

GRAFISK\_21167\_02

PL537 og PL537B

# Wisting

## PUD del II: Tilleggsutredning

Oktober 2022

**INPEX**

 AkerBP

 petoro

  
equinor

## Forord

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelsene PL537/PL537B i Barentshavet legger Equinor som operatør fram tilleggsutredning til konsekvensutredning for utbygging og drift av Wisting-feltet for høring. Konsekvensutredningen med tilleggsutredning utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), og Plan for anlegg og drift (PAD), som er planlagt fremmet for myndighetene i desember 2022.

Wisting-lisensene er lokalisert sentralt i Barentshavet i blokkene 7324/7 og 7324/8, ca. 310 km fra fastlands-Norge og ca. 185 km fra Bjørnøya. Wisting består av funnene i Wisting Central og Hanssen. Lisensens rettighetshavere er Equinor Energy AS (operatør), AkerBP ASA, Petoro AS, og Idemitsu Petroleum Norge AS.

Utredningsprogrammet fastsatt av Olje- og energidepartementet i juni 2021 ligger til grunn for konsekvensutredningen og tilleggsutredningen som er utarbeidet i tråd med myndighetenes PUD-PAD veileder. Konsekvensutredningen og tilleggsutredningen med underlagsdokumentasjon og høringsuttalelser til konsekvensutredningen er tilgjengelig elektronisk på [www.equinor.com](http://www.equinor.com).

Det er stor offentlig interesse for Wisting-prosjektet og det er viktig å legge til rette for en god og åpen prosess. For å imøtekomme behovet for ytterligere informasjon, har Equinor besluttet å utarbeide en tilleggsutredning med tilhørende høringssprosess. Tilleggsutredningen gjelder tema som er belyst i konsekvensutredningen, og hvor operatøren har mer utfyllende informasjon i forkant av behandling av PUD og PAD.

Rettighetshaverne legger til grunn at Wisting-feltet med sin geografiske plassering i Barentshavet er avhengig av robuste og solide løsninger for å kunne operere med sikker helårsdrift. Forvaltningsplanen for Barentshavet, som ble vedtatt i 2020, danner rammeverket for arbeidet. Det valgte utbyggingskonseptet for Wisting er godt tilpasset forholdene i Barentshavet. Å bygge ut et felt som skal produsere i 30 år krever gode klimaløsninger, og prosjektet er derfor foreslått utbygd med kraft fra land. Konsekvensutredning av kraft fra land-anlegget for Wisting er en del av konsesjonssøknad til Norges vassdrags- og energidirektorat som har samtidig høring med tilleggsutredningen.

Det fulle beslutningsunderlaget for Wisting-prosjektet skal i henhold til PUD/PAD-veileder fullføres i endelig innsendt plan for utbygging og drift (PUD). For Wisting er det planlagt mot slutten av 2022. Regjeringen vil deretter oversende sin innstilling til Stortinget med en endelig vurdering om feltet anbefales bygget ut. Det er på dette tidspunktet Olje- og energidepartementet vurderer om utredningsplikten for rettighetshaverne på Wisting-feltet er oppfylt. Operatøren vil gi tilsvar til hver enkelt uttalelse til konsekvensutredningen og tilleggsutredningen senest ved innsending av plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift.

Equinor, 24. oktober 2022

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>10</b>
1.1	Formålet med tilleggsutredningen .....	10
1.2	Forholdet til konsekvensutredning og fastsatt utredningsprogram .....	10
<b>2</b>	<b>Helårlig aktivitet i Barentshavet .....</b>	<b>12</b>
2.1	Erfaring fra Wisting-området .....	13
2.2	Rammeverk for sikker drift .....	15
2.3	Tiltak for å sikre helårlig drift på Wisting .....	15
<b>3</b>	<b>Miljørisiko for akutte utslipp og risikoreduserende tiltak .....</b>	<b>17</b>
3.1	Reservoar, boring og brønnkontroll .....	17
3.2	Gassutsiving .....	18
3.3	Miljøriskometodikk og datagrunnlag for miljøressurser .....	19
3.4	Risikoreduserende tiltak knyttet til akutt forurensning .....	22
<b>4</b>	<b>Oljevernberedskap .....</b>	<b>24</b>
4.1	Sannsynlighet for at et oljeutslipp kan drive inn i område med sjøis .....	24
4.2	Isingsforhold i influensområdet til Wisting .....	28
4.3	Ny kunnskap om Wisting oljenes dispergerbarhet .....	28
4.4	Vurderinger av kapasitet og effektivitet for oljevernressurser for Wisting-feltet .....	33
4.5	Forbedret kapasitet for kjemisk dispergering .....	37
4.6	Deteksjon og kartlegging av akutt forurensning .....	37
4.7	Kommunikasjonssystemer .....	39
4.8	Teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskapen .....	39
<b>5</b>	<b>Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker .....</b>	<b>42</b>
5.1	BAT vurderinger utført i konseptfasen .....	43
5.2	BAT vurderinger utført i forprosjekteringsfasen .....	43
5.3	BAT vurderinger i prosjekteringsfasen og i drift .....	44
5.4	Vurdering av BAT fra Miljødirektoratet .....	44
5.5	Tiltak som er vurdert som BAT for Wisting .....	44
5.6	Tiltak som er vurdert til ikke å være BAT for Wisting .....	46
5.7	Teknikker som er identifisert som mulig BAT for Wisting .....	46
	<b>Vedlegg A Forkortelser og begreper .....</b>	<b>48</b>
	<b>Vedlegg B Underlagsrapporter og referanser .....</b>	<b>50</b>
	<b>Vedlegg C Oversikt over høringsuttalelser .....</b>	<b>51</b>
	<b>Vedlegg D Deteksjon og kartlegging .....</b>	<b>52</b>
	<b>Vedlegg E Bakgrunn for teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskapen .....</b>	<b>54</b>
E.1	Kort status av siste års utvikling og forbedring av oljevernberedskap relevant for Wisting .....	54
E.2	Riksrevisjonens vurdering .....	54
E.3	Statlig utredning av kunnskapsstatus og kunnskapsbehov innen oljevernet .....	55
E.4	NOFOs planer for teknologiutvikling og forbedring .....	57
E.5	Beredskapssamarbeid i Barentshavet og strategi for Barentshavet Sørvest .....	57
E.6	Teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskap i Equinor .....	59
	<b>Vedlegg F Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker .....</b>	<b>61</b>
F.1	Metodebeskrivelse for BAT-screening .....	61
F.2	Prosessering på havbunnen .....	61
F.3	Neddykkede sjøvannspumper .....	63
F.4	Utslipp av sjøvann og bruk av bruk av begroingshemmende kjemikalier .....	63
F.5	Fysiske inngrep og legging av gassrørledningen .....	64
F.6	Deteksjonssystem for undervannsløkkasjer .....	66

F.7	Seismikk .....	67
F.8	Oljevernberedskap .....	70
<b>Vedlegg G Oppdatering av miljørisiko- og beredskapsanalyse.....</b>		<b>73</b>

## Sammendrag

### Innledning

Denne tilleggsutredningen bygger på program for konsekvensutredning fastsatt av Olje og energidepartementet i juni 2021, konsekvensutredningen for Wisting som ble sendt ut på høring 1. februar 2022, og høringsuttalelser til konsekvensutredningen. Equinor kan ikke se at det er avdekket nye problemstillinger av vesentlig betydning for vedtak om godkjenning, men ser at det er behov for utfyllende og supplerende informasjon på flere områder.

Tilleggsutredningen dekker tema hvor operatøren har supplerende opplysninger som kan belyse virkninger av utbygging og drift av Wisting-feltet ytterligere:

- Helårlig aktivitet i Barentshavet
- Miljørisiko for akutte utslipp og risikoreducerende tiltak
- Oljevernberedskap
- Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker

Spørsmålet om klimavirkninger var ikke en del av det fastsatte utredningsprogrammet og den opprinnelige konsekvensutredningen. Dette er heller ikke nærmere omtalt i tilleggsutredningen. Stortinget besluttet i juni 2022 at Olje- og energidepartementet skal synliggjøre vurderingene av forbrenningsutslipp ved fremtidige vedtak knyttet til søknad om godkjenning av Plan for utbygging og drift. For utbygginger som forelegges Stortinget for sluttbehandling vil departementets vurderinger av forbrenningsutslipp inngå i saksfremlegget for Stortinget.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet og klimarisiko vil bli inkludert i lønnsomhetsvurderinger og usikkerhets-/robusthetsvurderinger i del I av Plan for utbygging og drift (utbyggingsdelen), og er dermed ikke tema her. I henhold til veileder vil del I inkludere en kvalitativ stresstesting mot finansiell klimarisiko ved at utbyggingens balansepris sammenliknes med ulike scenarier for olje- og gassprisbaner som er forenlige med målene i Parisavtalen, herunder 1,5-gradersmålet, slik Stortinget har vedtatt.

Operatøren vil gi tilsvar til hver enkelt uttalelse til konsekvensutredningen og tilleggsutredningen senest ved innsending av plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift, som for Wisting er planlagt mot slutten av 2022. Konsekvensutredning av kraft fra land anlegget for Wisting er en del av konsesjonssøknad til Norges vassdrags- og energidirektorat og har samtidig høring med tilleggsutredningen.

### Helårlig aktivitet i Barentshavet

I tilleggsutredningen er det gitt supplerende opplysninger om utfordringer og erfaringer knyttet til petroleumsaktivitet i Barentshavet. Studier og erfaringer viser at det eksisterer teknologi som gjør det mulig å operere sikkert og miljømessig forsvarlig i alle åpnede områder av Barentshavet. Letevirksomhet gjennom over 40 år har også demonstrert at man kan bore på en trygg og god måte i Barentshavet gjennom hele året. Alle relevante krav som sørger for sikker, helårlig drift på andre steder på norsk sokkel, vil også gjelde for Wisting. Kravene på norsk sokkel er risikobaserte og det vil derfor bli tatt hensyn til de feltspesifikke klima- og miljøforhold på Wisting-feltet.

Utfordringer med å drive oljevernberedskap i is og under klimatiske forhold som vi møter i Barentshavet er godt dokumentert, og følges opp av flere beredskapsaktører. For å møte logistikk- og beredskapsutfordringene i Barentshavet, har industrien lenge samarbeidet om operasjoner i området.

Miljørisiko- og beredskapsanalysen som ligger til grunn for konsekvensutredningen viser beredskapsbehov basert på bransjestandard og eksisterende oljevernressurser. For å sikre kontinuerlig forbedring og effektiv oljevernberedskap rettet mot de spesifikke forholdene ved Wisting-feltet, har prosjektet satt som et overordnet mål at olje fra et eventuelt akutt utslipp ikke skal drive inn i sjøis eller treffe Bjørnøya. Derfor vil beredskapen innrettes mot de spesifikke forholdene ved Wisting-feltet. Målsettingen er styrende for valg av bekjempelsesstrategi, definisjon av ytelseskrav, og prioriteringer innen teknologiutvikling og forbedring.

Tiltak for å sikre helårlig drift på Wisting inkluderer:

- Produksjonsinnretningen skal tåle møte med is av en mengde som er beregnet til å skje bare en gang hvert 10 000 år
- Det vil være daglig overvåking av om is kommer i nærheten av Wisting-feltet med tilhørende tiltak for å unngå uønskede hendelser dersom is skulle komme nærmere enn 50 km.
- Vintertilpasning av utstyr for å sikre at disse tåler svært lave temperaturer

### **Miljørisiko for akutt utslipp og risikoreduserende tiltak**

De viktigste tiltakene for å redusere miljørisiko er forebyggende tiltak som kan redusere sannsynligheten for et uhellsutslipp, og å kunne oppdage et uhellsutslipp tidlig. Eksempler på dette er:

- Risikoreduserende tiltak knyttet til brønnkontroll
- Styring av aktiviteter til perioder der miljøkonsekvensene ved akutt forurensning er mindre
- Sikkerhet i design, godt vedlikehold og ulike tiltak for å detektere og redusere mulige utslippsmengder

Rettighetshaverne er opptatt av at utbyggingen gjennomføres med god sikkerhet, god sameksistens og lave utslipp til sjø og luft. Utbygging av Wisting innebærer boring av en rekke brønner. Det er planlagt 17 vanninjeksjonsbrønner og 19 oljeproduksjonsbrønner. Dette antall brønner gir spesielle muligheter til å planlegge boreaktivitet gjennom året. I lys av dette, vil operatøren styre aktivitet til tidspunkt på året som minimerer miljørisiko, og vil derfor ikke bore i oljeførende lag i den mest sårbare måneden for sjøfugl. Tiltaket i borefasen vil kunne erstattes av alternative tiltak som gir tilsvarende beskyttelse for sjøfugl, dersom disse vurderes som beste tilgjengelige teknikker (BAT).

Som omtalt i konsekvensutredningen, er miljørisiko for akutt utslipp spesielt relatert til konsekvenser for sjøfugl. Selv om sannsynligheten er lav, vil et stort og langvarig utslipp fra Wisting ha et potensiale for å berøre en betydelig andel av sjøfugl i perioder hvor sjøfugl opptre i høyere konsentrasjoner, som i hekketiden og potensielt under svømmetrekk for lomviarter. Dette konsekvenspotensialet legges til grunn for valg av risikoreduserende tiltak, samt teknologiutvikling og forbedring.

Gode verktøy og kunnskapsunderlag for miljøriskoanalyser er viktig for å velge og utvikle effektive risikoreduserende tiltak. Equinor er en pådriver i metodeutvikling og forbedring av datagrunnlag for analysene, slik som overvåking og forskning på fugler gjennom de nasjonale prosjektene SEAbird POPulations (SEAPOP) og Seabird Tracking (Seatrack). Operatøren har det siste året fått utviklet bedre modeller for å beregne sannsynlighet for at olje fra et uhellsutslipp fra Wisting skal kunne nå sjøis. Det kan nå modelleres drift av olje og is i samme tid. I tillegg pågår det modellutvikling innen oljedrift og miljørisiko felles for bransjen som også inkluderer spesifikke forhold for Barentshavet. Operatøren vil ta i bruk denne modellen når den er testet og klar. Wisting har vært brukt som pilot og til case-studier under modellutvikling.

Oljedirektoratet har dokumentert naturlig utsiving av gass i Barentshavet, men slike naturlige utsivinger er ikke påvist innenfor Wisting-feltet. Det er heller ikke observert utsiving fra brønner hvor gasstett sement systematisk er benyttet. De gassutsivningene som er observert ved letebrønner på Wisting-feltet kommer ikke fra reservoaret, men fra grunnere ansamlinger av gass. Det er ikke funnet spor av olje fra reservoaret på Wisting i sedimentene rundt brønnen. For å redusere sannsynligheten for utsiving langs brønnbanen vil det kun benyttes gasstett sement. Det er gjort detaljerte undersøkelser på alle borelokasjoner og det er ikke forventet større gassansamlinger på disse.

### **Oljevernberedskap**

Målsettingen om at olje fra et akutt utslipp ikke skal drive inn i sjøis eller treffe Bjørnøya, innebærer en strategi hvor olje fra et uhellsutslipp i størst mulig grad skal bekjempes nær kilden, og at man kan ha forhøyet oljevernberedskap i perioder hvor skadepotensialet er vurdert å kunne bli størst. Bekjempelse nær kilden vil også beskytte sjøfugl på åpent hav.

Med bakgrunn i bekjempelsesstrategi og høringsuttalelsene til konsekvensutredningen er det innhentet nye og supplerende opplysninger relevant for beredskap mot akutt forurensning. Dette inkluderer følgende tema:

- Modellutvikling og nye modelleringer av oljedrift og treff av is
- Isingsforhold relatert til fartøy og oljevernustyr i influensområdet for eventuelt oljeutslipp fra Wisting
- Nye tester av Wisting oljetyperne for å vurdere potensiale for dispergering
- Effekt av beredskapstiltak ved ulike vindhastigheter relevante for Wisting
- Evaluering av ulike løsninger for å styrke kjemisk dispergering fra fartøy i Barentshavet

For å vurdere sannsynlighet og forutsetninger for at olje kan treffe is legger tilleggsutredningen til grunn de beste dataene tilgjengelig. Det er benyttet isdata fra de siste 5 årene for å se hvordan utslipp med høye utblåsningsrater (3200-8000 m<sup>3</sup>/døgn) og lange varigheter (5-30 døgn) ville ha oppført seg. Sannsynligheten for at olje skal kunne drive inn i sjøis er lav og vil potensielt kunne inntreffe i perioden januar- mars ved en eventuell langvarig utblåsning. Resultatene viser at en utblåsning med varighet på ca. 1 uke ikke ville gitt treff av is, mens en langvarig utblåsning om våren vil ha potensiale for å treffe sjøis etter 3-5 uker. Effekt av beredskapsløsninger omtalt i beredskapsanalysen er også modellert. Resultatene viser at mengde olje som kan treffe is blir betydelig redusert gjennom mekanisk bekjempelse av utslippet på havoverflaten.

Andre beredskapsløsninger som dispergering, brenning, o.l. vil bli studert nærmere. I tillegg vil man se på effekten av å øke antall systemer utover det som framkommer i beredskapsanalysen for å se om dette vil kunne redusere sannsynligheten for at olje treffer isen ved en potensiell langvarig hendelse.

Det er foretatt nye studier av dispergerbarhet med de ulike oljetyperne fra Wisting-feltet. Studiene viser at den ene oljetypen, Hanssen-oljen, som tidligere ble vurdert til å ikke være dispergerbar, likevel har et operasjonsvindu for dispergering. Studien demonstrerte videre at undervannsdispergering kan være en aktuell operativ metode for Wisting-oljene, og at effekten på Wisting-oljene er tilsvarende som andre kjente oljer som er testet i større skala. Undervannsdispergering er spesielt interessant som beredskapstiltak for Wisting da begrensninger knyttet til logistikk, dårlig sikt, høy vindhastighet, o.l. vil være av mindre betydning sammenlignet med enkelte andre beredskapstiltak.

Equinor har sett nærmere på mulige begrensninger for oljevernberedskap i influensområdet til Wisting. Generelt er det større operasjonsvinduer for å drive oljevernaksjoner om sommeren enn om vinteren. De samlede responsforholdene til havs er vurdert som noe bedre i Barentshavet enn områder lenger sør. I hovedsak skyldes dette at det er mindre vind og bølger i dette havområdet ifølge værstatistikk. Redusert sikt på grunn av tåke vil potensielt kunne være begrensende for effektivitet av oljevernaksjoner i Barentshavet om sommeren. Mørke vil begrense mulighet for bruk av kjemisk dispergering fra fly, som påvirker operasjonsvinduet for nordområdene negativt på vinteren, men med positiv effekt i sommerhalvåret.

Både mekanisk oppsamling og dispergering vil i betydelige grad kunne redusere mengden olje på overflaten opp til en vindstyrke på 12 m/s. Modellering viser at ved en vindhastighet på 12 m/s og sterkere vil brytende bølger føre til naturlig nedblanding og fortykning av olje i vannsøylen og mengde olje på overflaten vil bli betydelig redusert. I slike situasjoner vil det ikke være hensiktsmessig å mobilisere mekanisk oppsamling, påføring av kjemisk dispergering, eller forsøk på antenning av restolje. Kjemisk og mekanisk undervannsdispergering ved sjøbunn vil imidlertid etter installering kunne gi god effekt og være mindre avhengig av værforhold. Operasjonsvinduer for oljevernberedskap basert på vind, bølger, temperatur og sikt er om lag tilsvarende i alle norske havområder.

Basert på spesifikke forhold for Wisting, er følgende tema for teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskapen definert med høyest prioritet:

- Produktutvikling og vintertilpasning av eksisterende utstyr og metoder for bedre operasjoner under klimatiske forhold spesifikke for Wisting; Forbedret kunnskap om ising av oljevernustyr i drivbanen

til et oljeutslipp, forbedret bruk av droner/ubemannede farkoster i oljevernberedskap, forbedret bekjempelse av olje i is, og å gjennomføre tester under relevante forhold

- Styrke dispergeringsberedskap; videreutvikling av undervannsdispergering (kjemisk/mekanisk) inkludert testing og verifikasjon, forbedret logistikk og utholdenhet for dispergering
- Forbedret miljørisikoanalyse og kunnskap om miljøressurser; Forbedret kunnskap om svømmetrekke for sjøfugl (lomvi), og utvikle teknikker for å kartlegge sjøfugl under en oljevernaksjon, forbedret kunnskap om økosystemer ved polarfronten og marginal iskantsone, ta i bruk nye verktøy for modellering av miljørisiko

### Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT)

Anvendelse av BAT er et hovedprinsipp i hvordan Equinor jobber med forbedring innen miljø og skal brukes både i prosjekter og i drift, og skal utføres for alle systemer og delsystemer som har vesentlige miljøaspekter. BAT-vurderinger for utbyggingsprosjekter oppdateres og utvikles for de ulike beslutningsmilepælene.

I Wisting-prosjektet har det blitt utført BAT-vurderinger både internt og eksternt i alle prosjektfaser. I denne tilleggsutredningen er det gitt en oversikt over BAT-vurderinger for Wisting utført i de ulike fasene, inkludert:

- Teknikker som er besluttet å være BAT for Wisting og som utgjør en forutsetning for investeringsbeslutning, det vil si at de ikke kan endres. Eksempler på dette er kraftforsyning fra land, reinjeksjon av produsert vann og havbunnseparasjonsanlegg.
- Teknikker som er vurdert til ikke å være BAT for Wisting og som dermed ikke er benyttet i valgt design. For disse tiltakene er det forutsatt andre løsninger som grunnlag for investeringsbeslutning og det er ikke planlagt å ta disse tiltakene opp til ny vurdering. Eksempler på dette er gassturbindrift, helelektrisk havbunnsstyring, injeksjon av borekaks, og elektrifisering av borerigg
- Teknikker som er identifisert som mulig BAT, men hvor det foreløpig ikke er tilstrekkelig grunnlag for å fatte beslutning. Eksempler på dette er utslippsfrie brannvannspumper, undervannsdispergering (mekanisk/kjemisk) som beredskapstiltak, forsyningsfartøy/borerigg med lavkarbon-drivstoff.

