rutiner for håndtering av denne risikoen er vist i figur 4.



Figur 4: Rutiner for overvåkning og beredskap knyttet til forekomst av isfjell offshore Newfoundland

De samme prinsippene, med sone 1, sone 2, og sone 3 beredskapstiltak er i bruk på norsk sokkel, og la grunnlaget for ishåndteringsplanen for boreoperasjon på Korpfjell Deep letebrønn i 2019.

I Barentshavet er det boret mer enn 150 letebrønner, og i løpet av årene 1980 til 2019 er det gjort 59 funn.<sup>5</sup> I 2007 ble produksjonen fra Snøhvit-feltet startet opp, og i 2016 startet Goliat-feltet opp. Den neste

<sup>5</sup> Oljedirektoratet; «Petroleumsvirksomhet i nordområdene», 02.04.2019, Rapport nr OD-15-17.

store feltutbyggingen i Barentshavet er Johan Castberg. Deretter følger en mulig utbygging av Wisting. I det følgende er det gitt en oversikt over utfordringer og løsninger for feltutbygging. Tilslutt er det gitt en grundigere beskrivelse av oljeverntiltak i forbindelse med mulig forekomst av is.

#### *Snøhvit*

Snøhvit-feltet er i hovedsak et gassfelt, og var den første feltutbyggingen i Barentshavet med produksjonsstart i 2007. Feltet er bygd ut med havbunnsinnretninger installert på havbunnen. Brønnstrømmen transporteres i rørledninger ca 140 km til et prosessanlegg på Melkøya utenfor Hammerfest. Havbunnsutbygginger er en type utbygging som er bortimot upåvirket av is eller værforhold, og derfor er ikke håndtering av havis noe som krever spesielle tiltak her. Brønnboring og andre operasjoner som krever skip eller rigger kan foregå i perioder som er klimatisk eller værmessig gunstige.

#### *Goliat*

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) og er den første flytende innretningen i Barentshavet. 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.

#### *Johan Castberg*

Ved oppstart i 2022 blir Castberg-feltet verdens nordligste utbygging til havs. Johan Castberg ligger i den sørvestlige delen av Barentshavet, om lag 240 km nord for Hammerfest. Feltet planlegges utbygget med havbunnsinstallasjoner knyttet til et flytende produksjons- og lagerskip (FPSO) med 10 bunnrammer. De operasjonelle utfordringene på dette feltet er likevel ikke vesentlig annerledes enn lengre sør på norsk sokkel, med unntak av polare lavtrykk og mulighet for drivende havis. Hensynet til disse utfordringene er ivaretatt i utbyggingsløsningen og operasjonsfilosofien. 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 opptre om lag 60 km nord for produksjonsskipet (73°N) og varslet er at isen beveger seg videre sørover, vil produksjon stanses og ikke gjenopptas før det igjen er tilstrekkelig avstand til dravisen.

#### *Framtidige utbygginger*

Det skjer kontinuerlig en teknologiutvikling for å gjøre utvinning av olje og gass sikrere, mer miljøvennlig, og mer kostnadseffektivt. Teknologiske og operasjonelle erfaringer fra norsk sokkel og fra internasjonal virksomhet er av stor betydning, og teknologi som er utviklet for andre geografiske områder vil i mange tilfeller også være anvendbare i nord.

I forhold til mulig forekomst av is er det imidlertid klart at en fast innretning må kunne tåle islast, herunder eventuelle sammenstøt med isfjell. Alternativt kan en benytte flyttbare innretninger og tekniske løsninger som tillater frakopling fra stigerør dersom situasjonen gjør det nødvendig å forlate lokasjonen. Ubemannede undervannsutbygginger eliminerer mange av de tekniske utfordringene en har i forhold til is på overflaten, men er enda i en utviklingsfase.

## Løsninger for beredskap og oljeværn

Utbyggingen av Goliat-feltet, som det første oljefeltet i Barentshavet, satte en standard for beredskapsløsninger tilpasset operasjoner i kulde og mørke. Etableringen av denne beredskapen har også bidratt til å styrke beredskapen i Nordområdene generelt.

Det benyttes ulike metoder for rask deteksjon og overvåkning av eventuelle utslipp fra feltet (figur 5), blant annet:

- Satellitt
- Fly og helikopter (Search and Rescue (SAR), Side-Looking Airborne Radar (SLAR), Infrarøde stråler (IR))
- Installasjon (radar, Infrarøde stråler (IR))
- Beredskapsfartøy (radar, Infrarøde stråler (IR), Automatisk Identifikasjons-System (AIS)-bøyer)
- ROV (fjernoperert undervannsfartøy) på beredskapsfartøy
- Sensorer på bunnrammene
- Landbaserte installasjoner (High Frequency (HF)-radar)



Figur 5: Goliat-feltet og sensorer (Vår Energi 2010)

Et samarbeid mellom Vår Energi, Equinor, NOFO og Fiskarlaget Nord har 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 på arbeid i rom sjø, og om lokale vær- og strømforhold.