Miljødirektoratet har gjennom rapporter og høringsuttalelser uttalt hva de mener er BAT for nye utbyggingsprosjekt. Med bakgrunn i høringsuttalelsene til konsekvensutredningen er det i denne tilleggsutredningen gitt mer utdypende dokumentasjon for følgende tema:

- Prosessering på havbunnen: Havbunnsseparasjon med tre pumper er vurdert som BAT for Wisting.
- Neddykkede sjøvannspumper: Elektrisk neddykkede pumper er valgte løsning basert på forhold knyttet til driftssikkerhet og vedlikehold. Sjøvannspumpene vil være utslippsfrie.
- Utslipp av sjøvann og bruk av bruk av begroingshemmende kjemikalier: Sjøvannsinntak på 72-82 meters dyp er vurdert som BAT for å redusere bruk av begroingshemmende kjemikalier da det vil være minimalt med planktoninnhold i sjøvannet. Overskudd av oppvarmet sjøvann vil slippes ut til sjø på 5-15 meters dybde. Temperaturen på utslippsvannet er beregnet å bli mellom 20 – 35 °C.
- Fysiske inngrep og legging av gassrørledningen: For traseen mellom Johan Castberg og Snøhvit innstilles det på å legge et 16" rør med økt veggyttkelse og betongbelegg. Dette vil gjøre røret robust og vil nesten ta bort behovet for steininstallasjon og annen sjøbunnsintervensjon. Mellom Wisting og Johan Castberg vil det legges et 12" rør som dekkes med stein til minimum midt på røret. I tillegg vil man gjøre noe sjøbunnsintervensjon for å redusere behov for steininstallasjon ved eksempelvis krysning av skuremerker.
- Deteksjonssystem for undervannslekkasjer: Aktiv akustisk lekkasjedeteksjon er vurdert som BAT for Wisting. Teknologien gir god arealdekning, også utenfor havbunnsinnretningen som primært skal overvåkes. Det gir også god redundans for overvåking nært FPSO.
- Seismikk: Fullfelt permanent reservoar monitorering (PRM) er vurdert som BAT for Wisting. Systemet vil levere data med høy kvalitet og repeterbarhet for seismisk aktiv monitorering og kontinuerlig lytte-monitorering for sikker injeksjon og for å unngå lekkasjer. Det er planlagt med årlig innsamling av seismikk-data i starten av produksjonsfasen, men behovet for årlig innsamling vil vurderes fra år til år.



- Oljevernberedskap: Beredskapsanalysen fra 2021 viser at ytelseskravet til kapasitet i barriere 1 og 2 for Wisting-feltet kan ivaretas for dimensjonerende scenario med 5 NOFO-J systemer vinterstid og 4 NOFO-J systemer sommerstid. Beredskapsmodelleringen viser generelt liten tilleggseffekt av flere mekaniske systemer, men at MOS Sweeper systemer er noe mer effektive enn NOFO-J systemene ved spredte, tynnere oljeflak og har potensielt kortere responstid. Beredskapsmodelleringen indikerer svært god effekt av fartøysdispergering, både i kombinasjon med mekanisk oppsamling eller alene. Dispergering fra fartøy har også størst værmessig operasjonsvindu spesielt om vinteren og sen høst. Foreløpig viser beredskapsmodelleringen at undervannsdispergering har begrenset effekt, noe man antar kan skyldes begrensninger i modellen. Både mekanisk og kjemisk dispergering vil bli studert videre. Miljørisiko- og beredskapsanalysen vil bli oppdatert etter hvert som det foreligger ny kunnskap og bedre modelleringsverktøy.

# 1 Innledning

## 1.1 Formålet med tilleggsutredningen

Rettighetshaverne ønsker å sikre et best mulig faktagrunnlag for myndighetens behandling av Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) av Wisting-feltet. Det er stor offentlig interesse for Wisting-prosjektet. For å sikre en god og åpen prosess og imøtekomme behovet for ytterligere informasjon, har vi utarbeidet en tilleggsutredning til konsekvensutredningen (TKU). TKU vil gi supplerende informasjon og vurderinger samt gi høringsinstansene anledning til å gi ytterligere uttalelse. Med referanse til PUD/PAD-veileder, sendes tilleggsutredningen på høring til de som har avgitt uttalelse ved høring av konsekvensutredningen (KU). Da dette er et tillegg til konsekvensutredningen lagt frem 1. februar 2022, er høringsfristen for tilleggsutredningen satt til to uker i tråd med veilederen.

## 1.2 Forholdet til konsekvensutredning og fastsatt utredningsprogram

Forslaget til program for konsekvensutredning (PKU) for Wisting ble oversendt høringsinstansene 5. januar 2021, med høringsfrist 30. mars 2021. Basert på forslaget og kommentarer fra høringsrunden fastsatte Olje- og energidepartementet (OED) utredningsprogrammet 25. juni 2021. Equinor som operatør utarbeidet KU på bakgrunn av det fastsatte utredningsprogrammet. KU utgjør del 2 av PUD/PAD og KU for Wisting ble sendt på høring 01.02.22 med frist for uttalelser 02.05.22. En oversikt over høringsuttalelser er gitt i Vedlegg C. Alle høringsuttalelsene er tilgjengelige i sin helhet på <https://www.equinor.com/sustainability/impact-assessments-wisting>. I tråd med PUD/PAD-veileder, vil Equinor på vegne av rettighetshaverne gi sitt tilsvarende svar til hver enkelt uttalelse til KU og TKU senest ved innsending av PUD, som for Wisting er planlagt medio desember i år.

Equinor med partnere mener at det ikke er avdekket nye problemstillinger av vesentlig betydning for vedtak om godkjenning, men ser at det er behov for utfyllende og supplerende informasjon på flere områder. Tema hvor operatøren har supplerende opplysninger som kan belyse virkninger av utbygging og drift av Wisting-feltet ytterligere, er vist i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Tema med ny og supplerende opplysninger

Tema	Referanser i fastsatt KU-program (PKU) og KU	Ny og supplerende opplysninger
Helårlig aktivitet i Barentshavet	PKU kap 2.4, 3.1, 3.11 KU kap 2.9, 4.1.1, kap 6 Tilsvarende PKU s 12-15	Supplerende opplysninger om utfordringer, erfaringer og sikkerhetstiltak
Miljørisiko og risikoreduserende tiltak	PKU kap. 6.11 Tilsvarende PKU s 12-13 KU kap. 6	Nye opplysninger om brønndesign og boreprogram, gassutsiving fra brønner på Wisting-feltet.
Oljevernberedskap	PKU kap. 6.11 Tilsvarende PKU s 12-14 KU kap. 6	Nye opplysninger om dispergerbarhet av oljene og oljedrift, teknologiutvikling og forbedring. Nye og supplerende opplysninger om deteksjon, kartlegging og kommunikasjon.
Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker	PKU kap. 6.1 Tilsvarende PKU s 6, 8, 10-11 KU kap. 4, 6	Nye og supplerende opplysninger om teknologieuvaluering og -valg, inkl. prosessering på havbunnen, kjølevann, fysiske inngrep og legging av gassrørledning, oljevernberedskap, lekkasjedeteksjon og seismikk.

Enkelte av høringsinstansene har etterlyst utredning av forbrenningsutslipp og klimarisiko. Olje og energidepartementet (OED) har pr. 01.07.22 justert saksbehandlingen ved søknad om godkjenning av PUD som omtalt i Meld. St. 11 (2021-2022) Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser og behandlet av Stortinget, jf. Innst. 446 S (2021-2022). OED vil synliggjøre vurderingene av forbrenningsutslipp ved fremtidige vedtak knyttet til søknad om godkjenning av plan for utbygging og drift. For utbygginger som forelegges Stortinget før sluttbehandling i departementet, vil departementets vurderinger av forbrenningsutslipp inngå i saksfremlegget for Stortinget.

I det fastsatte utredningsprogrammet ble det avklart at samfunnsøkonomisk lønnsomhet og klimarisiko vil bli inkludert i lønnsomhetsvurderinger og usikkerhets-/robusthetsvurderinger i utbyggingsdelen (PUD del 1), og dermed ikke skulle være tema for KU. I henhold til PUD/PAD-veileder (2022) vil PUD del 1 inkludere en kvalitativ stresstesting mot finansiell klimarisiko ved at utbyggingens balansepris sammenliknes med ulike scenarier for olje- og gassprisbaner som er forenlige med målene i Parisavtalen, herunder 1,5-gradersmålet.

Virkninger av utbygging og drift av kraft fra land-anlegget er utredet som del av konsesjonssøknad og er kort oppsummert i KU. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) startet i august saksbehandling av konsesjonssøknaden for kraft fra land-anlegget med høring 16.09-07.11 (8-ukers høring). Fagrapportene som ligger til grunn for konsesjonssøknaden har siden november 2021 vært tilgjengelig på NVEs nettside. For å sikre enkel tilgang på utredningene for kraft fra land-anlegget har vi også gjort disse fagrapportene tilgjengelig på <https://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredninger-wisting>.

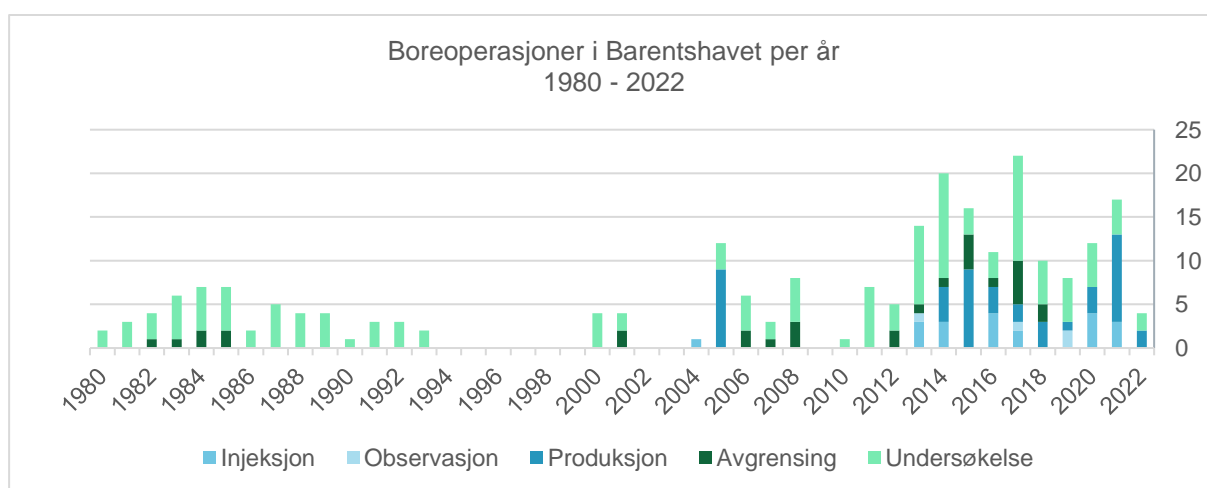
## 2 Helårlig aktivitet i Barentshavet

Oljedirektoratets (OD) rapport «Petroleumsvirksomhet i nordområdene» 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. Offshore Norge har også gjennomført et eget prosjekt «HMS i Nordområdene» som adresserer aktuelle utfordringer knyttet til operasjoner i nord. Studier og erfaringer viser at det eksisterer teknologi som gjør det mulig å operere sikkert og miljømessig forsvarlig i alle åpnete områder av Barentshavet. Overvåking av is kombinert med en operasjonsfilosofi som iverksetter nedstengning ved forekomst av is innenfor en gitt avstand, er et eksempel på tiltak for å ivareta sikkerhet og miljøverdier.

Utfordringer med å drive oljevernberedskap i is og under klimatiske forhold som vi møter i Barentshavet er omtalt i Forvaltningsplanen, og følges opp av beredskapsaktører som Norsk oljevernforening for operatørselskap (NOFO), operatørsamarbeidet Barents Sea Operations Cooperation (BASOP), Kystverket og Equinor gjennom egne fagrapporter og strategier for teknologiutvikling og forbedring. I KU inngår miljørisiko- og beredskapsanalyse som viser beredskapsbehov basert på bransjestandard gjennom Offshore Norge. For å sikre kontinuerlig forbedring og effektiv beredskap rettet mot de spesifikke forholdene ved Wisting-feltet, har prosjektet satt som et overordnet mål at olje fra et akutt utslipp ikke skal drive inn i sjøis eller treffe Bjørnøya. Målsettingen er styrende for valg av bekjempelsesstrategi, definisjon av ytelseskrav, og prioriteringer innen teknologiutvikling og forbedring, se nærmere omtale i kap.4.

I dette kapittelet er det gitt en oppsummering av erfaringer man har fra operasjoner i Barentshavet generelt og fra Wisting spesielt, samt rammeverk og enkelte spesifikke tiltak som er gjort for å sørge for sikker, helårlig drift på Wisting.

I Barentshavet har det vært gjennomført boreoperasjoner siden 1980 (Figur 2-1). Per september 2022 har det blitt boret totalt 238 lete- og utvinningsbrønner i området. Aktiviteten var størst i 2017, da det ble boret 22 brønner i løpet av året. Boreoperasjonene fordeler seg relativt jevnt over årets måneder (Figur 2-2). Desember måned har lavest aktivitet med 46 boreoperasjoner akkumulert i perioden 1980-2022. August måned har høyest aktivitet med 71 boreoperasjoner i samme periode. Gjennom disse boringene har industrien gjennom lang tid sikret relevant og verdifull erfaring fra operasjoner i Barentshavet gjennom hele året.

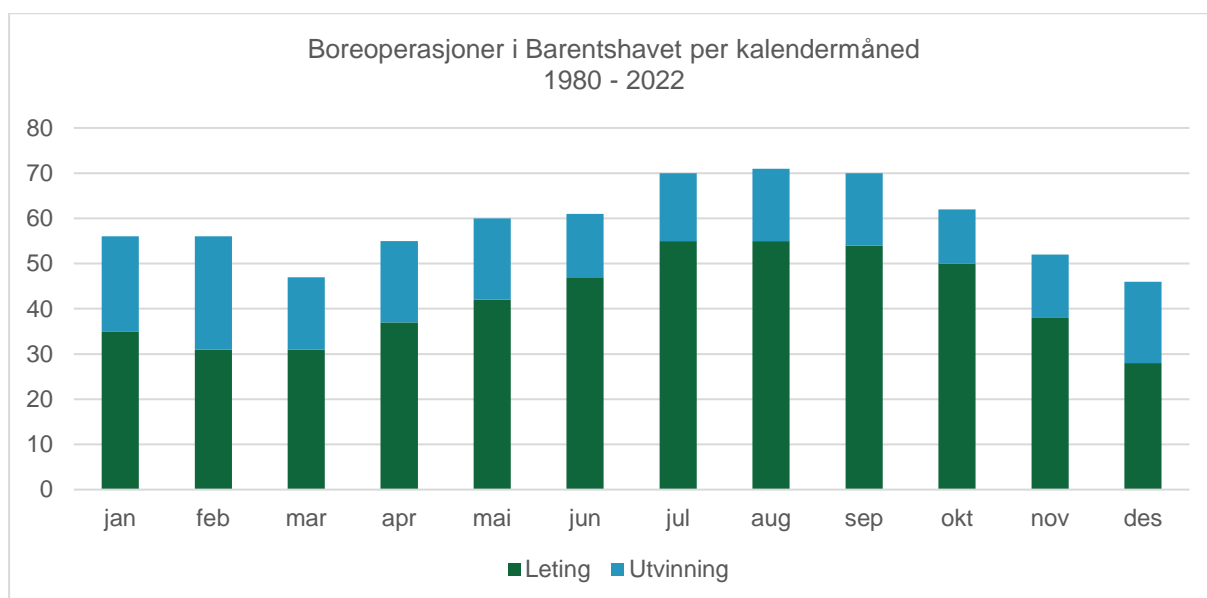


Figur 2-1 Antall boreoperasjoner (leteing og utvinning) i perioden 1980 – 2022. (Kilde: Oljedirektoratet)

Brønnene 7435/12-1 og 7335/3-1 ble boret om lag 420 km fra kysten, og er de nordligste og østligste boringene på norsk sokkel. Ved boring av 7335/3-1 i mai-juni 2019, fikk man testet logistikutfordringer og de operasjonelle begrensningene som er satt for leteboringer i forhold til avstand til observert is. Da boreriggen var på vei mot lokasjon ble det observert sjøis med konsentrasjon over 40% om lag 60 km fra lokasjon. I god tid før oppstart av boreoperasjoner var plan for isrisikostyring iverksatt. Dette innebar blant annet at iskart og

satellittbilder ble analysert daglig. Værvarsler og værobservasjoner ble brukt til å vurdere fremtidig bevegelse av sjøis og mulig påvirkning på boreaktivitet ble kommunisert til boreledelse både på rigg og på land. Det ble observert at isen bredte seg sørover samtidig som borerigg mobiliserte og startet transitt nordover mot borelokasjon. Støttefartøy ble sendt i forkant for å bekrefte observasjoner fra satellitt og flyovervåking. Omtrent to dager før borestart stanset isen sin drift sørover og nye værsystemer medførte, som varslet, at isen beveget seg nordover. Ved tidspunkt for planlagt borestart var avstand til is godt utenfor kritisk avstand (dvs mer enn 50 km og mer enn 12 timers drivtid) relativt til borerigg. Dersom isen hadde fortsatt å drive mot borelokasjon, hadde man utsatt oppstart av boringen til isen hadde trukket seg tilbake. Denne erfaringen viser at operasjonelle begrensninger satt for leteboringer kan håndteres.

For å møte logistikk- og beredskapsutfordringene i Barentshavet, har industrien gjennom mange år samarbeidet om operasjoner i området. Først gjennom Norsk Barents Letesamarbeid (NOBALES), senere gjennom Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC) og nå gjennom BASOP. I tillegg til bilaterale samarbeidsavtaler mellom enkeltoperatører, har disse samarbeidskonstellasjonene bidratt til en god utnyttelse av de samlede ressursene for å sikre en effektiv logistikk og robust beredskap.

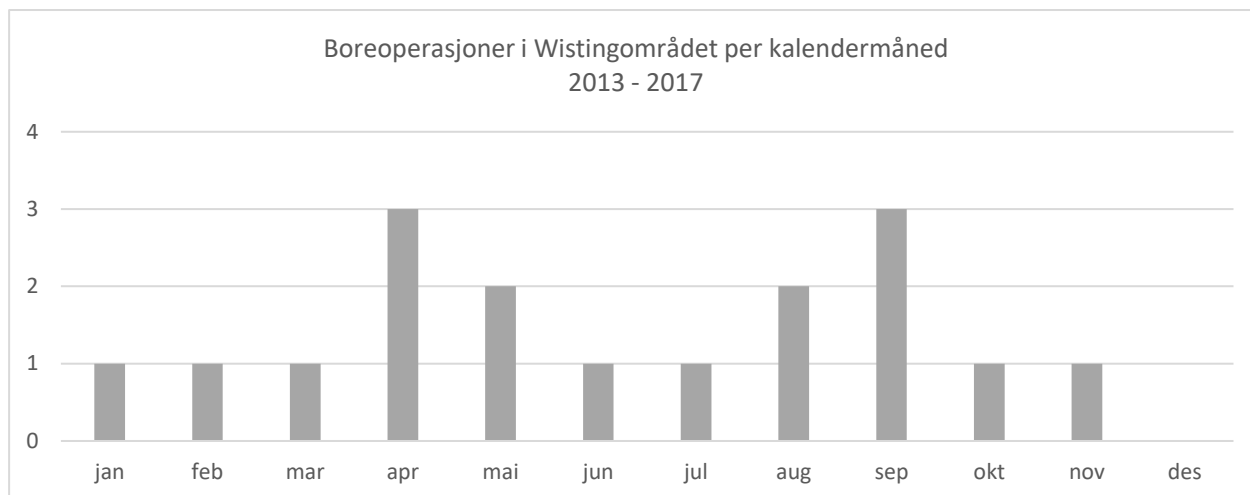


Figur 2-2 Antall boreoperasjoner per kalendermåned i perioden 1980 – 2022. (Kilde: Oljedirektoratet)

Erfaringer fra operasjoner i arktiske områder andre steder enn på norsk sokkel gir også viktig kunnskap. Offshore Newfoundland på øst-kysten av Canada er et område som har relativt hyppig forekomst av sjøis og isfjell. Første leteboring ble gjennomført i 1971, og første felt med helårs produksjon startet i 1997 (Hibernia). Equinor er operatør for Bay du Nord-funnet som ligger i Flemish Pass-bassenget om lag 500 km fra kysten av Newfoundland. Dette området har utfordringer når det gjelder logistikk, beredskap og forekomst av is. Her forekommer det sjøis, men det er først og fremst isfjell som er en utfordring. Viktige elementer i isrisikostyring her inkluderer overvåking, varsling, og operasjonelle tiltak.

## 2.1 Erfaring fra Wisting-området

Det finnes ingen felt i drift i nærheten av Wisting, men det er gjennomført flere større og mindre aktiviteter på feltet, fra kartleggingsaktiviteter til boreoperasjoner. Siden 2013 er det gjennomført totalt 6 boreoperasjoner hvorav to av disse har inkludert brønntester og en injeksjonstest.



Figur 2-3 Antall boreoperasjoner (leting) per kalendermåned i Wisting-området (Kilde: Oljedirektoratet)

Boring har vært gjennomført gjennom det meste av året og det har gitt viktig erfaring fra boreoperasjoner. I forbindelse med boring av disse brønnene har det vært krav om å ha oljevernustyr på fartøy på feltet i tillegg til utstyr på kai som kan mobiliseres innen svært kort tid. I forbindelse med brønntestene har det også vært gitt vilkår til utslippstillatelsen. Vilkåret har vært knyttet til telling og overvåking av fugl på feltet. I tillegg har operatøren hatt overvåking av når svømmetrekket for polarlomvi startet på Bjørnøya og mottatt sporingsdata fra svømmetrekket.

Boreoperasjoner skiller seg fra ordinær drift ved at det krever mer manuelt arbeid ettersom det er mye utstyr og materiell som skal til for å bore og komplettere en brønn. For de boreoperasjonene som har vært planlagt for vintersesongen ble det laget læringsopplegg for arbeid i kaldt klima og operatøren har benyttet bekledning som er egnet for arbeid i kaldt klima. Det er også gjennomført målinger av vindkjølingseffekter før hvert skift for å sikre at man ikke overstiger eksponeringstider for personell i kulden.

Equinor har også gjennomført boreoperasjoner i området rundt Wisting blant annet i lisensene PL614, PL615 og PL855. Av de seks brønnene som er boret i disse lisensene er det 7324/3-1 som er boret senest på året, i oktober og november. De øvrige er boret i perioden juni-august.

Equinor er i gjennomføringsfase av boreoperasjoner på Johan Castberg-feltet 170 km sørvest for Wisting. Her gjennomføres en borekampanje for produksjon- og injeksjonsbrønner. Boringen foregår gjennom hele året med unntak av boring av oljeproducenter i oljeførende lag i august måned.

Equinor har hatt systematiske målinger av meteorologiske og oseanografiske parametere i Barentshavet samt isdata over flere år. Mye data er også samlet inn lokalt på Wisting-feltet. Sammen med bruk av høykvalitetsmodelldata har dette sikret et godt grunnlag for design av innretning. De samme dataene legges også til grunn for planlegging av marine operasjoner og bidrar til at dette kan utføres sikkert og effektivt.

Videre har Equinor i samarbeid med værvarslingsleverandør, StormGeo, utviklet spesifikke varslingsprosedyrer for kaldt klima parametere. Dette sikrer tidlig varsling dersom planlagte aktiviteter kan bli eksponert for snø, ising, ekstremtemperaurer, redusert sikt og polare lavtrykk. Slike varsler har blitt brukt gjennom flere år med boreaktiviteter og med gode tilbakemeldinger.

## 2.2 Rammeverk for sikker drift

Sikker drift er en forutsetning for all aktivitet på norsk sokkel. Det norske petroleumsregelverket og operatørene som utgjør virksomheten har utviklet seg i takt med teknologiforbedringer og etterhvert som man har utvidet virksomheten til nye områder. Det er viktig å understreke at Equinor jobber kontinuerlig med sikker drift på norsk sokkel. Alle relevante krav som sørger for sikker, helårlig drift andre steder på norsk sokkel, vil også gjelde for Wisting. Kravene på norsk sokkel er risikobaserte og det vil derfor bli tatt hensyn til de feltspesifikke klima- og miljøforhold på Wisting-feltet.

Equinor er som operatør på norsk sokkel underlagt Styringsforskriften §4 om å velge løsninger som reduserer sannsynligheten for at det oppstår skade, feil og fare og ulykkessituasjoner. Equinor sikrer dette gjennom strenge tekniske krav. Disse kravene ivaretar tekniske regelverkskrav, men gjenspeiler også erfaringer gjennom tiår. Derfor setter man til tider ytterligere og strengere krav til virksomheten utover de tekniske regelverkskravene. På Wisting har operatøren følgelig satt strengere krav til virksomheten for å redusere sannsynlighet for at det oppstår uønskede situasjoner enn det regelverket pålegger. Dette er eksempelvis;

- Det er valgt en vanninjeksjonsmetode som har strengere krav mot oppsprekking enn andre felt på norsk sokkel.
- Høyere krav til utstyr for å redusere behovet for personell i anlegget.

I tillegg skal operatører på norsk sokkel sørge for at det etableres barrierer som til enhver tid kan identifisere tilstander som kan føre til feil, fare og ulykkessituasjoner. Barrierene skal videre redusere muligheten for at feil, fare og ulykkessituasjoner oppstår og utvikler seg, og barrierene skal begrense mulige skader og ulemper (Styringsforskriften §5). I Equinor sikres dette gjennom blant annet teknisk barrierestyring og beredskapsorganisering. For Wisting er det også satt krav som går ut over ordinære krav, eksempelvis;

- Permanent reservoar monitorering (PRM), for å oppdage tegn på oppsprekking.
- Aktivitetsbegrensning under borefasen i den mest sårbare perioden, se nærmere om dette i kap. 3.4.

## 2.3 Tiltak for å sikre helårlig drift på Wisting

Påvirkning av Golfstrømmen medfører at farvannene rundt Wisting er isfrie året rundt og marine operasjoner kan utføres som på andre felt. Det er likevel identifisert risiko knyttet til at veldig sjeldne værforhold kan transportere både sjøis og isfjell fra lokasjoner i nord sørover til Wisting-feltet. Daglig overvåking vil bli gjennomført gjennom hele prosjektets levetid. Dersom is driver i retning av Wisting vil overvåking intensiveres. Sannsynligheten for å få sjøis på Wisting-feltet er beregnet å være 1 pr 1000 år, og sannsynligheten for å få isfjell på feltet er 1 pr 300 år.

Det er gjort omfattende undersøkelser for å sikre at alle systemer (skrog, forankringslinjer, ankere og stigerør) er robust dimensjonert mot islaster. Undersøkelsene har inkludert fysiske tankmodelltester og bruk av numeriske simuleringsmodeller validert opp mot fullskalakonstruksjoner. Alle beregninger er vurdert av et eller flere uavhengige ekspertmiljøer for å sikre et godt beslutningsgrunnlag. Disse undersøkelsene er samlet og håndtert gjennom et teknologikvalifiseringsprogram «Sirkulær FPSO designet for arktiske forhold».

I tillegg til å dimensjonere mot laster med returperiode på 10 000 år, og å sjekke konsekvenser av laster med returperiode på 100 000 år, skal det følges en definert sikkerhetsfilosofi for ytterligere reduksjon av risiko. Produksjon ved Wisting skal opphøre dersom sjøis eller isfjell kommer nærmere enn de grenser som er spesifisert i isrisikostyringsplanen for drift. For sjøis vil disse grensene tentativt være definert som 50 km avstand mellom innretning og nærmeste observerte isflak, alternativt 24 timers varslet drivetid avhengig av hva som kommer først. Selv om det kan bli gjort endringer i isrisikostyringsplanen i tiden fram mot produksjonsstart presiseres det at det ikke vil være aksept for å fortsette produksjon dersom sjøis er nærmere enn 50 km. Denne grensen kan imidlertid potensielt økes. Isrisikostyringsplanen inkluderer tiltak som trykkavlastning og fjerning av hydrokarboner fra stigerør samt nedbemanning av personell som forberedelse til en nedstengning.

Designfilosofi for Wisting har vært å basere konseptet på en konstruksjonstype som har operert i Barentshavet over flere år og dokumentert gode egenskaper mot påvirkning fra bølger, vind og strøm. Deretter er robusthet vurdert opp mot belastninger fra sjøis og isfjell og nødvendige modifikasjoner gjort. For Wisting FPSO har dette ført til økt skrogforsterkning og krav om isbelte fra slingrekjøll til skrånende skrog over vannlinjen, 360 grader rundt. Krav til skrogstyrke tilsvarer DNV isklasse 1A. Det vil kun være ballasttanker og ingen lagertanker mot utsiden av skrog, dette sikrer at lagertanker ikke skades for alle dimensjonerende lasttilfeller. Utover dette er det også innført krav om at ankerfestekapasitet tilsvarende 100 000 års last fra sjøis (mot 10 000 års last som normalt på norsk sokkel). Sikkerhetssystemer skal fungere ved  $-25,6^{\circ}\text{C}$ , samt tåle spesifiserte snø- og islaster. Utsatte områder vil være beskyttet med relevant vær- og vindskjerming.

Innretningen på Wisting designes også for å unngå at eventuelle lekkasjer på innretningen skal lekke til sjø. Det sikres gjennom gode dreneringsløsninger som også skal holdes fri fra snø og is. Vinterisering, slik som eksempelet med å sikre isfrie dreneringsløsninger, gjøres primært ved å velge passive tiltak der designet sørger for at dette ivaretas. Dernest brukes aktive tiltak, eksempelvis oppvarming, hvis passive løsninger ikke fungerer. Bruken av aktive løsninger øker ofte kraftforbruk.

Et annet viktig moment for å sikre helårs drift er at man sikrer personellens evne til å arbeide sikkert under vinterforhold. Wisting har en omfattende vinterisering for sikkert arbeid under vinterforhold. Det gjøres i hovedsak ved å tilpasse design slik at funksjon og operabilitet sikres. Deretter ser man på løsninger for å redusere behov for å gjøre arbeid i anlegget i visse perioder. Til sist skal personellens utrustning være tilpasset klimaforholdene på Wisting.

Wisting vil ha et eget beredskapsfartøy tilpasset helårs drift i Barentshavet. Dette innebærer vinterisering, relevant isklasse og polarkode. Andre støtte- og forsyningsfartøy vil også få tilsvarende krav.



### 3 Miljørisiko for akutte utslipp og risikoreduserende tiltak

HMS-forskriftene krever at operatørene skal gjennomføre risikoanalyser knyttet til sin egen virksomhet som beslutningsstøtte for å vurdere risikoreduserende tiltak i tråd med krav til å redusere risiko så langt som mulig. Forskriftene krever også at operatørene skal sette egne akseptkriterier for miljørisiko som de skal bruke for å styre egen virksomhet.

Operatørene utfører analyser av miljørisiko knyttet til akutte utslipp. Disse analysene brukes (sammen med annen tilgjengelig kunnskap om mulige miljøeffekter og miljøkonsekvenser) som grunnlag for å identifisere hvilke miljøverdier som er utsatt for risiko fra en gitt aktivitet og nivået av denne. Videre er formålet å bruke resultatene til å vurdere om risiko er på et akseptabelt nivå for den omsøkte aktiviteten og identifisere behov for nye eller ytterligere risikoreduserende tiltak. Dette inkluderer å stille krav til beredskap mot akutt forurensning.

Miljørisikoanalysen for Wisting-feltet som ligger til grunn for KU viser at miljørisikoen for boring og produksjon er akseptabel i henhold til Equinors toleransekriterier også for sjøfugl. Toleransekriteriene dekker både sannsynlighet for utslippshendelser og konsekvens/miljøskadepotensial. Selv om sannsynligheten er lav, vil et stort og langvarig utslipp fra Wisting ha et potensiale for å berøre en betydelig andel av sjøfuglpopulasjoner, noe som vil kunne gi lang restitusjonstid for disse. I perioder hvor sjøfugl opptrer i høye konsentrasjoner, som i hekketiden og potensielt under svømmetrekk (for lomviarter) kan de anses som særlig sårbare.

Regelverket stiller krav om at analyser og vurderinger skal baseres på beste tilgjengelige underlagsdata og forutsetninger. I henhold til styringsforskriften (§17) skal de miljørettede risiko- og beredskapsanalysene oppdateres ved vesentlige endringer som påvirker miljørisikoen eller beredskapssituasjonen. Beredskapsplanlegging for Wisting-feltet er en kontinuerlig prosess. Ny kunnskap, teknologiutvikling og forbedring vil styrke underlaget for å velge mest mulig effektive beredskapstiltak.

Som underlag for PKU ble det i 2020 utarbeidet et notat med detaljert beskrivelse underlagsdata og forutsetninger for miljørisikoanalysen for Wisting (DNV, 2020). I henhold til fastsatt PKU ble miljørisikoanalyse for Wisting gjennomført i 2021 og presentert for Miljødirektoratet i august samme år. Miljørisikoanalysen vil bli oppdatert med nye underlagsdata og nye forutsetninger (se Vedlegg G). I dette kapittelet gis supplerende opplysninger til tema som er relevant for vurdering av miljørisiko:

- Reservoar, boring og brønnoperasjoner
- Gassutsiving
- Miljørisikometodikk og datagrunnlag for miljøressurser
- Risikoreduserende tiltak

#### 3.1 Reservoar, boring og brønnkontroll

Wisting-reservoarene er grunne og har lave trykk og temperaturer. Utvinningsstrategien planlegges med vanninjeksjon som trykkstøtte. Brønnkonstruksjon og sikker injeksjon er modnet videre etter at KU ble utgitt. Det planlegges nå med en enklere brønnkonstruksjon for injeksjonsbrønnene.

Kriterier for sikker injeksjon er etablert. Dette medfører at en unngår oppsprekking av reservoaret. Vanligvis skjer oppsprekking av reservoaret som følge av injeksjon av kaldt vann. På Wisting planlegges det å injisere vann med temperatur på 12-17°C som er nært opp til reservoar temperatur på 17°C. Kriteriet for sikkert injeksjonstrykk tar hensyn til temperatur av injeksjonsvannet. I tillegg er det satt krav om at reservoartrykket er lavere enn opprinnelig reservoartrykk gjennom hele driftsfasen.

Kappebergarten har god styrke på grunn av den geologiske historien. Dette er bekreftet med data. Ytterligere datainnsamling planlegges for å kunne optimalisere injeksjonskriteriene.

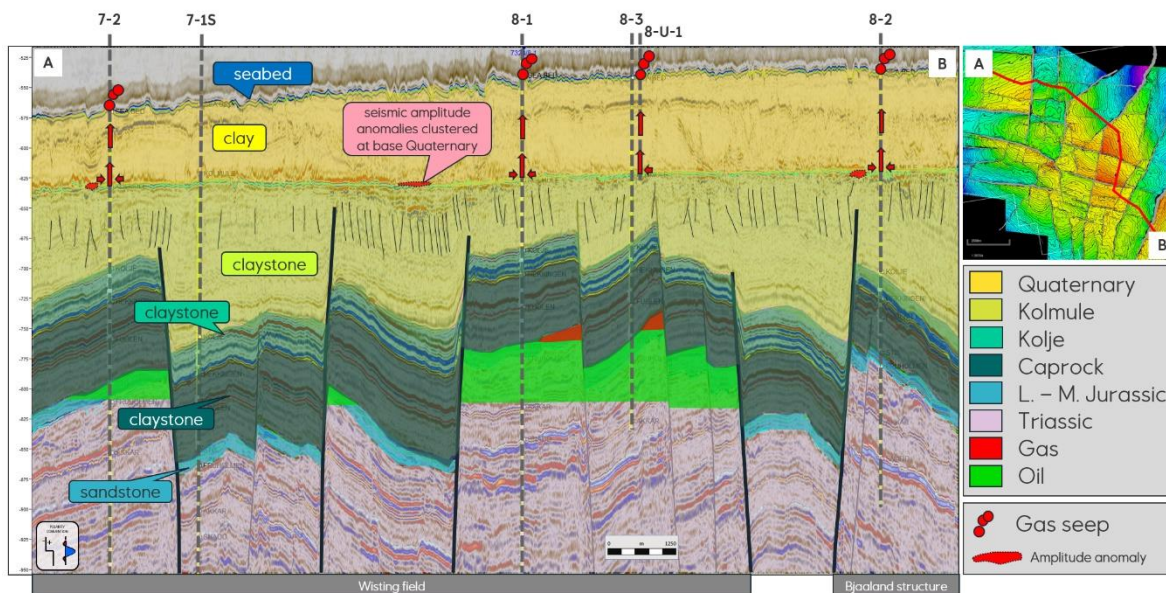
Overvåkning av reservoaret er også videre modnet etter KU og det er nå besluttet å installere et fullfelts permanent system med seismiske kabler på havbunnen for aktiv og passiv monitorering.

Boreoperasjonene har forventet start i 2026 med ferdigstilling i 2029. Brønnantallet er 36; 17 vanninjektorer og 19 oljeproducenter. I brønnkonstruksjonen legges det alltid vekt på brønnkontroll i operasjon og etablering av barrierer for hele brønnens levetid, det vil si i konstruksjonsfasen, driftsfasen og for permanent plugging. For vanninjektorer vil nå første del av reservoaret bores med en mindre hullstørrelse enn tidligere og kompletteringen er forenklet. Det vil si at boreoperasjonstiden er redusert i forhold til det som er oppgitt i KU.

### 3.2 Gassutsiving

I store deler av Barentshavet er det de senere år påvist naturlige utsivninger av gass fra havbunnen. Slike gassansamlinger er dokumentert på flere seismiske undersøkelser. Disse gassansamlingene har termogen opprinnelse og skyldes storskala gassespansjon etter istidene. Mekanismene er naturlig migrasjon over geologisk tid av hydrokarboner fra reservoarene og opp i overlageringen. Migrasjonen skjer langs svakhetssoner og er vanlig over store deler av norsk kontinentalsokkel. Hydrokarboner vil deretter kunne lekke av i permeable bergarter der det enten migrerer videre til havbunnen eller får en akkumulasjon til det vi kaller grunn gassansamlinger.

Innenfor området som er definert som Wisting-feltet er det ikke påvist slike naturlige utsivninger. Det er imidlertid påvist mindre gassutsivninger assosiert med noen av letebrønnene på Wisting. For å kunne bestemme hvor denne gassen kommer fra er det gjort analyse av gass-sammensetning og isotoper. Konklusjonen fra analysene viser at gassutsivninger fra letebrønner på Wisting kommer fra gassansamlinger i bunnen av kvartæravsetningene (Figur 3-1) og ikke fra reservoaret.



Figur 3-1 Illustrasjon av gassansamling i overlageringen på Wisting og Bjaaland-struktur i sør-øst for Wisting.

På Wisting-feltet er det flere datapunkter som støtter en slik konklusjon:

- Gassprøver tatt på sjøbunn viser at utsivninger ved letebrønner, grunn pilothull og naturlige utsivninger har lik komposisjon. Til sammenlikning har reservoargass fra Wisting en annen gasskomposisjon med flere tyngre komponenter. Dette tilsier at gassen fra utsivninger ikke stammer fra Wisting reservoaret, men fra bunnen av kvartæravsetningene, ca. 200 m over reservoaret.
- Sedimentprøver tatt i øvre sediment lag på Wisting viser ingen spor av olje fra Wisting reservoaret.

- Det er boret pilothull som ikke går ned til reservoarnivå, men kun til overgangen mellom kvartær lag og Kolmuleformasjonen. Dette pilothullet har man i etterkant observert gassutsiving fra. Denne gassen må komme fra kilder over reservoaret.
- Brønner der gasstett sement systematisk er benyttet har ikke utsivinger.
- Det er observert gassanomalier på seismikk i overgang mellom Kvartær og Kolmule i området. Det antas at disse ansamlingene danner kilder for migrering av gass langs hele overgangen mellom Kvartær og Kolmule.

Det er også gjort datainnsamling som viser at det ikke er brudd på brønnbarrierer mot reservoaret på noen av de eksisterende brønnene.

For å redusere sannsynligheten for utsiving langs brønnbanen vil det kun benyttes gasstett sement. Det er gjort detaljerte undersøkelser på alle borelokasjoner og det er ikke forventet større gassansamlinger på disse.

#### Miljøeffekt

I etterkant av KU er de påviste gassutsivningene undersøkt med ROV og i tillegg til prøver for vurdering av gass sammensetning ble også utsivingsratene målt. Gassutsivingsraten fra de tre brønnlokasjonene innenfor Wisting-området var mellom 0,02-0,07 L/min, Bjaaland brønnen hadde 0,6 L/min og området med naturlige utsivinger lengre sør hadde utsivingsrate på 0,2 L/min. De eksisterende utsivningene i området rundt Wisting er vurdert å ikke ha noen vesentlig påvirkning på havmiljøet. Kvantifiseringen av atmosfærisk bidrag er svært komplisert, og det mangler fremdeles en del kunnskap om både nedbrytningshastighet, horisontal og vertikal spredning av oppløst metan samt hvor mye av metan som føres med dypvannet og ikke migrerer opp til de øvre vannlag. Basert på litteraturstudie, laboratorieforsøk samt generisk modellering (SINTEF Ocean) kan man konservativt anta at ved metan utsiving fra ca. 400 m dyp vil 80-90% av den oppløste metanen brytes ned i havet og 10-20% gå til atmosfæren over tid.

Hvorvidt dannelsen av CO<sub>2</sub> som følge av nedbrytningen av metan kan medføre forsuring av havet er vurdert av SINTEF Ocean (2020) med konklusjonen om at dette bidraget vil være marginalt sammenliknet med andre kilder til økt CO<sub>2</sub> nivå i havet.

### **3.3 Miljøriskometodikk og datagrunnlag for miljøressurser**

Equinor bruker best tilgjengelige metoder og datagrunnlag i miljørisikoanalyser; dette gjelder også for Wisting miljørisikoanalyse som del av KU. Equinor er samtidig en pådriver i metodeutvikling og forbedring av datagrunnlag for analysene. Selskapet samarbeider tett med faginstanser og eksterne spesialister for å sikre et godt vitenskapelig og standardisert grunnlag for å vurdere miljørisiko knyttet til våre aktiviteter.

#### Modellutvikling

Environmental Risk Assessment - Acute (ERA Acute) ble tatt i bruk som analysemetodikk for miljørisikoanalyse knyttet til letebrønner og felt av Equinor i 2020/2021 etter et lengre tids utviklingsløp med finansiering fra Norges Forskningsråd og industrien. Denne metoden er nå vitenskapelig publisert (ref. Stephansen et al., 2021). «ERA Acute High Resolution Risk Assessment» er et pågående utviklingsprosjekt som skal forbedre analysemetodikk for biologiske ressurser, bl.a i den marginale iskantsonen. Modellen er basert på dagens ERA Acute modell, men den inkluderer isforekomst og naturressurser i høyere tidsoppløsning enn dagens modell, og skal dermed bedre kunne representere arters årstidsvariasjoner og aggregeringer i aktuelt område, f.eks influensområdet til Wisting-feltet. Utviklingen har vært drevet som et prosjekt med støtte fra Norges Forskningsråd og Equinor har vært sentral i initiering og oppfølging av arbeidet. Prosjektet er *p.t.* i en avslutningsfase med rapportering og testing/verifisering av modell.