Operatørene vil i Barentshavet, som ellers på sokkelen, benytte NOFO (Norsk Oljeværnsforening for Operatørselskap) for operativ koordinering og gjennomføring av beredskapen. NOFO administrerer og vedlikeholder en oljeværnsberedskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy.

For å sikre operasjonell kapabilitet innenfor oljeværn er det gjennomført flere studier og tester/øvelser. Gjennom BASEC-samarbeidet ble det i 2015 gjennomført testing av oljeværnutstyr i is<sup>6</sup>. Øvelsen ble gjennomført i området rundt Svalbard, men på grunn av for høye temperaturer i øvelsesperioden fikk man ikke testet ut antakelser om begrensninger knyttet til lave temperaturer. Hovedkonklusjonen etter øvelsen er at et vanlig NOFO-system kan settes ut og opereres etter dagens prosedyrer. Utstyret vil også kunne brukes opp mot den marginale issonen i det man kan kalle «slush» is. I slike tilfeller vil

<sup>6</sup> BASEC: [Oljeværnutstyr i is – øvelse med NOFO](https://www.norskoljeoggass.no/globalassets/dokumenter/miljo/barents-sea-exploration-collaboration/basec-rapport-4---oljeværnutstyr-i-is---ovelse-med-nofo.pdf).

<https://www.norskoljeoggass.no/globalassets/dokumenter/miljo/barents-sea-exploration-collaboration/basec-rapport-4---oljeværnutstyr-i-is---ovelse-med-nofo.pdf>

effektiviteten til utstyret reduseres noe, men gjennom operasjonelle tiltak kan effektiviteten opprettholdes.

I en studie av miljørisiko og oljevernberedskap i Barentshavet sørøst<sup>7</sup> med scenario oljeutblåsning fra blokk 7435/9 (Korpfjell) i forbindelse med leteboring konkluderes det med at:

- Oljen fra en utblåsning vil ikke nå land
- Så lenge aktiviteten foregår i henhold til myndighetenes krav om en 50 kilometers buffersone er det svært lite sannsynlig at oljen fra en eventuell utblåsning vil nå inn i iskantsonen
- En oljeutblåsning vil i hovedsak påvirke sjøfugl på åpent hav – det er mer enn 70 % sannsynlighet for ingen skade og inntil 30 % sannsynlighet for en skade hvor bestanden vil være gjenvunnet i løpet av 1-3 år
- Det er ikke funnet bestandseffekter på sjøpattedyr eller på fisk
- Eksisterende oljevernutstyr vil kunne benyttes med betydelig effekt

For å studere operasjonelle begrensninger knyttet til oljevern i de åpne områdene av Barentshavet ble det gjennomført en mulighetsstudie i 2016<sup>8</sup>. I denne studien ble begrensninger knyttet til ulike oljeverntiltak kartlagt og sammenstilt med meteorologiske og oseanografiske data for utvalgte lokasjoner. Det er flere aktuelle oljeverntiltak for å bekjempe oljeutslipp i arktiske marine miljøer. De viktigste alternativer er fjernmåling, mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering og in-situ brenning. Hver av disse kategoriene har flere varianter, og avhengig av bl.a. utslippsrelaterte forhold kan ulike tiltak bestå av og settes sammen med ulike egenskaper og tilpasset ulike forhold. De operasjonelle begrensningene (figur 6) er de samme som legges til grunn i NOFO<sup>9</sup>, OSRL<sup>10</sup>, og i andre studier<sup>11, 12</sup>.

	Response option	Wind	Waves	Structural icing	Ice coverage	Wind chill	Water depth
	Natural dispersion due to wind/waves		> 3 m Hs	NOT APPLICABLE			
			2-3 m Hs				
			0-2 m Hs				
	Mechanical recovery – vessel and boom		0-3 m Hs	Light icing	< 1/10	> -25	NA
			3-4 m Hs	Moderate icing	1/10 to 3/10	-25< WC <-35	
			> 4 m Hs	Heavy/Extreme	> 3/10	> -35	
	Mechanical recovery – vessel and arctic skimmer	< 15 m/s		Light icing	> 9/10	> -25	
		15-25 m/s		Moderate icing	7/10 to 9/10	-25< WC <-35	
		> 25 m/s		Heavy/Extreme	< 7/10	> -35	
	Chemical dispersion - vessel application	2-10 m/s		Light icing	< 1/10	> -25	
		10-15 m/s		Moderate icing	1/10 to 7/10	-25< WC <-35	
		>15 m/s		Heavy/Extreme	> 7/10	> -35	
	Subsea dispersant injection (SSDI)		< 5 m Hs	Light icing	0 - 9/10	> -25	> 300 m
			> 5 m Hs	Moderate icing	> 9/10	-25< WC <-35	200m<WD<300m
			NA	Heavy/Extreme	NA	> -35	< 200 m
	In-situ burning – ice containment	< 5 m/s		Light icing	7/10 to 9/10	> -25	NA
		5-10 m/s		Moderate icing	6/10 to 7/10	-25< WC <-35	
		> 10 m/s		Heavy/Extreme	> 9/10 & < 6/10	> -35	
	In-situ burning (ISB) – fire resistant booms	< 5 m/s	0-2 m Hs	Light icing	< 1/10	> -25	
		5-10 m/s	2-3 m Hs	Moderate icing	1/10 to 3/10	-25< WC <-35	
		> 10 m/s	> 3 m Hs	Heavy/Extreme	> 3/10	> -35	