Som et ledd i ERA Acute metodeutviklingen gjøres det også innsats og fremskritt i metodikk for modellering av oljedrift. Høyere tidsoppløsning i risikomodellen betinger en utvikling i spredningsmodellen Oil Spill Contingency and Response (OSCAR) for at en skal kunne hente ut statistiske resultater på drift og skjebne

av olje. Et eget industrifinansiert prosjekt ledet av SINTEF Ocean pågår til 2023 for utvikling av den såkalte «OSCAR Ensemble» tilnærmingen, som bl.a. tilrettelegger for denne funksjonen i spredningsmodellen.

SYMBIOSES var et stort prosjekt finansiert av Norges forskningsråd og industrien som ble gjennomført i perioden 2009-2019, og som nå blir fulgt opp i det pågående prosjektet SYMBIOSES 3 som løper ut 2022. I opprinnelig prosjekt ble det studert om bestanden av norsk arktisk torsk (skrei) blir påvirket som følge av at egg og larver ble utsatt for oljeforurensning. I det pågående prosjektet er også sild, hyse, lodde og polartorsk inkludert i modellen. I verifikasjonsfasen (høst 2022) vil det modelleres utslippsscenarioer for blant annet Wisting-feltet. Disse resultatene vil bli presentert i løpet av høsten, og vil også bli publisert i internasjonalt anerkjente tidsskrift. Foreløpige resultater indikerer ubetydelig eller ingen påvirkning på gytebestander knyttet til modellerte utslipp fra Wisting.

#### Forbedret kunnskap om sjøfugl og økosystemer

Equinor og Wisting-prosjektet vil være pådriver for og støtte forskningsprosjekter som kan gi ny og forbedret kunnskap om relevante sjøfuglers sesongmessige forekomst, sårbarhet og populasjonsstatus. Bedre forståelse av mulighet for overvåkning av svømmetrekk til lomviartene vil være prioritert.

Fra de pågående prosjektene SEAbird POPulations (SEAPOPOP) og Seabird Tracking (SEATRACK) leveres det jevnlig oppdaterte data på fordelinger av sjøfugl i Nord-Atlanteren, samt tilknyttede studier av sporingsteknologi, økologi og utviklingstrekk hos populasjoner. Dette er prosjekter som Equinor støtter finansielt og som leverer sentral informasjon for konsekvensutredninger og miljørisikoanalyser knyttet til olje og gass-aktiviteter. SEATRACK-prosjektet har *p.t.* finansiering ut 2022 og det planlegges en videreføring. Equinor anbefaler en forlengelse og utvikling av disse prosjektene og vil fortsette å gi finansiell støtte samt benytte resultatene fra disse programmene i egne miljørisikoanalyser. Det er *p.t.* ikke publisert nye verifiserte datasett etter de som ble lagt til grunn i miljørisikoanalysen lagt ved konsekvensutredningen. Nye verifiserte data forventes innen utgangen av 2022 ifølge Norsk Institutt for Naturforskning (NINA).

Som omtalt i KU, er Equinor og Wisting-prosjektet deltaker i og delfinansierer et 3-årig forskningsprosjekt med mål å øke kunnskap om økosystemene ved polarfronten og i den marginale iskantsonen. Prosjektet «Økosystemstudier av Polarfronten med bruk av autonome teknologier: Kunnskap for miljøforvaltere og vurdering av økologisk risiko – 2021-2024» ledes av Akvaplan-niva med deltakelse fra Universitetet i Tromsø, Norsk Polarinstitutt, og 3 internasjonale partnere. I prosjektet vil en over flere forskningstokt samle data både på tradisjonelt vis fra forskningsskip, og også fra autonome farkoster. Målene er å kvalifisere autonome farkoster for slike oppgaver og å øke kunnskap om tilstedeværelse av nøkkelarter, økologiske sammenhenger og oseanografiske forhold i polarfrontområdet. Optimalisering av digital databehandling ved innsamling, lagring, publisering og kommunikasjon er en definert del av prosjektet. Alle resultater fra prosjektet vil være åpne. Et eksempel er at saltholdighet- og temperatur data, samlet inn av autonome farkoster, oversendes kontinuerlig i sanntid til Meteorologisk Institutt. Disse dataene inngår i Nordkyst-modellen som er offentlig tilgjengelig.

To innsamlingstokt til polarfrontområdet har foreløpig blitt gjennomført, det siste vår-sommer 2022, og de første innsamlede data på oseanografi og økologi studeres nå. Det er allerede gjort interessante funn knyttet til næringskjeden rundt polarfronten og opp mot iskanten. De autonome farkostene Sailbuoy og Seaglider har demonstrert egnethet for innsamling av både oseanografiske og biologiske data over tid. Slik datafangst har noen fordeler fremfor tradisjonelle skipsbaserte undersøkelser gjennom mer relevans og bedre kvalitet på data fra øvre vannlag. Autonome farkoster kan også dekke større områder og samle lengre tidsserier enn hva tradisjonelle forskningsfartøy kan gjøre innen samme kostnadsrammer.



Figur 3-1 Seilingsrute (t.v.) til de 3 autonome farkostene av type Sailbuoy, som ble benyttet i det pågående forskningsprosjektet på økosystemer ved polarfront og iskant

Wisting-prosjektet har i samarbeid med Johan Castberg-prosjektet nylig gått inn med midler for å støtte et forprosjekt på overvåking av sjøfugl med flygende droner. Det er selskapet Tiepoint, som springer ut av Norsk Romsenter på Andøya som utfører studien, og det vil være fokus på deteksjon av lomvi på havoverflaten. Dronene kan også potensielt detektere hval på overflaten. Det skal benyttes både termiske og vanlige kameraer (se Figur 3-2). Målet er at metoden skal kunne benyttes til kartlegging av fordelinger av lomvi i hekkeperiode og under svømmetrek.



Figur 3-2 Kartlegging av sjøfugl med drone ved øya Bleik ved Andøya (foto: Tiepoint),0

### 3.4 Risikoreduserende tiltak knyttet til akutt forurensning

De viktigste tiltakene for å redusere miljørisiko er forebyggende tiltak som kan redusere sannsynligheten for et uhellsutslipp og tiltak for å stanse et utslipp tidlig. Eksempler på dette er:

- Risikoreduserende tiltak knyttet til brønnkontroll
- Styring av aktiviteter til perioder der miljøkonsekvensene ved akutt forurensning er mindre
- Sikkerhet i design, godt vedlikehold og ulike tiltak for å detektere og redusere mulige utslippsmengder (ref. KU)

Oljevernberedskap vil kunne begrense miljøkonsekvenser av et utslipp og er nærmere omtalt i kapittel 4.

#### Risikoreduserende tiltak knyttet til brønnkontroll

Ved tap av primær brønnkontroll vil en i de aller fleste tilfellene kunne gjenopprette kontroll over brønnen ved bruk av det vanlige brønnkontrollutstyret som alltid er montert på brønnen (Utblåsningssikring – BOP) og på boreriggen (pumper, ventiler/strupeventiler og borevæskehåndteringsanlegg) under boreoperasjoner i hydrokarbonførende lag. Gjenvinning av brønnkontroll gjøres da ved å gjennomføre standardiserte prosedyrer som mannskapet ombord trener på med fastlagte intervaller. Det er i slikt arbeid for å gjenopprette kontroll over brønnen med det vanlige utstyret, mange redundante nivåer (flere nivåer av ventiler som kan benyttes og flere alternative metoder). Dette kalles sekundær brønnkontroll og gjennomføres normalt uten utslipp av hydrokarboner til omgivelsene. En avslutter ikke slikt arbeid før en har gjenfunnet kontroll over brønnen med mindre situasjonen blir kritisk sikkerhetsmessig ovenfor personellet ombord på boreriggen og en må evakuere personellet eller koble riggen fra brønnen og forflytte den vekk fra området. Først da kan en stå overfor en utblåsning med lengre varighet. Kommer en i en slik situasjon, vil et større apparat mobiliseres og flere operasjoner vil foregå i parallell. Hovedelementer i videre innsats er boring av avlastningsbrønn og installering av kapslingsutstyr, to aktiviteter som vil gå uavhengig av hverandre – begge er det som regnes som tertiære brønnkontroll tiltak.

Gjenvinning av brønnkontroll ved boring av avlastningsbrønn er estimert til å kunne ta ca. 60 dager for Wisting-brønnene. Lokasjoner for avlastningsbrønner er identifisert for alle produksjons- og injeksjonsbrønner på Wisting. Brønnbaner er laget og sjekket mot eksisterende brønnbaner. Avlastningsbrønnene vil sikte inn mot siste foringsrør før en borer inn i reservoaret. Dette foringsrøret vil være magnetisert for å kunne styre avlastningsbrønnen mot den blåsende brønnen.

Gjenvinning av brønnkontroll ved bruk av kapslingsutstyr vil kunne gå vesentlig raskere. Utstyr som er nødvendig for å gjennomføre en kapslingsoperasjon, er tilgjengelig gjennom avtaler med OSRL Ltd., som lagrer, vedlikeholder og har slikt utstyr oppsatt i pakker klar for mobilisering ved sin base i Tananger utenfor Stavanger. Det er utarbeidet planer for og trent på hvordan slikt utstyr kan mobiliseres mest effektivt bl.a. til lokasjoner i Barentshavet. Equinor har under en tidligere øvelse i Barentshavet estimert at tid fra mobilisering til brønnen var stengt ville ta ca. 2 uker. Noe lengre tid enn dette er lagt inn som forutsetning ved beregning av varighet av utblåsning i utført miljørisikoanalyse for Wisting-feltet.



Figur 3-3 Kapslingsutstyr

Utstyret som er satt opp for å kapsle en brønn, er delt inn i ulike pakker som brukes i forskjellige steg frem mot at brønnen kapsles og brønnstrømmen stanses. En starter med utstyr som raskt mobiliseres for å skaffe en god oversikt over situasjonen og tilstanden til utstyret på havbunnen på og rundt selve brønnen. Samtidig mobiliseres også utstyr for og dispergeringskjemikalier til å kunne pumpe dette inn i brønnstrømmen nær utslippspunktet. Når en har skaffet nødvendig oversikt, kan en benytte en BOP intervensjonspakke hvor en da har mulighet til å utføre forskjellig tiltak på selve utblåsningssikringen (BOP'en) og i beste fall kan en gjennom slike intervensjoner klare å få elementer i utblåsningssikringen til å fungere slik at brønnstrømmen stanses. Utstyret benyttes videre til å forberede utblåsningssikringen for at kapslingsutstyret skal kunne monteres på brønnen, og deretter kan ventiler i dette utstyret stenges slik utblåsningen stanser.

### **Risikoreducerende tiltak knyttet til sjøfugl**

Rettighetshaverne er opptatt av at utbyggingen gjennomføres med god sikkerhet, god sameksistens og lave utslipp til sjø og luft. Utbygging av Wisting innebærer boring av en rekke brønner. Det er planlagt 17 vanninjeksjonsbrønner og 19 oljeproduksjonsbrønner. Dette antall brønner gir spesielle muligheter til å planlegge boreaktivitet gjennom året. I lys av dette, vil operatøren styre aktivitet til tidspunkt på året som minimerer miljørisiko, og vil derfor ikke bore i oljeførende lag i den mest sårbare måneden for sjøfugl. Tiltaket i borefasen vil kunne erstattes av alternative tiltak som gir tilsvarende beskyttelse for sjøfugl, dersom disse vurderes som beste tilgjengelige teknikker (BAT).

I forvaltningsplanen vises det til at boretidspåbegrensninger vil kunne redusere miljørisikoen betraktelig ved leteboring. For produksjonsboring er kunnskapen om reservoarforhold og oljetype godt kjent, og sannsynligheten for oljeutblåsning er redusert i forhold til en leteboring.

Klima- og miljødepartementet ga i 2019 oppdrag til Miljødirektoratet om å vurdere hvilke tiltak som kan iverksettes for å redusere miljørisikoen for sjøfugl fra oljeutslipp i åpent hav. Miljødirektoratets vurdering var at boretidspåbegrensninger i definerte geografiske områder for å styre risikofylt aktivitet unna de mest sårbare periodene, er det mest effektive tiltaket for å redusere miljørisiko for sjøfugl fra store akutte oljeutslipp (Miljødirektoratet, 2019). Miljødirektoratet identifiserte ikke nye typer tiltak utover de som allerede benyttes for å beskytte sjøfugl i Barentshavet, enten i forvaltningsplanene, konsesjonsrundene eller i enkeltvedtak. Når og hvor det er behov for de ulike tiltakene, og på hvilket nivå i forvaltningen, må vurderes ut fra tilgjengelig kunnskap om sjøfugl.

Fram til søknad om tillatelse til produksjonsboring sendes til Miljødirektoratet vil Equinor jobbe videre med å innhente mer kunnskap om svømmetrekket til sjøfugl og å styrke oljevernberedskapen. Ny kunnskap vil brukes til BAT-evaluering av tiltak for beskyttelse av sjøfugl, og Equinor vil søke å samarbeide med myndigheter og biodiversitetsekspertene om videre BAT-evalueringer.

### **Tiltak for å detektere og redusere mulige utslippsmengder**

Undervannslekkasjedeteksjonssystem vil bli installert på Wisting-feltet (ref. vedlegg F.6). Aktive og passive akustiske sensorer og metan-sniffere er aktuelle for deteksjon av undervannslekkasje på Wisting. Antall og lokalisering av sensorer vil utredes ytterligere. Oljedeteksjonsradar vil også installert og plan for deteksjon og overvåking vil bli etablert (ref. 4.6.).

Undervannsinnspeksjonsdroner (UID) er neste generasjon Remotely operated underwater Vehicle (ROV). Operatøren vil installere permanent infrastruktur for UID-system på Wisting-feltet og dette vil muliggjøre inspeksjon av undervannsinstallasjoner og gassutsiving.

Wisting skal bygges ut med Permanent Reservoar Monitoring (ref. 2.2 og vedlegg F.7). Dette systemet vil være i drift fra produksjonsstart og bidrar til overvåking av kappebergart og reservoar i drift. Passiv lyttemodus gir mulighet til kontinuerlig overvåking av undergrunnen.

## 4 Oljevernberedskap

Beredskapsanalysen som ligger til grunn for KU (DNV, 2021) er utarbeidet i henhold til bransjestandard og regelverkskrav og ble presentert for Miljødirektoratet i august 2021. Beredskapsanalysen vil oppdateres ved vesentlige endringer, og i god tid før boring i 2026 slik at den nyeste kunnskapen benyttes for å oppnå en best mulig beredskap (Vedlegg G). Equinor vil fortsette dialogen med Miljødirektoratet og gi informasjon om endringer i analysene, og ny kunnskap og utvikling av beredskapen.

Med bakgrunn i høringsuttalelsene til KU er det innhentet nye og supplerende opplysninger om beredskap mot akutt forurensning:

- «Vurderinger av sannsynlighet for kontakt mellom olje og havis for Wisting» (DNV 2022). Oppdatert studie basert på isdata i perioden 2017 – 2021.
- «Isingsforhold i influensområdet til Wistingfeltet» (Equinor, 2022)
- «Testing av dispergeringsmidler (subsea og overflate) på oljer fra Wistingfeltet» (SINTEF Ocean, 2022)
- «Effekt av beredskapstiltak ved ulike vindhastigheter for Wisting» (DNV, 2022)
- «Evaluation of vessel dispersion concepts in the Barents sea» (DNV, 2022)

I dette kapittelet er det gitt en kort oppsummering av nye opplysninger fremkommet gjennom disse studiene. For nærmere informasjon vises det til underlagsrapportene som er tilgjengelig på [www.equinor.com Impact assessment Wisting - Equinor](http://www.equinor.com/Impact%20assessment%20Wisting%20-%20Equinor)

### 4.1 Sannsynlighet for at et oljeutslipp kan drive inn i område med sjøis

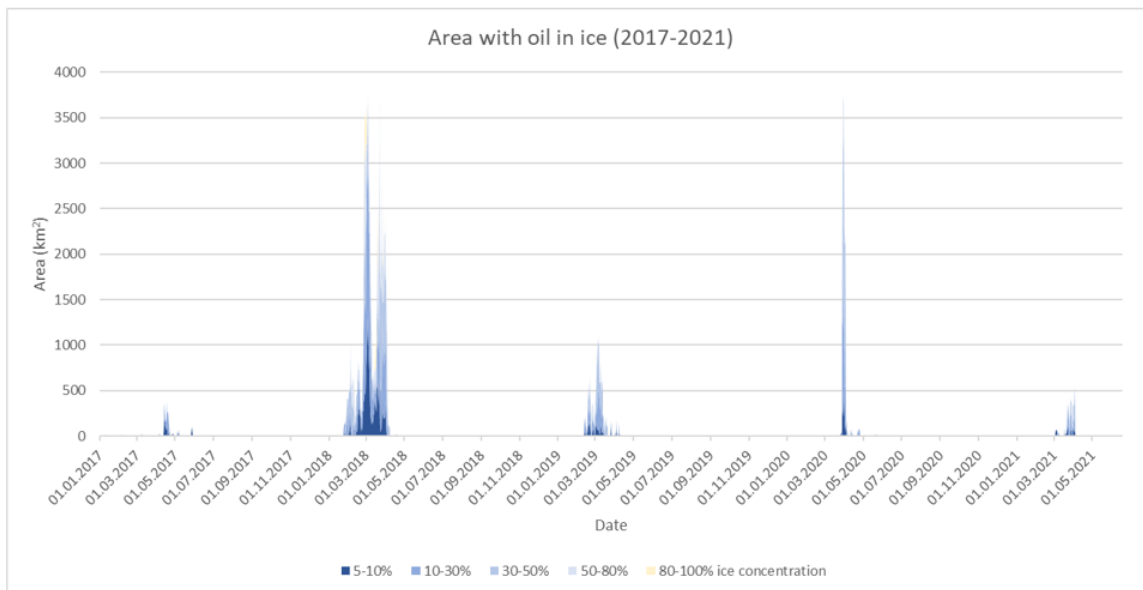
I KU er det omtalt overlappanalyser mellom olje og iskonsentrasjoner basert på en utblåsning fra Wistingfeltet og isdata fra de siste 40 år (DNV, 2021). Det er ikke tilstrekkelig å vurdere geografisk overlapp av utbredelsesområder av olje og is over et tidsrom. Olje og is må være på samme sted samtidig for å få olje-is kontakt, og dette er blitt analysert av DNV. DNV og SINTEF Ocean har i 2022 utviklet forbedret metodikk og gjort ytterligere vurderinger av sannsynlighet for kontakt mellom olje og is knyttet til Wistingfeltet (DNV 2022). De siste års isdata (2017-2021) er nå blitt analysert med ny metodikk. SVIM-arkivet med 4 km oppløsning er benyttet både som driverdata for strøm og for isutbredelse. Metoden er basert på samtidig modellering av oljedrift og isdrift med daglig tidsoppløsning. Modellerte isutbredelser er validert opp mot satellittobservasjoner av is fra met.no.

Basert på miljørisiko- og beredskapsanalysen (DNV 2021) er følgende utblåsningshendelser modellert i dette studiet:

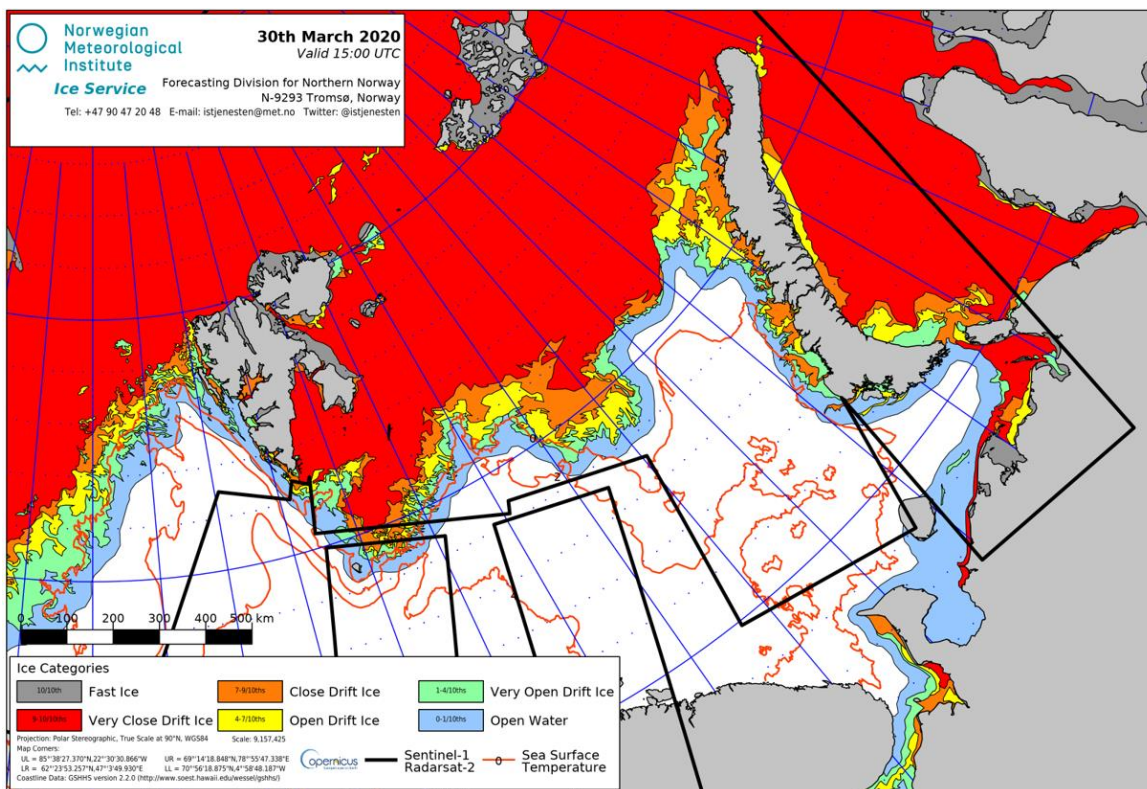
- Utblåsning ved boring, overflate. 8000 m<sup>3</sup>/d i 30 døgn (maksimal varighet overflate)
- Utblåsning ved boring, sjøbunn. 4270 m<sup>3</sup>/d i 6 døgn (forventet varighet)
- Utblåsning under produksjon, sjøbunn. 3200 m<sup>3</sup>/d med flere varigheter 5/10/15/30 døgn

Scenariene er modellert for årene fra 2017 til og med 2021 for månedene januar til og med juni. Året med størst sannsynlighet for treff av is var 2018, og dette året ble benyttet til å modellere effekt av oljevernberedskap på olje-is kontakt. Resultatene viser at utslippsscenariene med kortest varighet ikke ga treff av is. Utslippsscenariene med lengst varighet gir treff av is for noen av simuleringene, se Figur 4-1 som viser resultater for utslipp på 30 døgn med 20 døgns følgetid.





Figur 4-1 Maksimal daglig overlapsareal mellom olje og is i perioden 2017-2021 basert på modellering av 30 dagers oljeutblåsning på 8000 m3/d fra Wisting. Areal er beregnet i 4 x 4 km gridruter. (Merk at for resultatet fra 2020 er det beheftet stor usikkerhet da det er oppdaget avvik mellom modelldata og de daglige iskartene fra Met.no. vist i figur 4-2.)

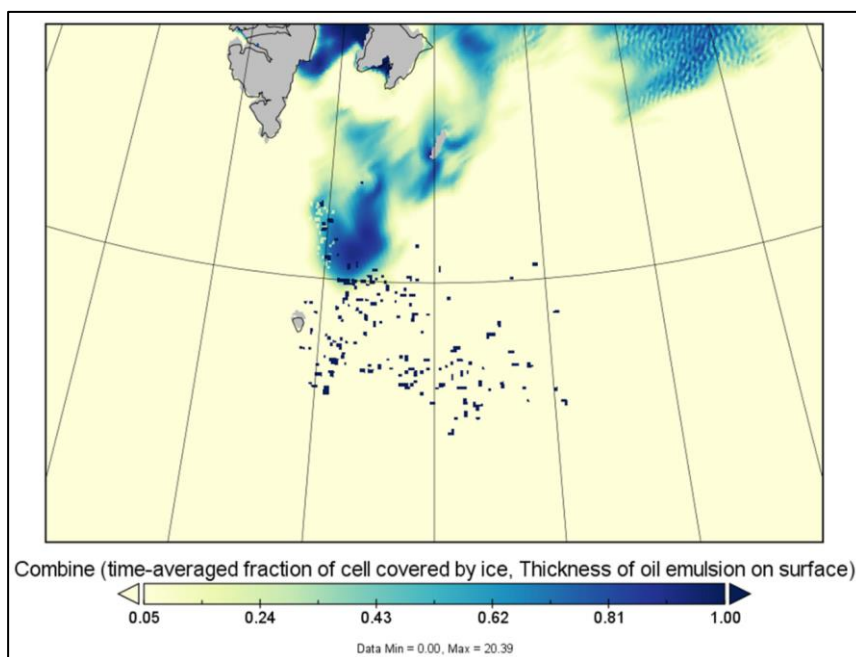


Figur 4-2 Iskart fra met.no den 30.03.2020. Kilde: <https://cryo.met.no/index.php/archive/ice-service/icecharts/quicklooks/>

Gjennomgående er drivtider fra utslipp til treff av is relativt lange. Gjennomsnittstid til første iskontakt var 23-35 dager mens korteste simulerte drivetid til treff var 8 til 30 døgn, se Figur 4-3. Resultater for 2020 er tatt ut i figuren på grunn av manglende overenstemmelse mellom modelldata og isobservasjoner. Det jobbes videre med å få klarhet i og å korrigere for denne type manglende overenstemmelse.

2017	Days	2018	Days	2019	Days	2021	Days
01.01.2017		01.01.2018	23	01.01.2019	40	01.01.2021	
11.01.2017		11.01.2018	14	11.01.2019	28	11.01.2021	
22.01.2017		22.01.2018	23	22.01.2019	16	22.01.2021	41
02.02.2017		02.02.2018	13	02.02.2019	26	02.02.2021	30
13.02.2017		13.02.2018	35	13.02.2019	47	13.02.2021	32
24.02.2017	41	24.02.2018	31	24.02.2019	30	24.02.2021	36
06.03.2017	37	06.03.2018	19	06.03.2019	19	06.03.2021	
17.03.2017	26	17.03.2018		17.03.2019	8	17.03.2021	
28.03.2017	15	28.03.2018		28.03.2019		28.03.2021	
08.04.2017		08.04.2018		08.04.2019		08.04.2021	
19.04.2017		19.04.2018		19.04.2019		19.04.2021	
30.04.2017		30.04.2018		30.04.2019		30.04.2021	

Figur 4-3. Simuleringer (12) ble gjennomført per år for scenarioet 8000 m<sup>3</sup>/d i 30 dager, indikert ved startdato. De simuleringene som ga treff av olje i is er merket blått og tid mellom utslippstidspunkt og første iskontakt er vist. (Merk at resultater for 2020 er tatt ut på grunn av manglende overenstemmelse mellom modelldata og isobservasjoner).

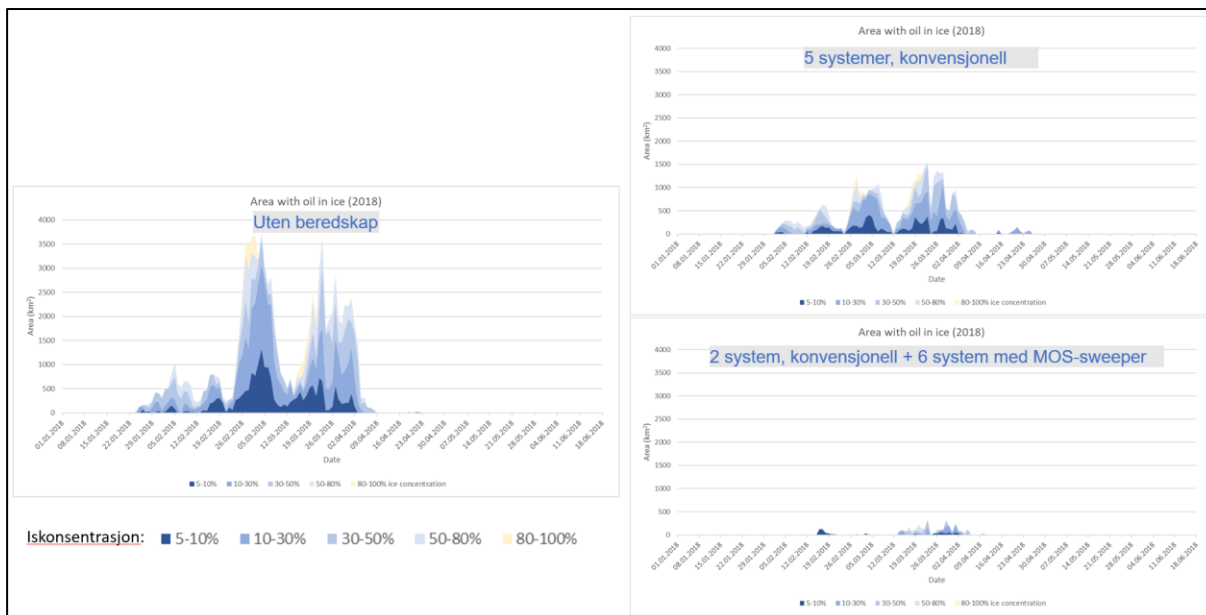


Figur 4-4 Overlapp mellom olje (mørke flekker) og is den 26.02.2018 fra utblåsning som startet 11.01.2018. Is-konsentrasjoner er vist i fraksjoner hvor mørkt blått er 100 % is-konsentrasjon

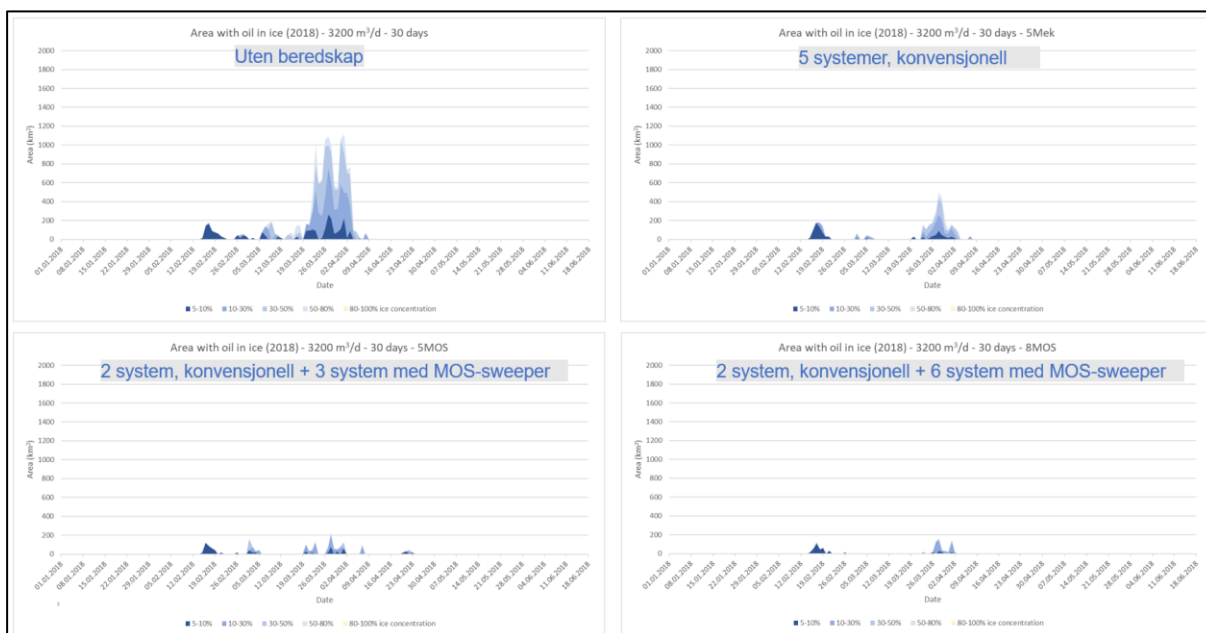
For 2018 er scenariene i tillegg modellert med effekt av oljevernberedskap. Basert på beredskapsanalysen (DNV, 2021) ble følgende beredskapsløsninger modellert:

- 5 system for mekanisk oppsamling (konvensjonell lense)
- 2 system for mekanisk oppsamling + 3 system med MOS sweeper
- 2 system for mekanisk oppsamling + 6 system med MOS sweeper

Resultatene viser at mengde olje som kan treffe is blir signifikant redusert med mekanisk bekjempelse (Figur 4-5 og Figur 4-6) men at det fortsatt ble noe treff av olje i is. Det påpekes at andre beredskapsløsninger som dispergering, brenning, o.l. ikke er inkludert i denne studien. En økning av antall systemer, med mulighet for en kombinasjon av samtidig mekanisk opptak og kjemisk bekjempelse, vil kunne redusere sannsynlighet for treff av olje i is ytterligere. Dette vil studeres videre som bakgrunn for å utvikle mest mulig effektive beredskapsløsninger.



Figur 4-5 Modellering av olje-is kontakt uten og med oljevernberedskap. Resultater er vist for scenarior med høy utblåsningsrate (8000m<sup>3</sup>/d) og lang varighet (30 døgn) i borefasen. Maksimale daglige overlapsarealer mellom olje og is fra simuleringer i 2018 uten beredskap og med ulike løsninger for mekaniske oppsamlingssystemer.



Figur 4-6 Resultater for scenarior med vektet utblåsningsrate (3200 m<sup>3</sup>/d) og lang varighet (30 døgn) i driftsfasen. Maksimale daglige overlapsarealer mellom olje og is fra simuleringer i 2018 uten beredskap og med ulike løsninger for mekaniske oppsamlingssystemer.

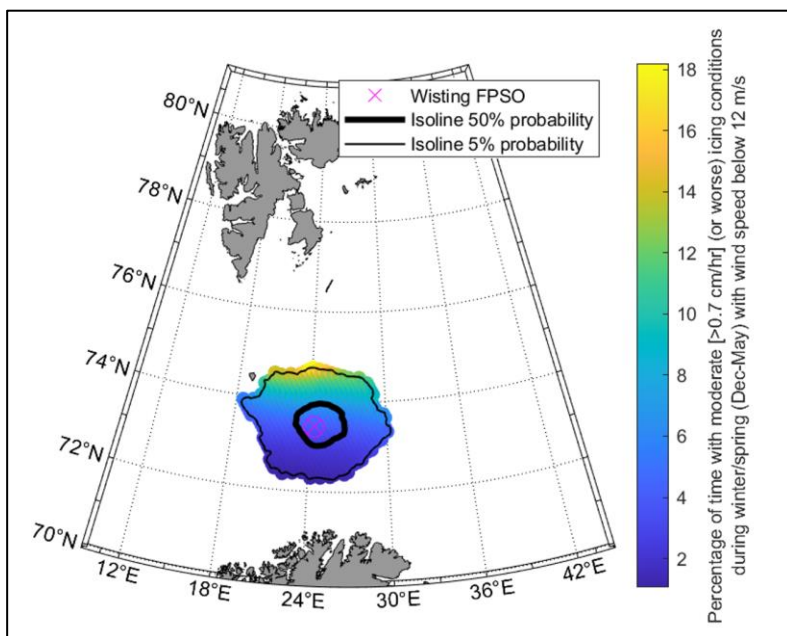
Som omtalt i KU vil både mekanisk oppsamling og dispergering kunne fungere i områder med noe is. Gjennomførte øvelser senere år viser at mekanisk utstyr kan opereres i områder med opptil ti prosent is. Både utstyr i statlig og privat beredskap er testet og det er gjort arbeid for å forsterke utstyr for å tåle merbelastning av is. Ytterligere analyser av robustgjøring av oljevernberedskapen og betydning for olje-is kontakt vil gjennomføres for å tilstrebe å nå det overordnede målet om at olje fra et akutt utslipp ikke skal drive inn i sjøis. Ytterligere tiltak for å effektivisere oljevernberedskapen er nærmere omtalt i kapittel 4.8.

## 4.2 Isingsforhold i influensområdet til Wisting

I KU er det omtalt isingsforhold på Wisting-feltet, inkludert tiltak for å unngå ising av oljevernustyr. Med bakgrunn i høringsuttalelse er det nå gjort en tilleggsstudie for å se på isingsforhold i hele influensområdet til Wisting, det vil si der en potensielt vil måtte kunne gjennomføre en oljevernaksjon (Equinor, 2022).

Analysen er utført med historiske data innenfor influensområdet som det fremkommer av miljørisikoanalysen (DNV, 2021). Modelleringen er utviklet for å indikere potensiale for ising på fartøyer ut fra temperatur i sjø, temperatur i luft og vindhastighet. Resultater er presentert for perioden desember – mai.

I influensområdet (større enn 5 % treffsannsynlighet av olje), er det beregnet at prosentandel av tid med moderate (eller verre) isingsforhold kan variere mellom 2 % av tiden i sør og 25 % av tiden i nord, og i gjennomsnitt 9 % av tiden (desember-mai) i hele området. For vær-situasjoner hvor oljevernaksjoner anses mest effektive (her satt til vindhastigheter lavere enn 12 m/s) er det beregnet at isingsforhold kan variere mellom 1 % av tiden i sør og 18 % av tiden i nord, og 6% i gjennomsnitt for influensområdet (se Figur 4-7).



Figur 4-7 Isingsforhold i influensområdet uttrykt som prosentandel av tid med moderate isingsforhold i perioden desember – mai, og hvor vindhastighet er mindre enn 12 m/s.

Det er usikkerheter i disse beregningene knyttet til metoden benyttet, som anses å være for sensitiv til sjøtemperatur, og fremover vil også andre modeller benyttes til studier av ising relatert til oljevernaksjoner.

## 4.3 Ny kunnskap om Wisting oljenes dispergerbarhet

I KU er dispergering omtalt som et oljevertiltak, inkludert en analyse av oljenes dispergerbarhet. Med bakgrunn i høringsuttalelser er det nå gjort ytterligere en studie for å vurdere dispergerbarheten for Wisting-oljene. I dette kapittelet gis det en kort oppsummering, for nærmere informasjon inkludert kildehenvisning, vises til rapporten «Testing av dispergeringsmidler (subsea og overflate) på oljer fra Wistingfeltet» (SINTEF Ocean, 2022).

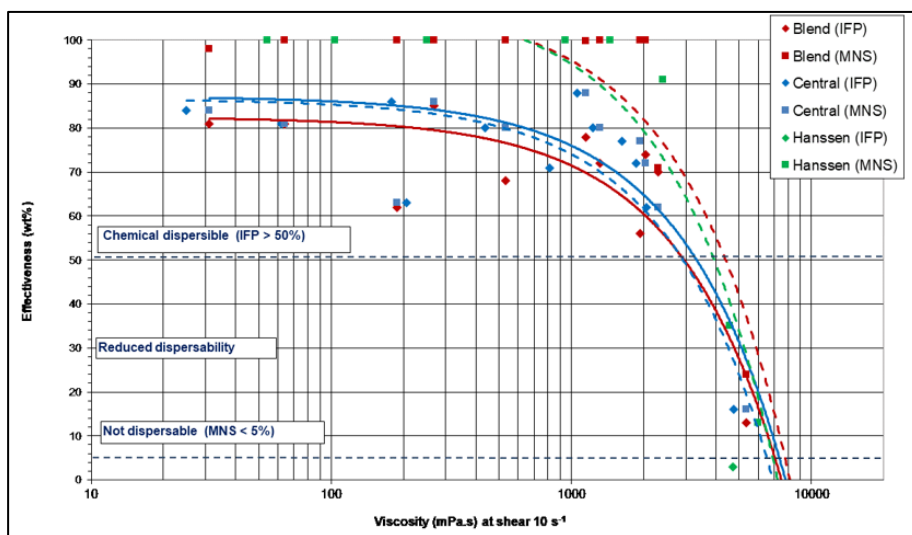
Studien ser nærmere på både kjemisk og mekanisk dispergering og overflate- og undervannsdispergering. Tidligere forvitningsstudier har konkludert med at Wisting Central oljen er kjemisk dispergerbar, men at Hanssen-oljen ikke er det. Forvitningsstudiet på Hanssen oljen ble utført i 2015 av Akvaplan-niva med Cedre

i Frankrike som underleverandør på studier av dispergerbarhet. Equinor har i 2022 fått reanalysert gjenværende prøver av Hanssen olje for kjemisk dispergerbarhet hos SINTEF Ocean.

En sammenligning av egenskapene til oljene viser at Hanssen-oljen har en redusert fordampning sammenlignet med oljene Wisting Central og Wisting Blend. Hanssen har videre et høyere stivnepunkt på grunn av økt voksinnhold. Hanssen har et noe raskere vannopptak enn Wisting Central og danner emulsjoner som har høyere viskositet enn Wisting Central og Wisting Blend.

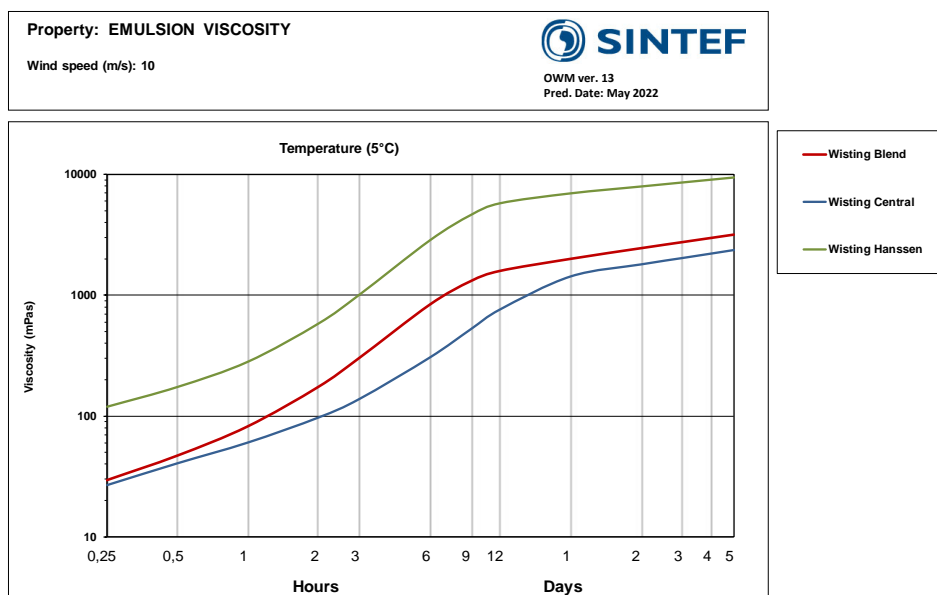
Screening utføres vanligvis med IFP-testen (simulerer lave ikke-brytende bølger) på 4-5 forskjellige dispergeringsmidler. Dette gjøres for å identifisere gode dispergeringsmidler og utelukke eventuelle dispergeringsmidler med lav effektivitet. Deretter gjøres en utvidet testing med både IFP og MNS (simulerer brytende bølger) for å estimere grenser for bruk av dispergeringsmidler. Trenden som ofte observeres når effektiviteten av dispergeringsmidler studeres som funksjon av forvitring (emulsjon/oljens viskositet) er en generell høy effektivitet frem til en viss forvitningsgrad (viskositet) hvorpå effektiviteten avtar relativt raskt. Denne viskositeten brukes for å sette en øvre grense for bruk av dispergeringsmidler. For Wisting Central og Wisting Blend er denne viskositeten høy og disse oljene har et tidsvindu for bruk av dispergeringsmidler som er antatt å være større enn 5 dager. For Wisting Hanssen manglet denne informasjonen da testingen i 2015 ble avsluttet etter screeningforsøkene.