<sup>7</sup> BASEC: [Miljørisiko og oljevernberedskap i Barentshavet sørøst](#)

<sup>8</sup> Equinor: Operasjonell mulighetsstudie – Oljevern (2016)

<sup>9</sup> NOFO: <https://www.nofo.no/>

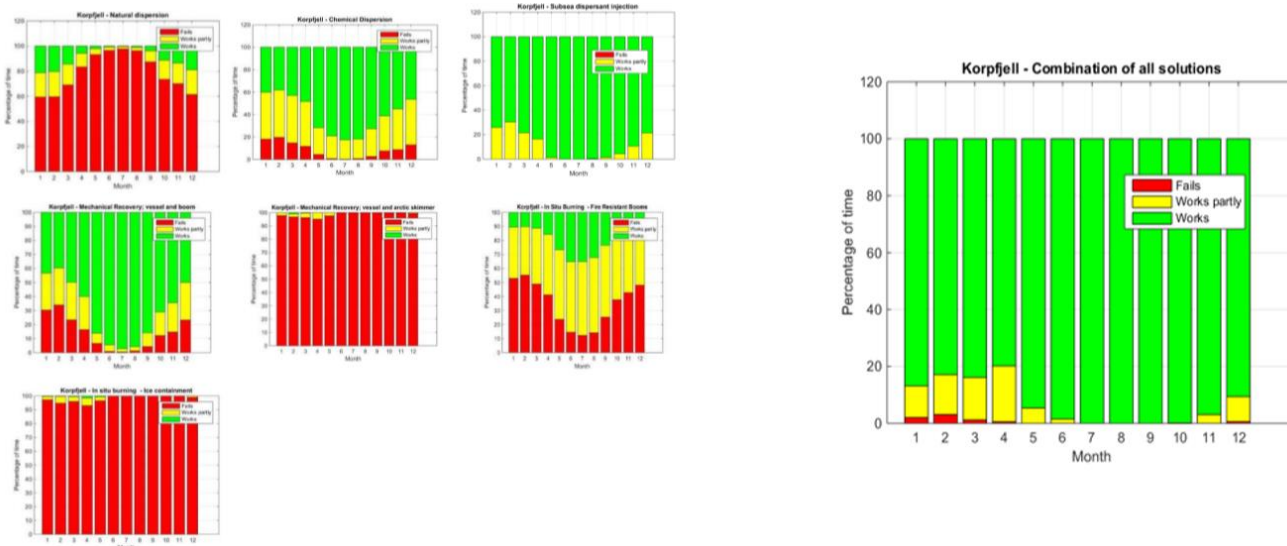
<sup>10</sup> [Oilspillresponse.com](http://Oilspillresponse.com)

<sup>11</sup> Technical Report “Circumpolar oil spill response viability analysis” (ISBN 978-93600-04-6/ISBN 978-82-93600- 05-3), Emergency Prevention, Preparedness and Response (EPPR) 2017.

<sup>12</sup> Scientific report “Oil spill response in Greenland: Net environmental benefit analysis NEBA and environmental monitoring (ISBN: 978-87-7156-254-5), Danish Centre for Environment and Energy (DCE) 2017

Figur 6: Operasjonelle begrensninger for oljeverntiltak

Resultatet av kartleggingen viser at en ved kombinasjon av eksisterende oljevernteknikker har en tilfredsstillende operasjonell kapabilitet for helårs drift på lokasjonen (figur 7).



Figur 7: Operasjonell mulighetsstudie – oljevern (merk: effektivitet av tiltakene inngår ikke i kartleggingen)

Fokusområder for videre teknologiutvikling innenfor beredskap og oljevern vil være:

- Fjernmåling av olje i is
- Undervannsdispergering av olje, med fokus på grunnere havdyp
- Operasjonsvindu for kjemisk dispergering og in-situ brenning i is
- Videre testing av konvensjonelt utstyr i områder med noe is

## Oppsummering

I dette notatet oppsummeres erfaringer fra operasjoner i områder med is. Hovedkonklusjonene fra dokumentet kan oppsummeres i følgende punkter:

- Det eksisterer teknologi som gjør det mulig å operere sikkert og miljømessig forsvarlig i alle åpne områder av Barentshavet.
- Overvåking av is kombinert med en operasjonsfilosofi som iverksetter nedstengning ved forekomst av is innenfor en gitt avstand, sikrer at en ivaretar sikkerhet og sårbare økosystemkomponenter.