Prøver av Wisting Hanssen ble analysert og testet for dispergerbarhet med MNS metoden. Resultatene viser at Hanssen-oljen likevel har et visst potensiale for kjemisk dispergering. Det er ingen signifikante forskjeller mellom Wisting-oljene på variasjon i dispergerbarhet som funksjon av forvitring, Figur 4-8. Det ble først utført doseringstester for å undersøke hvor følsom oljen er for mengde dispergeringsmiddel. Effektivitetstesting med varierende dosering ga generelt høye og sammenlignbare resultater med tidligere testing med Wisting Central og Wisting Blend. Deretter ble effektivitet testet som funksjon av forvitring. Ved økende viskositet og stabilitet av emulsjonene, vil de aktive komponentene i dispergeringsmiddelet bruke lengre tid på å trenge inn i oljen slik at de kan bli vasket av oljen og blir fortynnet/tapt i sjøen før de får effekt. Dispergeringstesting av prøvene ble utført ved 5 °C.



Figur 4-8 Effektivitetstesting (Dasic NS) for IFP (ikke-brytende bølger) og MNS (brytende bølger) for de tre Wisting-oljene; Blend (80:20), Central og Hanssen. Grensene (IFP 50% og MNS 5%) brukes for å estimere tidsvinduet for bruk av dispergeringsmiddel for henholdsvis god dispergerbarhet (IFP > 50%) og redusert dispergerbarhet (MNS > 5%).

Når det gjelder tidsvindu for dispergering, er det illustrert i Figur 4-9. Figuren viser viskositet av de ulike Wisting-oljene som funksjon av tid. Siden Hanssen-oljen har et høyere vannopptak enn Wisting Central og Wisting Blend vil viskositeten på emulsjonen på sjøoverflata øke raskere. Dette betyr at Hanssen-oljen raskere vil nå en viskositet der oljen ikke er dispergerbar.

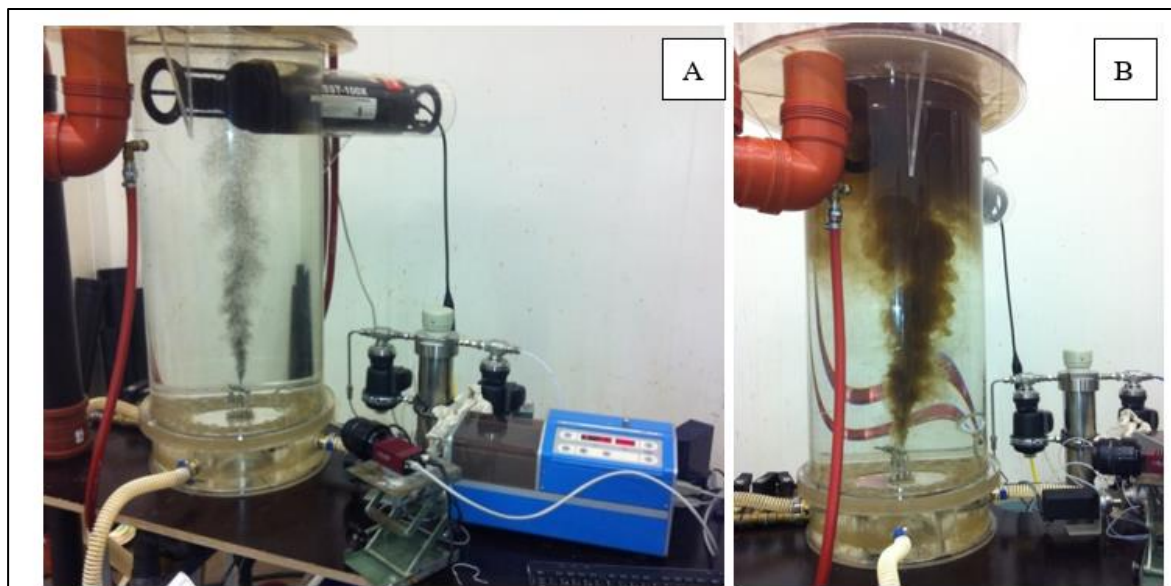


Figur 4-9 Emulsjonens viskositet som funksjon av tid (opp til 5 døgn) for de tre Wisting oljetyperne (Wisting Central, Wisting Hanssen og Wisting Blend)

Ulikhet i metodikk kan forklare forskjellig resultat mellom testene hos Cedre i 2015 og de nye testene hos SINTEF. Cedre utførte kun en lavenergitest (IFP testing), dvs. at Hanssen-oljen ikke ble testet med den antatt mer realistiske høyenergitesten (MSN-test) som simulerer forhold med brytende bølger. Det er ikke gjennomført noen interkalibrering når det gjelder analyser og lab-arbeid som inngår i forvitningsstudier. I dag gjøres det slike studier både hos Cedre (Frankrike), S.L. Ross (Canada) i tillegg til hos SINTEF Ocean. Det er derfor vanskelig å si noe om hvilke forskjeller som kan forventes ved en sammenligning av studier utført ved disse laboratoriene.

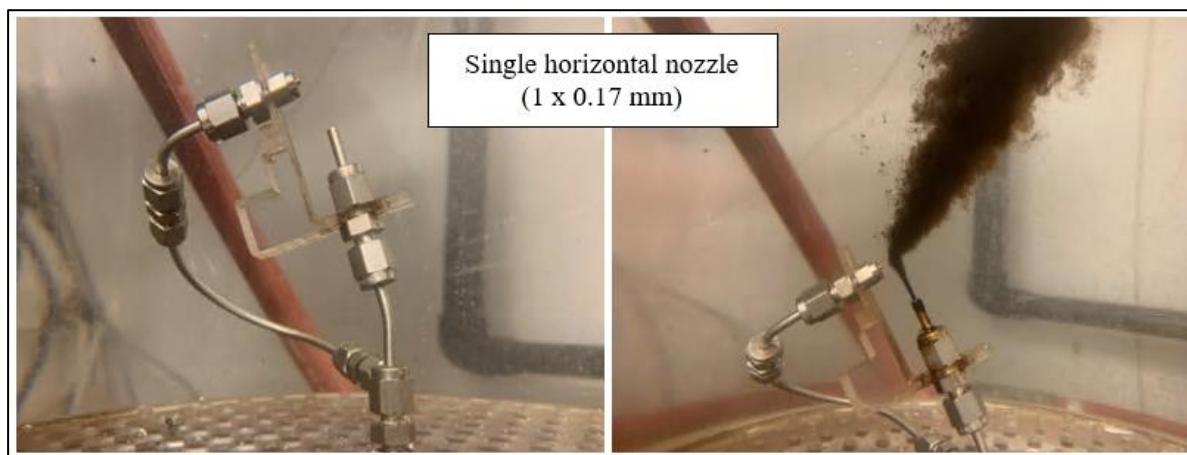
SINTEF Ocean har i sin undersøkelse (2022) også testet potensialet for kjemisk undervannsdispergering og mekanisk undervannsdispergering for Wisting Central, Wisting Blend og Hanssen-oljene. Alle de tre oljene har en reduksjon i oljedråpestørrelse i området 2-3 ganger ved en dosering på 1%. Dette er tilsvarende som for Oseberg blend som er en olje som er mye brukt i forsknings- og utviklingsprosjekter for kjemisk undervannsdispergering. To dispergeringsmidler ble benyttet (Dasic NS og Corexit C9500) og med fem forskjellige doseringer (2, 1, 0,5, 0,2 og 0%). Testingen ble utført i SINTEF Ocean's Mini-tårn (se Figur 4-10). Temperatur for oljen ved subsea testing i Mini-tårnet er vanligvis 50°C. Siden Wisting er et grunt reservoar med lav temperatur (17 °C), ble det i dette prosjektet testet med en lavere temperatur. Det ble benyttet en forholdsvis nyutviklet metodikk for å teste effektivitet av kjemisk undervannsdispergering. Her kvantifiseres effektiviteten ved reduksjonen i oljedråpestørrelse (d50).

Stor-skala testing av kjemisk undervannsdispergering ved Ohmsett, USA viser en meget høy effektivitet for Oseberg blend. I storskalatestene ble det oppnådd en reduksjon i oljedråpestørrelse på 15-20 ganger med dosering av dispergering på 1 %. Dette indikerer at dette også kan være en operativ metode for Wisting-oljene.



Figur 4-10 SINTEF Ocean's Mini-tårn. Ubehandlet Oseberg blend (A) og Oseberg blend behandlet med 1% dispergeringsmiddel (B).

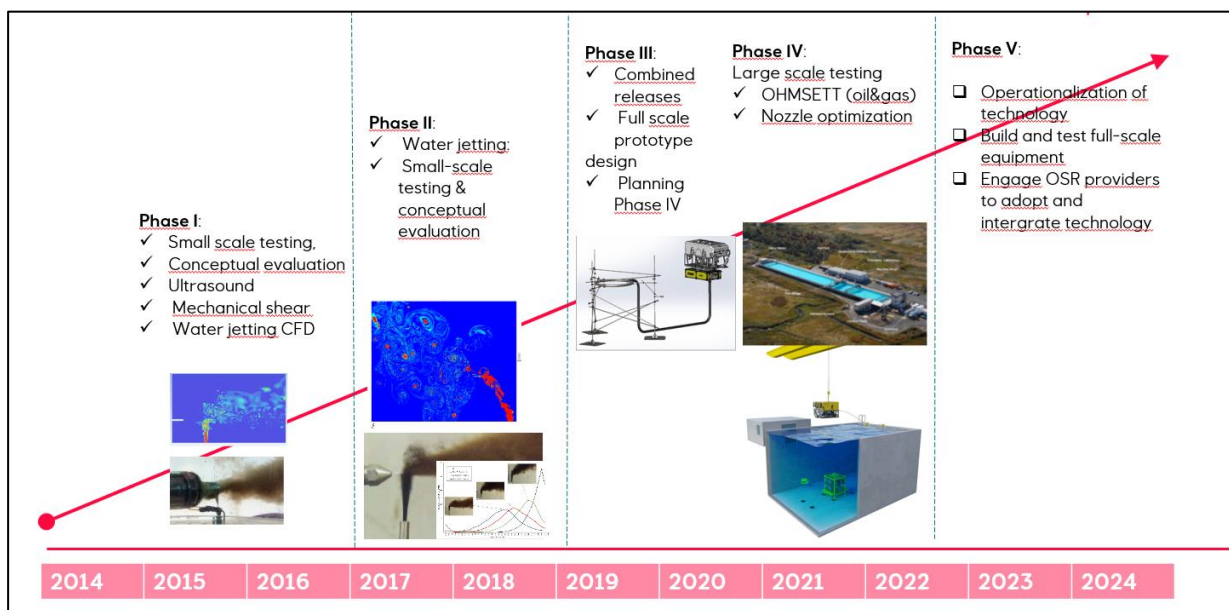
Mekanisk undervannsdispergering ble også testet i SINTEF Ocean's Mini-tårn. I disse testene er injeksjon av dispergeringsmiddel erstattet med en vannjet (vanndyser 0.17 mm) med en rate på 0.04-0.06 L/min (40-60 % av oljerate). Basert på tidligere studier i ulik skala, bla. annet storskalatest i Ohmsett, ble det valgt et dysedesign i form av en enkel horisontalt plassert dyse. Figur 4-11 viser nærbilde av oppsettet i testen.



Figur 4-11 SINTEF Ocean's Mini-tårn. Bildet til venstre viser dysearrangement uten utslipp og bildet til høyre viser et oljeutslipp som behandles med vanninjeksjon.

Equinor har siden 2015 vært pådriver (med støtte fra Total Energies, Lundin og AkerBP) for å videreutvikle mekanisk undervannsdispergering, som opprinnelig ble lansert av BP. Prinsippet for mekanisk undervannsdispergering er å benytte en vannjet (dyser med sjøvann) for å dispergere oljen og dermed oppnå den samme effekten som ved injeksjon av dispergeringsmiddel. Konseptet ble først verifisert ved å utføre eksperimenter i liten skala med fokus på dysedesign, trykk og vannbehov. Deretter ble det gjort modellering for å forberede en oppskalert bassengtest (Ohmsett). I denne fasen av prosjektet var Oceaneering involvert i et forstudie for å designe en fullskala prototype av teknologien, inneholdende subsea pumpe, dysesystem og ROV. Den oppskalerte bassengtesten, utført på oljetypen Oseberg Blend, var vellykket og viste resultater som var sammenlignbare med kjemisk undervannsdispergering.

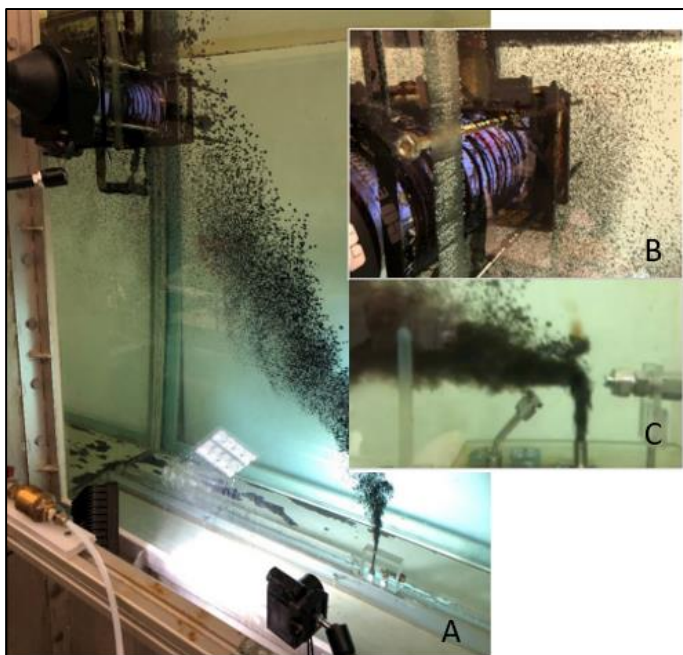
Tidlig i 2022 ble partnerne enige om å engasjere OSRL (industriens globale oljevernaktør) for å igangsette arbeid knyttet opp mot operasjonisering av teknologien. I juni 2022 ble Oceaneering engasjert av OSRL for å gjøre et arbeid som omfatter en vurdering av hydrauliske versus elektriske pumper, se på markedet for leie av subseapumpene og videreutvikle design av vanntilførsel og dyser. Studiet omfatter videre å vurdere og verifisere en operasjonell løsning for utsetting av utstyret. Dette arbeidet skal ferdigstilles i fjerde kvartal 2022. Opsjoner for neste fase, bygging og testing av en operasjonell prototype, blir nå vurdert av Equinor sammen med nasjonale og internasjonale olje- og gass operatører. Figur 4-12 viser en tidslinje over utførte og planlagte aktiviteter for implementering av mekanisk undervannsdispergering.



Figur 4-12 Tidsplan for modning av og implementering av mekanisk undervannsdispergering

Samtidig med at arbeidet med operasjonisering av mekanisk undervannsdispergering pågår, så ble det påpekt at implementeringsrisiko kunne reduseres ved å teste flere oljetyper i tillegg til Oseberg blend da en antar at effektiviteten av mekanisk undervannsdispergering, på samme måte som for kjemisk undervannsdispergering, kan variere noe for ulike oljetyper. I løpet av september vil det settes i gang forsøk i SINTEF OCEAN sitt bølgebasseng for å dokumentere denne avhengigheten. Oseberg blend som er en relativt lett parafinsk olje ble valgt som en god referanseolje i alle tidligere faser av prosjektet fordi den er representativ for et typisk stort undervannsutslipp. For å kunne dekke egenskapene for de ulike oljekvalitetene på norsk sokkel vil det nå bli utført tester på fem ulike oljetyper. Oseberg blend vil fortsatt være en referanseolje, siden den allerede er testet i større skala (Ohmsett). I tillegg vil Wisting Central (naftensk olje), Norne blend med høyt voksinnhold, Grane (asfaltensk olje) med høy viskositet og Kobbe (lett parafinsk) bli testet. Bølgebassenget har også tidligere vært brukt for tester av mekanisk undervannsdispergering. De tidligere forsøkene i dette bassenget hadde fokus på dysedesign. Figur 4-13 viser utslipp av en ubehandlet olje (A), måling av dråpestørrelse (B) og testing av undervannsdispergering (C). Dette arbeidet skal ferdigstilles i fjerde kvartal 2022.





Figur 4-13 SINTEF OCEAN bølgebasseng. utslipp av en ubehandlet olje (A), måling av dråpestørrelse (B) og testing av undervannsdispergering (C) Kilde: SINTEF Ocean.

Undervannsdispergering var et av tiltaksscenarioene som ble modellert i beredskapsanalysen. Resultatene herfra viste relativ lav effekt, noe man antar kan skyldes begrensninger i modellen. Det arbeides kontinuerlig med forbedringer av oljedriftsmodellen for bedre å kunne dokumentere effekten av undervannsdispergering, både kjemisk og mekanisk. På kort sikt er det ønskelig å forbedre metodikken i fremstilling av data som er tilgjengelig i dagens OSCAR modell, og på lengre sikt å forbedre modelleringen, spesielt for vandyp på norsk sokkel, ved å kunne inkludere effekten av undervannsdispergering på oljens egenskaper og levetid på sjøoverflaten.

#### 4.4 Vurderinger av kapasitet og effektivitet for oljevernressurser for Wisting-feltet

DNV har i 2022 levert to rapporter til Equinor fra studier av beredskapskapasitet og beredskapseffektivitet i Barentshavet bl.a. med fokus på Wisting-feltet:

- Oljevern i Barentshavet sammenlignet med øvrig norsk sokkel
- Effekt av beredskapstiltak ved ulike vindhastigheter for Wisting

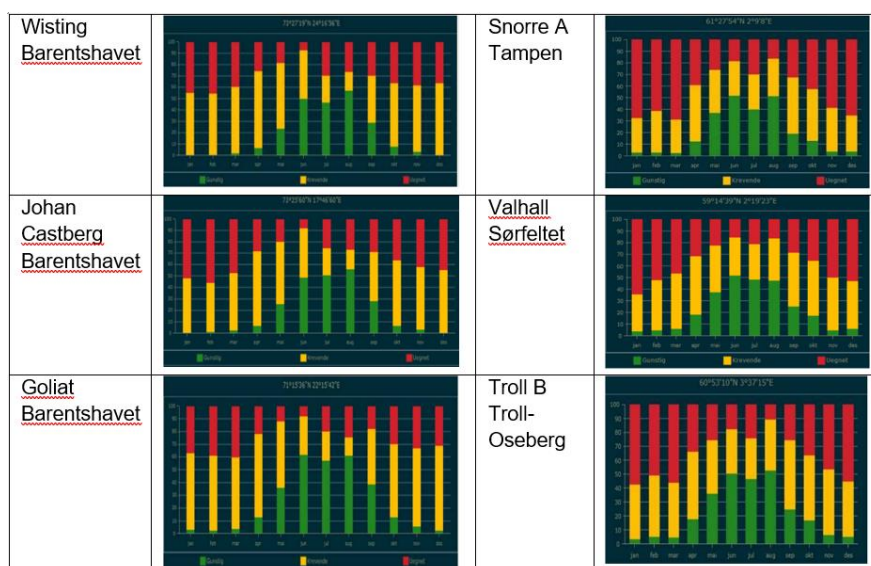
I dette kapittelet gis det en kort oppsummering av studiene.

##### Oljevern i Barentshavet sammenlignet med øvrig norsk sokkel

DNV slutførte i 2022 en studie for Equinor som sammenligner beredskapsforhold, inkludert oljevernberedskap, i Barentshavet med Wisting med andre områder på norsk kontinentalsokkel (DNV 2022). Særlige forhold som er behandlet i rapporten er:

- Avstander og infrastruktur. Tilgang til beredskapsressurser til havs og kystnært/strand
- Operasjonelle vinduer for de ulike beredskapsstrategier styrt av vind, bølger, temperatur, sikt og is.
- Utvalgte oljetypers levetid på sjø
- Sårbare miljøressurser
- Deteksjon og kartlegging av olje på sjø
- Oljevernberedskapstrening og -øvelser

Operasjonsvinduer for oljevernberedskap basert på vind, bølger, temperatur og sikt er grovt sett sammenlignbare mellom norske havområder, se Figur 4-14. Generelt er det større operasjonsvinduer om sommeren enn om vinteren. Resultatene indikerer at de samlede responsforholdene til havs er noe bedre i Barentshavet enn områder lenger sør. I hovedsak skyldes dette statistisk mindre forekomst av vind og bølger. Redusert sikt på grunn av tåke vil kunne være begrensende for effektivitet i Barentshavet om sommeren. Mørke vil begrense mulighet for bruk av kjemisk dispergering fra fly fra Oil Spill Response Limited (OSRL), som påvirker operasjonsvinduet for nordområdene negativt på vinteren, men med positiv effekt i sommerhalvåret.



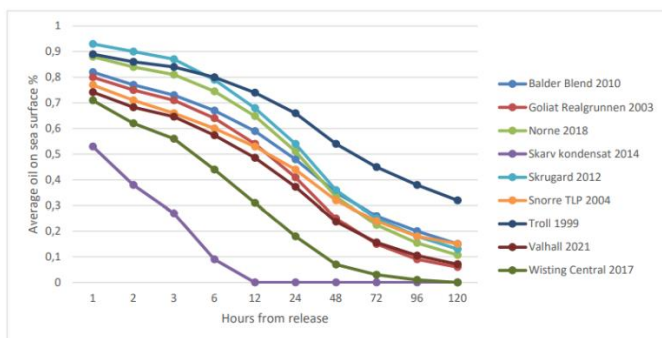
Figur 4-14 Grafene illustrerer månedlig fordeling i prosent av tid med gunstige forhold (grønne), utfordrende forhold gul) og ikke gunstige forhold (rød) for mekanisk oppsamling i åpent hav. Det faktiske operasjonelle vinduet er en kombinasjon av grønn og gul kategori. Overgangen fra gunstige aksjonsforhold til ikke gunstige aksjonsforhold skjer normalt gradvis, derav den gule kategorien. Data: 10 år NORA 10 data, og inkluderer kombinerte effekter av operasjonelle begrensninger knyttet til vind, bølger, temperatur, is og sikt.

I en oljevernaksjon er det de faktiske værforholdene som vil være viktige. Erfaringer fra utslippshendelser og oljevernøvelser viser at vær- og aksjonsforhold kan variere betydelig, og at perioder med gunstige eller ugunstige forhold kan forekomme året rundt og i alle våre havområder. Faktorer som begrenser oljevernberedskapen til havs, som vind og bølger, vil ha gunstig effekt i form av økt naturlig nedblanding og fortykning/nedbrytning av oljen i vannsøylen og redusert spredning og mengde olje på sjø (inkludert redusert strandingspotensiale).

Totalt antall tilgjengelige offshore NOFO-systemer er likt for hele norsk sokkel; 27 systemer hvorav 12 av disse er på kjøli i områdeberedskapsfartøyer. Responstider for fullt utbygget barrierer (1 og 2) vil kunne være lengre for felt i Barentshavet på grunn av lengre gangtider. Dette betyr at beredskapsnivåene i nord og sør generelt er sammenlignbare kapasitetsmessig, men at det tar noe lenger tid å mobilisere fullt i nord.

For Barentshavet er responstiden lengre for slepefartøy nr. 2 enn for resten av norsk sokkel. Responstiden benyttet i analyser, hentet fra NOFOs planforutsetninger er også lengre for tankskip per i dag. Dagens responstid for slepefartøy i Barentshavet styrer ofte total responstid for system 2 og videre. Det forutsettes kortere responstid for tankskip i Barentshavet når Johan Castberg og ev Wisting starter produksjon.

Rapporten trekker fram noen utvalgte oljetyper fra norsk sokkel med forventet levetid på sjø. Wisting Central olje, som dominerer på Wisting-feltet, har relativt kort levetid sammenlignet med andre oljetyper på sokkelen. Hanssen oljen, som ikke er vist, har lengre levetid enn Wisting Central, men er sammenlignbar med andre oljer på sokkelen Figur 4-15.

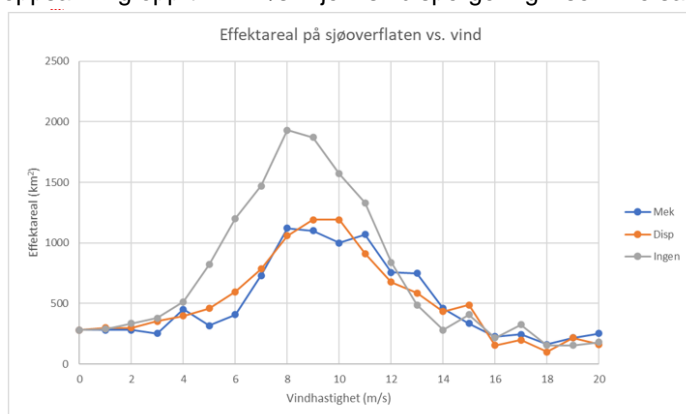


Figur 4-15 Levetid på sjø for utvalgte oljetyper fra norsk sokkel.

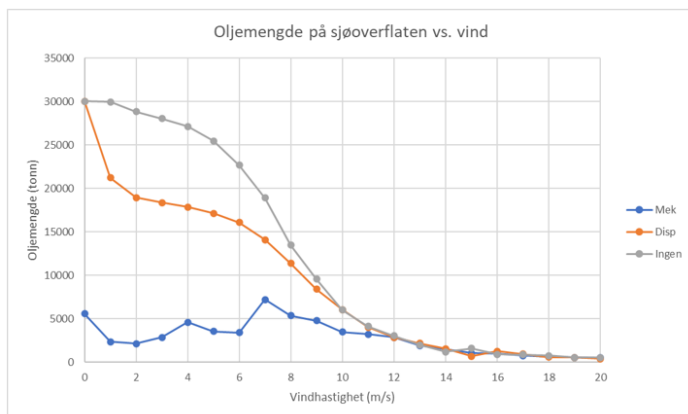
### Oljevernberedskap ved ulike vindhastigheter

Operasjonsvinduer og effektivitet for oljevern tiltak for Wisting er nærmere studert ved ulike vindhastigheter sammenholdt med naturlig nedblanding av oljen i vannsøylen (DNV 2022). Utslippsscenarioer fra beredskapsanalysen (2021) er modellert på nytt med fastsatte vindhastigheter fra 0 til 20 m/s. Arealutbredelse av olje på overflaten, oljemengde på overflaten og oljekonsentrasjoner i vannsøylen er beregnet ut fra modellert drift og nedblanding av oljen ved disse vindhastighetene. Modelleringer er både gjennomført uten effekt av oljevernberedskap, i tillegg til modelleringer med mekanisk oppsamling og kjemisk overflatedispergering (fra fartøy) i henhold til dimensjonering og anbefalingene i beredskapsanalysen.

Vindhastigheter som gir den største utbredelse av olje på overflaten er fra 6-12 m/s med en topp på 8 m/s. Både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering viser å kunne gi omtrent en halvering av arealet i dette området (Figur 4-16). Ved vindhastigheter over 12 m/s reduseres areal med olje ytterligere for scenarioet uten tiltak, ned til et omfang som er mindre enn gjenværende areal etter bruk av mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering ved lavere vindhastigheter. For oljemengde på overflate er det en fallende kurve (reduert areal) med økende vindhastigheter for scenarioet uten oljevern. Her vises en god effekt av mekanisk oppsamling opp til 12 m/s. Kjemisk dispergering viser ikke samme gode effekt (Figur 4-17).W

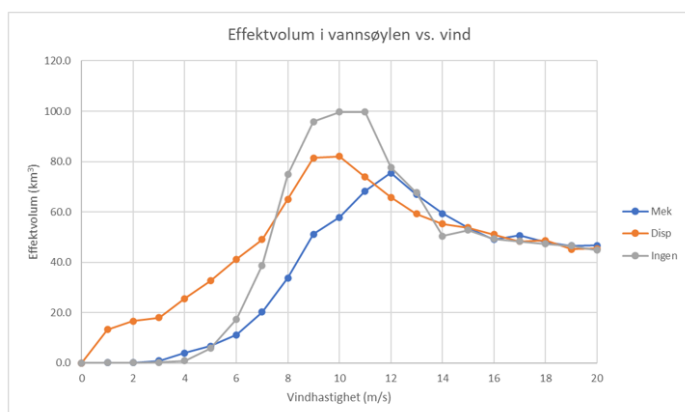


Figur 4-16 Beregnet effektareal på sjøoverflaten (areal > 2 um filmtykkelse) uten og med beredskap (mekanisk oppsamling og kjemisk overflatedispergering med fartøy) på Wisting for ulike vindhastigheter.



Figur 4-17 Oljemengde på sjøoverflaten uten og med beredskap (mekanisk oppsamling og kjemisk overflatedispergering med fartøy) på Wisting for ulike vindhastigheter.

Som vist i Figur 4-18, vil effektvolumet i vannsøylen øke med økende vindhastigheter for scenarier uten beredskap til en topp ved ca. 10 m/s for så å reduseres ved ytterligere mer vind. Kjemisk dispergering øker vannsøylekonsentrasjoner ved lavere vindhastigheter. Mekanisk oppsamling reduserer også konsentrasjonen av olje i vannsøylen i forhold til ingen tiltak i området mellom 6 og 12 m/s. Fra 12 m/s og høyere vindhastigheter har beredskapstiltak ingen påvirkning på vannsøylekonsentrasjoner.



Figur 4-18 Beregnet effektvolum i vannsøylen (volum > 58 ppb THC) uten og med beredskap (mekanisk oppsamling og kjemisk overflatedispergering med fartøy) på Wisting for ulike vindhastigheter.

Resultatene fra modellingsstudiet viser at gjenværende olje på overflaten som kan bekjempes vil være begrenset ved vind fra ca. 12 m/s og sterkere. Mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering (overflate) i slike tilfeller vil ha liten effekt, da brytende bølger vil føre til naturlig nedblanding av olje i vannsøylen og mengde olje på overflaten vil bli betydelig redusert.

Tiltak innenfor oljevernberedskap som forbedringer, teknologiutvikling, trening og øvelser bør rettes inn mot vær-situasjoner hvor det vil være signifikant gjenværende mengde olje på overflaten. F.eks. indikerer modelleringen at en bør se nærmere på om kapasitet og effektivitet av kjemisk overflatedispergering kan forbedres for å redusere gjenværende mengde olje på overflaten. Her er det gjort studier av logistikkaspekter for tilførsel, håndtering og overflatepåføring av dispergeringsvæske (DNV 2022). Dette arbeidet vil videreføres. Kjemisk og mekanisk undervannsdispergering ved sjøbunn vil etter installering kunne gi god effekt og være mindre avhengig av værforhold.

**Aspekter som vil adresseres i videre beredskapsplanlegging for Wisting-feltet:**

Selv om værforhold i Barentshavet totalt sett tilsier tilsvarende effektivitet av oljevern som for resten av norsk sokkel vil det planlegges tiltak for å styrke oljevernberedskapen i forhold til dagens ressursituasjon, der spesifikke forhold for Barentshavet, som er trukket fram i DNV studien, hensyntas:

- Forhold knyttet til større avstander til beredskapsressurser i sørligere deler av Norsk sokkel og baser har fokus i samarbeidsforumet BASOP. Se Vedlegg E.5
- Redusert sikt som følge av tåke eller mørke bør inngå i trening og øvelser for involverte parter med fokus på bruk av fjernovervåkingsverktøy som IR og oljeradar for å guide og optimalisere oljevernoperasjoner.
- Oljevernoperasjoner i lave temperaturer bør inngå i trening og øvelser for involverte parter for alle aktuelle beredskapsstrategier.
- Oljevernutstyr oppbevares i oppvarmet hangar på oljevern fartøy.
- Oppvarming av tanker og dispergeringsbommer
- Større kapasitet for kjemisk dispergering fra stand-by fartøy (100 m<sup>3</sup>) legges som kravspesifikasjon til stand-by oljevern fartøy (NOFO Standard 2021).
- Større tank for initiell lagring av oppsamlet emulsjon legges som kravspesifikasjon til stand-by oljevern fartøy (NOFO Standard 2021) (minimum 1800 m<sup>3</sup>).
- Planlegging for kjemisk/ mekanisk undervannsdispergering som oljeverntiltak, som vil være mindre avhengig av vind, bølger og sikt når det er implementert.

#### 4.5 Forbedret kapasitet for kjemisk dispergering

I henhold til NOFO-standard 2021 skal minimum tankkapasitet på Oil recovery (OR)-fartøyer for dispergeringsmiddel være 100 m<sup>3</sup> fordelt på minimum fire tanker og lageret av dispergeringsmiddel på norske offshorebaser er i dag begrenset. Som del av tillatelse til boring på Johan Castberg, har Miljødirektoratet stilt krav om at Equinor skal utrede mulige løsninger for å forbedre kapasiteten for kjemisk dispergering for Castberg-feltet.

DNV har på oppdrag fra Johan Castberg- og Wisting-prosjektene evaluert ulike løsninger for å forbedre kapasiteten for kjemisk dispergering (DNV, 2022). Studiet er rettet mot Johan Castberg- og Wisting-feltet, men vil også ha relevans for andre felt på sokkelen. Det har blitt innhentet erfaringer fra NOFO, Kystverket, AkerBP, fartøyskaptain, DNV og Equinor. Følgende tema er studert:

- Ulike teknikker for overførsel av kjemisk dispergering mellom fartøy
- Ulike teknikker for å øke kapasiteten av kjemisk dispergering på et fartøy og ved base på land

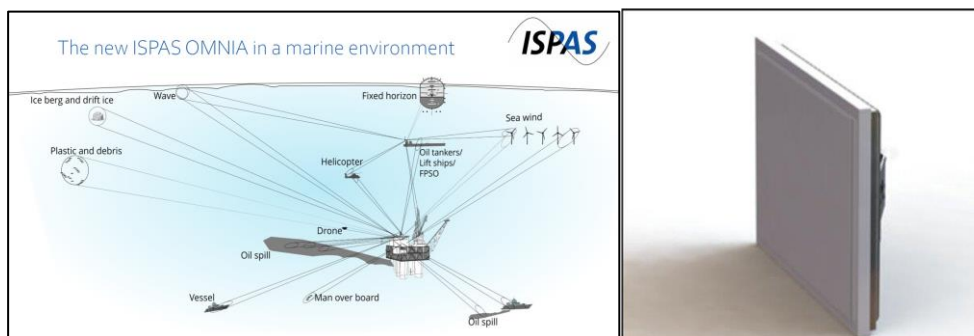
DNV har anbefalt videre studier for å tilrettelegge for kontinuerlig dispergering fra fartøy. Dette inkluderer en analyse av en full operasjonssyklus, identifisere begrensninger i logistikk-kjeden og fartøysutstyr. Ulike teknikker vil evalueres i et BAT-format i henhold til ny veileder fra Offshore Norge. Johan Castberg- og Wisting-prosjektet har i september 2022 inngått avtale om oppfølgingsstudiet med DNV.

#### 4.6 Deteksjon og kartlegging av akutt forurensning

Aktivitetsforskriften (§57) stiller krav til at operatøren skal ha et system for å oppdage akutt forurensning. Systemet skal være mest mulig uavhengig av sikt, lys og værforhold og skal bestå av ulike metoder som samlet er egnet for å oppdage aktuelle typer og mengder akutt forurensning som kan oppstå fra innretningene. Systemet må også gi tilstrekkelig informasjon om mindre lekkasjer som over tid kan utgjøre forurensning av betydning.

En plan for deteksjon og kartlegging av akutt forurensning vil bli utarbeidet for Wisting i god tid før oppstart av aktivitetene på feltet. Equinor har felles planer for deteksjon i ulike regioner og Wisting vil bli innlemmet i planen som gjelder drift i Nord. Fjernmåling vil også beskrives i oljevernberedskapsplanen.

Plattformradar vil være et viktig verktøy for deteksjon av utslipp fra Wisting-feltet. Nyeste teknologi for oljeradar ISPAS OMNIA vil bli installert på innretningen. ISPAS Omnia er en ny fasestyrt multirolle radar som er under utvikling (2020-2024) med støtte fra NFR. Omnia vil ha større dekningsområde enn radarer som finnes på markedet i dag, samt ha flere funksjoner. Den vil også ha enklere vedlikehold som understøtter ønsket om lav bemanning på innretningen.



Figur 4-19 Oljeradar planlagt for Wisting

Satellittovervåkingen som utføres av Kongsberg Satellite Services (KSAT) for fjernmåling, vil normalt på sokkelen ha en bildefrekvens over en innretning som varierer mellom 0.5 og 1-2 bilder per døgn sør på sokkelen, men dekningsområdene av satellittpasseringer øker jo lenger nord en befinner seg siden alle satellittene passerer over polområdet. Som et eksempel er det gjennom NOFO/KSAT sjekket antall satellittpasseringer over Wisting-lokasjonen pr. 02.09.22, hvor KSAT hadde registrert 24 passeringer. Dekningen av satellittpasseringer er forventet å holde seg på samme nivå i årene fremover, og dette tilsier at et større utslipp av olje til sjø fra Wisting sannsynligvis vil kunne bli detektert av KSAT innen få timer fra utslippet fant sted.

Det vil benyttes ulike systemer for å overvåke området rundt innretningen med sikte på deteksjon av akutt forurensning. Tekniske deteksjonssystemer vil bli plassert ved potensielle utslippskilder for å varsle om eventuelle uregelmessigheter i prosessen som kan tyde på en lekkasje av hydrokarboner. En lekkasje som fører til 10 % trykkfall i brønnstrøm eller mer fanges opp på installasjonen i sanntid. Wisting vil ta i bruk akustisk lekkasjedeteksjon. Valg av løsning for lekkasjedeteksjon er nærmere omtalt i Vedlegg F.6.

Utfordringer ved fjernmåling med fokus på arktiske forhold er flere. Dårlig sikt, tåke, nedbør og snødrift er generelt utfordrende for passive optiske sensorer. I

Tabell 4-1 og i Vedlegg D er det oppsummert bruksområder for ulike teknologier som kan brukes for fjernmåling. Fjernmåling med bruk av satellitt for deteksjon av mulig akutt forurensning på sjø er uavhengig av lys- og sikt, mens oppfølging av slike observasjoner kan skje både med visuelle teknikker og sensorer avhengig av de rådende sikt- og lysforhold. Følgende verktøy er tilgjengelig under ulike lys- og siktforhold:

- Dagslys og god sikt: Alle verktøy kan benyttes
- Dagslys, redusert sikt: Radar, visuell vurdering gjennom systematisk søk med skip
- Mørke, god sikt: Radar, flybasert Infrarødt kamera (IR)
- Mørke, redusert sikt: Radar

Tabell 4-1 Verktøy som er tilgjengelig under ulike lys- og siktforhold (ref. NOFOs planverk)

Nr.	Sensor/plattform	Ved mørke	I nedsatt sikt (yr, tåke)	Nasjonalt	Regionalt	Lokalt/nærsoner	Posisjon/areal	Vurdere tykkelse av olje	Deteksjonsvindu m/s	Hvor ofte pr. døgn	Rekkevidde
1	SAR satellitt (D)	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Ja	Nei	1-12 m/s vind	2 passeringer**	na
2	SLAR i fly (D)	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Ja	Nei	1-12 m/s vind	2 x 4 timer*	40 km x 2
3	FLIR i fly (D/K)	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	na	2 x 4 timer	na
4	FLIR i helikopter (D/K)	Ja	Delvis	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	na	3 x 2 timer	na
5	IR i drone (D/K)	Ja	Ja	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Opp til 17 m/s	Kontinuerlig	na
6	IR i aerostat	Ja	Ja	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Opp til 17 m/s	Kontinuerlig	Inntil 2 nm
7	OSD radar skip	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja	Nei	5-15 m/s	Kontinuerlig	3-8 km
8	IR på skip	Ja	Delvis	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	na	Kontinuerlig	3 km
9	IR kamera håndholdt	Ja	Delvis	Nei	Nei	Ja	Nei	Delvis	na	Kontinuerlig	1000 m
10	Visuell vurdering	Nei	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	na	På dagtid	1-2 nm

D &amp; K = deteksjon og kartlegging

\* = 2 tokt over skadested med varighet på ca 4 timer

\*\* = Det er mulighet å bestille en satellittscene om morgenen og en om ettermiddagen

Forbedring av deteksjon og kartlegging inngår i program for teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskap for Wisting. Det er sammen med NOFO identifisert et behov for langtrekkende droner som kan benyttes for kartlegging av olje fra et uhellsutslipp.

## 4.7 Kommunikasjonssystemer

Under en oljevernaksjon er det viktig med en effektiv kommunikasjon slik at man sikrer god koordinering av arbeidet, og en effektiv bekjempelse av olje fra et uhellsutslipp. I en oljevernaksjon vil samband skje i henhold til aktørenes sambandsprosedyrer, og dette vil bli omtalt i beredskapsplan for Wisting som utarbeides i forkant av boring og drift. Eksempel på sambandsprosedyre kan leses på NOFOs nettside (Sambandsprosedyre for NOFO personell ombord i OR fartøy).

For å knytte sammen deltakere i en oljevernaksjon og nyttiggjøre seg av all data benytter NOFO Maritime Broadband Radio (MBR) for deling av bilder, videoer, tale, polygoner mm. MBR er et lukket nettverk med felles Common Operating Picture (COP) i øvelser eller aksjoner.

I borefasen vil samband bygge på det som har vært praksis for leteboring. Kommunikasjonssystemer i borefasen før produksjonsinnretning kommer på feltet inkluderer: VSAT, VHF (dialog), NOFO MBR.

I driftsfasen vil produksjonsinnretningen styrke kommunikasjonen i området, blant annet gjennom fiberlink til land og 4G (eventuelt 5G) mobil dekning både for fartøy på kontrakt for Equinor (privat nett) og Telenor sitt 4G/5G åpent for andre fartøy i området (opptil 40km rundt produksjonsinnretningen).

Kommunikasjonssystemer i driftsfasen inkluderer: Radio (GDMSS), Iridium satellitt (GDMSS), Aeronautical Radio Marine VHF radio, 4G/LTE(eventuelt 5G) mobil dekning, ombord dekning av Tetra UHF radio, fiberlink til land, VSAT(satellitt) for kommunikasjon til land, og telefoni/PABX (via fiber og VSAT).

## 4.8 Teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskapen

Gjennom styringsforskriften §23 stilles det krav om kontinuerlig forbedring. I dette kapittelet gis det nye og supplerende opplysninger om teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskap for Wisting. I Equinor opereres det med følgende definisjon av teknologiutvikling og forbedring: En løsning er teknologi, data, informasjon eller forbedring eller en kombinasjon av dem. Løsningen skal brukes til å drive ytelse, styre risiko og sikre verdirealisering gjennom bred implementering og varig endring. Teknologi omfatter verktøy, maskiner, programvare, design, modeller, teknikker, metoder og dokumentasjon av kunnskap, ferdigheter og

kompetanse. Forbedring defineres som endring til det bedre og kan leveres uten teknologi, med eksisterende teknologi eller ved å tilby ny teknologi.

Kunnskapsstatus og kunnskapsbehov innen oljevernet har blitt utredet av flere aktører med relevans for forbedret oljevernberedskap i Barentshavet. For Wisting er det gjort en screening av tilgjengelige utredninger, strategier og program:

- Senter for oljevern og marint miljø (SOMM<sup>1</sup>) 2020, nå Kystverket
- NOFO, 2022
- BASOP, 2022
- Equinor, 2022

I dette kapittelet gis det en oppsummering av forbedringsområder som er vurdert med høyest prioritet for Wisting. Equinor, BASOP og NOFO følger i tillegg opp teknologiutvikling og forbedring som Wisting-prosjektet vil dra nytte av gjennom å ta i bruk ny kunnskap og ny teknologi. For nærmere beskrivelse vises det til Vedlegg E.6

### Overordnet mål for Wisting oljevernberedskap

For å sikre en effektiv beredskap rettet mot de spesifikke forholdene ved Wisting-feltet har prosjektet satt som et overordnet mål at olje fra et akutt utslipp ikke skal drive inn i sjøis eller treffe Bjørnøya. Sjøis er her definert som isdekning på 10 % eller mer. Bakgrunnen for denne definisjonen er at eksisterende utstyr og teknikker vil kunne bekjempe olje i områder med isdekning lavere enn 10 %. Dette er også belyst i forvaltningsplanen.

Som omtalt i kap 4.1 er sannsynligheten for treff av sjøis eller Bjørnøya lav selv uten beredskapstiltak, og drivtiden vil være lang og oljen vil være tilsvarende forvitret. Risikoen knyttet til olje i is og risikoen knyttet til hekkende sjøfugl på Bjørnøya gjelder om våren og en langvarig utblåsning med høy utblåsningsrate. Sannsynlighet for is-kontakt reduseres i tilfeller hvor utslippet har kortere varighet eller skjer i perioder hvor isen ikke har utbredelse så langt sør.

Målsettingen innebærer en strategi hvor olje fra et uhellsutslipp i størst mulig grad skal bekjempes nær kilden, og at en kan ha forhøyet oljevernberedskap i perioder hvor skadepotensialet er vurdert å kunne bli størst. Strategien med bekjempelse nær kilden er også rettet mot beskyttelse av sjøfugl på åpent hav.

### Prioriterte tema spesifikke for Wisting

Med referanse til kap. 3 vil oljevernberedskapen for Wisting i særlig grad måtte tilpasses følgende forhold:

- Lang avstand fra fastland (300 km)
- Dårlig sikt; tåke sommer, mørke vinter
- Kulde, ising (vinter)
- Mulig forekomst av sjøfugl i drivbanen til oljeflak (Bjørnøya/svømmetrekk)
- Mulig forekomst av sjøis i drivbanen til et oljeflak

Prioriterte tema med særlig relevans for Wisting er listet i Tabell 4-2. Wisting-prosjektet har i 2022 vært pådriver for å fremskaffe og sette i gang konkrete studier både mindre kortsiktige forbedringsprosjekt og mer langsiktige. Det er et ønskelig å samarbeide om oljevernberedskap, både med tanke på å dele kompetanse, sikre effektive løsninger, og å koordinere implementering av kunnskap og teknologier som utvikles. Forbedringsprosjekt som Wisting-prosjektet har satt i gang i 2022 er listet i Tabell 4-3.

---

<sup>1</sup> SOMM ble etablert i 2018 som et nasjonalt og internasjonalt kunnskapsnav for marin forsøpling og oljevern, underlagt Samferdselsdepartementet. Oljevern-delen av senteret ble skilt ut i 2021, og er nå overført til Kystverket.



Tabell 4-2 Prioriterte tema for Wisting-prosjektets identifiserte behov og planer for teknologiutvikling og forbedring

Prioriterte tema for teknologiutvikling og forbedring – Wisting spesifikke forhold
Produktutvikling og vintertilpasning av eksisterende utstyr og metoder for bedre operasjoner under klimatiske forhold spesifikke for Wisting: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Forbedret kunnskap om ising av oljevernutstyr i drivbanen til et oljeutslipp</li> <li>- Forbedret bruk av droner/ubemannede farkoster i oljevernberedskap</li> <li>- Gjennomføre felttesting i Barentshavet</li> <li>- Forbedret bekjempelse av olje i is</li> </ul>
Dispergering: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Videreutvikling av undervannsdispergering (kjemisk/mekanisk) inkludert testing og verifikasjon</li> <li>- Forbedret logistikk og utholdenhet for dispergering</li> </ul>
Miljørisiko/miljøressurser: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Forbedret kunnskap om svømmetrekk for sjøfugl (lomvi), og utvikle teknikker for å kartlegge sjøfugl under en oljevernaksjon</li> <li>- Forbedret kunnskap om økosystemer ved polarfronten og marginal iskantsone</li> <li>- Ta i bruk nye verktøy for modellering av miljørisiko</li> </ul>

Tabell 4-3 Forbedringsprosjekt innenfor de prioriterte temaene for Wisting som er iverksatt/støttet i 2022

Tema	Referanse
Ising av oljevernutstyr i drivbanen til et oljeutslipp	TKU 4.2
Analyse av dispergerbarhet av Wisting oljer	TKU 4.3
Testing av mekanisk undervannsdispergering I basseng	TKU 4.5
Metodeutvikling for bedre å modellere samtidig drift av olje og is	TKU 4.1
Studere hvordan vind påvirker effektiviteten på bekjempelse av oljeutslipp	TKU 4.4
Undersøke metoder for hvordan kapasiteten av kjemisk dispergering fra fartøy kan styrkes på feltet	TKU 4.4
Kartlegging av sjøfugl med drone	TKU 3.4
Bedre kunnskapen om økosystemer ved polarfronten og marginal iskantsone	TKU 3.3
SEAPOP (NINA, NPI, m.fl.), SEATRACK (lysloggere, GPS)	TKU 3.4
ERA Acute Ice and Dynamic VEC	TKU 3.4
Symbioses 3	TKU 3.4

### Andre forhold

Strandrensing er foreløpig ikke et prioritert tema for teknologiutvikling og forbedring for Wisting på grunn av lav sannsynlighet for stranding og om noe strander, lang forventet drivtid. Strategien er å bekjempe et oljeutslipp med havgående og kystnære ressurser for å unngå stranding. Eventuelle aksjoner for strandrensing på Bjørnøya vil måtte ta utgangspunkt i utstyr og personell basert på fartøy og være avhengig av værforhold med stor vekt på sikkerhet. Equinor har dialog med NOFO og andre om oppdatering av strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya (Equinor 2018). Teknologiutviklingsprosjekter og forbedringer og trening på fjernovervåkning av oljeforekomster (satellitt, droner, IR, skipsradar) vil være relevant for eventuelle oljevernaksjoner ved Bjørnøya.

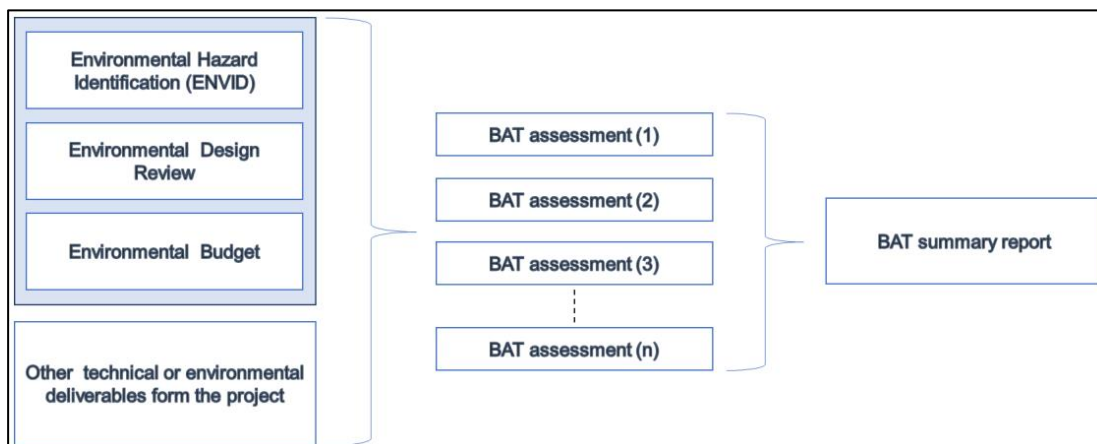
Brenning av olje på overflaten som bekjempelsesstrategi (*in situ* brenning) er en teknikk som har høy prioritet for Equinor med hensyn til teknologiutvikling og forbedring. Wisting-prosjektet vil inkludere ny kunnskap om dette tiltaket i oppdateringer av beredskapsanalysen, og vurdere tiltaket som del av beredskapsplanleggingen, inkl. mulig uttesting og verifikasjon i felt.

## 5 Anvendelse av beste tilgjengelig teknikker

Krav om anvendelse av beste tilgjengelig teknikker (BAT) er nedfelt i Equinors interne prosedyrer og er derfor gjennomført som en del av prosjektplanleggingen. En veileder for BAT ble publisert av Offshore Norge 02.02.22 like etter at KU ble publisert for offentlig høring (01.02.22). Operatøren skal velge de tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater, jf. forurensingsloven § 2 nr. 3 jf. rammeforskriften § 11 andre ledd. Kravet om BAT skal oppfylles for alle deler av prosjektet og over feltets levetid; anleggsfasen, boreaktiviteter, oppstartsfasen, drift og avslutning av feltet. Miljødirektoratet har i høringsuttalelsen presisert at dette også inkluderer beredskap mot akutt forurensning.

BAT-prinsippet går ut på at en ved reduksjon av miljørisiko skal velge det system eller utstyr som leverer den høyest mulige miljøytelse over anleggets levetid; teknisk og operasjonell gjennomførbarehet, samt sikkerhetsmessige og økonomiske faktorer tatt i betraktning. Hva som er vurdert som BAT vil kunne endre seg over tid i lys av teknologiske fremskritt, økonomiske og sosiale faktorer, samt endringer i vitenskapelig kunnskap og forståelse.

Det skal utføres en BAT-vurdering for alle systemer og delsystemer som har vesentlige miljøaspekter. BAT-evalueringer kan utføres for store aspekter som utbyggingsløsninger og strømforsyning eller mindre aspekter som energieffektivitet for en pumpe. BAT-evalueringer er en flerfaglig øvelse, der andre fagområder enn miljø bidrar til å identifisere og etablere verdien og kostnadene til BAT-postene. BAT-evalueringer kan utføres internt eller eksternt. Evaluering av konsepter skal inkludere en helhetlig tilnærming til miljøpåvirkningen og sørge for å inkludere alle relevante aspekter. I henhold til etablerte prosedyrer utføres BAT-vurderinger blant annet basert på miljøbudsjett, tverrfaglige gjennomganger av design og farer som f.eks, uhellsutslipp, se Figur 5-1



Figur 5-1 Skisse som viser underlag for BAT-vurderinger

BAT-vurderinger for utbyggingsprosjekter oppdateres og utvikles for de ulike beslutningsmilepælene. I Wisting-prosjektet har det blitt utført BAT-vurderinger både internt og eksternt i alle prosjektfaser. For produksjonsinnretningen og omformerbygget har BAT-rapport vært en fast leveranse fra hovedkontraktørene.

I dette kapittelet gis en oversikt over BAT-vurderinger i Wisting-prosjektet. Med bakgrunn i høringsuttalelsene til KU er det i Vedlegg F gitt en nærmere beskrivelse av valg av løsning for følgende tema:

- Prosessering på havbunnen
- Utslipp av sjøvann og bruk av bruk av begroingshemmende kjemikalier
- Fysiske inngrep og legging av gassrørledningen
- Deteksjonssystem for undervannsløkkasjer
- Seismikk
- Oljevernberedskap

## 5.1 BAT vurderinger utført i konseptfasen

I konseptfasen (2020) ble det utarbeidet BAT-vurderinger for utbyggingskonseptet som omtalt i PKU (2021). Usikkerheten i dataunderlaget er større i denne tidlige fasen, og vurderingene rettes i stor grad mot større systemer. BAT-vurderingene ble oppdatert og justert før beslutning om videreføring i 2021 (DG2) basert på blant annet høringsuttalelser til PKU. En oversikt over BAT-vurderinger i konseptfasen er vist i Tabell 5-1.

Tabell 5-1 Oversikt over BAT-vurderinger i konseptfasen

Tiltak	Utført av	Kommentar
Lavkarbon-løsninger	Equinor 2020	Basert på interne retningslinjer, GL0300, GL0093 Presentert for Miljødirektoratet 13.11.20
Produksjonsinnretning	Aker Solution 2021	Basert på miljøaspekt register og miljøbudsjett
	KBR 2021	Basert på miljøaspekt register, miljøbudsjett og ENVID
Full-elektrisk havbunnsstyring	Equinor 2021	Basert på interne retningslinjer, GL0300 Presentert for Miljødirektoratet 01.10.21
Reinjeksjon av produsert vann	Equinor 2020 SINTEF Ocean 2021	Basert på DREAM/EIF (SINTEF Ocean)
Lekkasjedeteksjon	Equinor 2021 DNV 2021	Basert på interne retningslinjer, Presentert for Miljødirektoratet 01.10.21
Oljevernberedskap	DNV 2021	Miljørisiko- og beredskapsanalysen inkluderer elementer av BAT-vurderinger for anbefalte beredskapsløsning. Presentert for Miljødirektoratet 23.08.21

## 5.2 BAT vurderinger utført i forprosjekteringsfasen

I forprosjekteringsfasen (2022) har BAT-vurderingene fra konseptfasen blitt modnet videre og det er lagt til nye BAT-vurderinger som omtalt i KU. BAT-vurderingene oppdateres og justeres frem mot investeringsbeslutning (DG3) basert på blant annet høringsuttalelser fra KU. En oversikt over BAT-vurderinger i konseptfasen er vist i Tabell 5-2.

Beredskap mot akutt forurensning dimensjoneres basert på miljørisiko- og beredskapsanalyse og i henhold til veiledning for miljørettede beredskapsanalyser (NOROG, 2021). I en oljevernaksjon vil en også bruke teknikken NEBA (Net Environmental Benefit Analysis) for å vurdere hvilken bekjempelsesmetode som gir best miljøeffekt under de rådene forholdene. Begge disse metodene har til hensikt å evaluere hvilke teknikker som ut fra en helhetlig vurdering er best for miljø, og ivaretar intensjonen i BAT-prinsippet.

Tabell 5-2 Oversikt over BAT-vurderinger i forprosjekteringsfasen

Tiltak	Utført av	Basert på
Produksjonsinnretning	Aker Solution 2022	Basert på miljøaspekt register, miljøbudsjett og ENVID
Kraft fra land anlegget	Aibel 2022	Basert på miljøaspekt register, miljøbudsjett og ENVID
Havbunnsprosessering	Equinor 2022	Nærmere omtale i vedlegg
Gasseksportørledning	Equinor 2022	Nærmere omtale i vedlegg
Lekkasjedeteksjon	Equinor 2022	Nærmere omtale i vedlegg
Seismikk	Equinor 2022	Nærmere omtale i vedlegg
Oljevernberedskap	DNV 2021-2022, SINTEF Ocean 2022	Beredskapsanalyse og tilleggsstudier som omtalt i kap 4. Nærmere omtale i vedlegg

### 5.3 BAT vurderinger i prosjekteringsfasen og i drift

I prosjekteringsfasen vil design modnes frem og BAT-vurderinger vil oppdateres og justeres basert på oppdaterte miljøaspektregistre. Det vil kunne bli nødvendig å se på noen av de kvalitative tidlige vurderingene på nytt på et senere tidspunkt i prosjektet, ettersom endringer i prosjektet kan ha innvirkning på resultatene av de opprinnelige vurderingene. Mot slutten av prosjektet er det i henhold til veilederen anbefalt å lage en oppsummeringsrapport som gir en oversikt over BAT-konklusjoner i prosjektet. BAT-vurderinger vil også benyttes i driftsfasen og i avslutningsfasen.

### 5.4 Vurdering av BAT fra Miljødirektoratet

I høringsuttalelsene til PKU (2021) og KU (2022) fremkommer det teknikker som Miljødirektoratet omtaler som BAT for nye feltutbygginger, se Tabell 5-3. Equinor vil fortsette dialogen med Miljødirektoratet i forbindelse med de endelige BAT-vurderingene.

Tabell 5-3 Oversikt over teknologier som Miljødirektoratet omtaler som BAT for nye feltutbygginger

Tiltak	Referanse
Reinjiserer rensset sjøvann og produsert vann, hvor produsert vann renses til under 10 mg/l oljeinnhold. Regularitet 95 % av tiden.	Høringsuttalelse til KU
Bruk av korrosjonsbestandige materialer	Høringsuttalelse til KU
Utslippsfrie neddykkede sjøvannspumper	Høringsuttalelse til KU
Lokal undervannslekkasjedeteksjon som detekterer olje og gasslekkasjer	Høringsuttalelse til KU
Gjenvinning av avgasser	Høringsuttalelse til PKU
Fakkellgassgjenvinning	Høringsuttalelse til PKU
100 % gjenvinning av VOC for lagring av råolje på FPSOer	Høringsuttalelse til PKU
BAT knyttet til kaldventilering og diffuse utslipp	Høringsuttalelse til PKU, med henvisning til Forslag til beste tilgjengelige teknikker (BAT), Delrapport 3A. M-512 2016. Add novatech as 2016

### 5.5 Tiltak som er vurdert som BAT for Wisting

En oversikt over tiltak som er vurdert som BAT er vist i Tabell 5-4. Flere av disse tiltakene er besluttet og utgjør en forutsetning for investeringsbeslutning slik at det ikke vil bli vurdert å endre disse. Eksempler på dette er kraftforsyning fra land, reinjeksjon av produsert vann og havbunnseparasjonsanlegg. Andre teknikker er anbefalt og vil kunne forbedres ytterligere ettersom teknologien utvikles og en kan innhente mer erfaring. Eksempler på dette er oljevernberedskap og lekkasjedeteksjon. BAT-prosessen er kontinuerlig, og anbefalinger i en fase følges opp videre i de neste prosjektfasene.

Tabell 5-4 Oversikt over teknikker som er vurdert som BAT for Wisting

Tiltak (referanse)	Kommentar	Referanse
Kraftproduksjon og energistyring		
Elektrifisering av Wisting-feltet med kraft fra land	Intern BAT rapport (Equinor, 2020) oppsummert i KU-program og KU.	PKU KU 2.13.1
Generering av varme via elektriske kjeler		KU 4.2.3
Energieffektivt havbunnseparasjonsanlegg med 3 pumper	Presentert for MDir 01.06.22	TKU F.2

Tiltak (referanse)	Kommentar	Referanse
Varmegjenvinning fra stabilisert olje	Kan spare opptil 18 MW	FEED/BAT* 5.5.1
<b>Utslipp til luft</b>		
Gjenvinning av fakkalgass	Lukket fakkell med gjenvinning av fakkalgass.	PKU KU 4.2.3
NMVOC og metangjenvinning på FPSO		KU 9.1
NMVOC gjenvinning på skytteltanker		KU 9.1
Forsyningsfartøy med hybridløsning (batteri)	Redusert luftutslipp	KU 4.2.5
Brønntesting og opprensning over produksjonsinnretningen uten avbrenning på borerigg	Redusert luftutslipp	KU 9.1
TEG regenerering - Gjenvinning	Gjenvinning til hovedprosess	FEED/BAT 6.6
Tørre kompressortetninger	Gjenvinning (VOC kompressor)	FEED/BAT 6.6
Gassfriing av prosessanlegg	Fakle inntil fakkell slukner	FEED/BAT 6.6
Spyle- og teppegass	Skitte gass til N2	FEED/BAT 6.6
Bruk av undervannsdroner med undervanns dokkingstasjoner	Redusert luftutslipp, økt inspeksjonsfrekvens, og reduserte utslipp til sjø	KU, 4.2
<b>Tiltak knyttet til marint miljø</b>		
Reinjeksjon av produsert vann. Firestegs renseprosess (hydrosyklon, kompaktflotasjon, avgassingstank og nøtteskallfilter)	< 10 mg/l oljeinnhold. En endring er at løsningen vil ha CFU og avgassingstank som 2. og 3. trinn istedenfor to trinn CFU som omtalt i KU	PKU KU, 4.3.7
Offline membranrensing, sulfatreanseanlegg (SRU) og substitusjon av biocid	lavere forbruk og utslipp av biocid enn online rensing	PKU KU, 4.3.8
Elektrisk styring av ikke-sikkerhetskritiske ventiler	Utslippsfri løsning	KU, 9.1
Substitusjon av hydraulikkvæske for styring av sikkerhetskritiske ventiler på havbunnsanlegg	Bedre miljøklassifisering Presentert for MDir 01.10.21	KU, 9.1
Dypt sjøvannsinntak (ca. 70 m)	Redusere bruk av begroingshindrende kjemikalier	FEED/BAT TKU, F.34
Bruk av oljebasert borevæske for dypere seksjoner med gjenbruk på riggen	Nødvendig av boretekniske årsaker, som vinkel på brønnen	KU, 4.3.3
Fullfelt reservoar monitorering (PRM)	Redusert behov for fartøy og utslipp til luft. Redusert støykilde.	TKU, F.7
Utslippsfrie neddykkede sjøvannspumper	Unngå lekkasjer av olje til sjø	FEED/BAT 7.6.5 TKU, F.3
Økt veggtykkelse på gasseksportørledning	Minimere behov for steininstallasjon/sjøbunnsintervensjon-	TKU, F.5
<b>Utsiktete utslipp til sjø</b>		
Lokal deteksjon for undervannslekkasjer av olje og gass	Aktiv akustisk deteksjon. Tidlig å kunne oppdage de minste lekkasjene som ikke vil nå overflaten	KU, 6.6 TKU, F.6
Oljevernberedskap (barriere 1 og 2): Kjemisk dispergering fra fartøy og mekanisk oppsamling (5 NOFO-system)	Beredskapsanalyse rev. 00 (2021)	KU, 6.5 TKU, F.8

## 5.6 Tiltak som er vurdert til ikke å være BAT for Wisting

En oversikt over tiltak som er vurdert til ikke å være BAT for Wisting og som dermed ikke er benyttet i valgt design er vist i Tabell 5-5. For disse tiltakene er det forutsatt andre løsninger som grunnlag for investeringsbeslutning og det er ikke planlagt å ta disse tiltakene opp til ny vurdering.

Tabell 5-5 Oversikt over teknikker som i forprosjekteringsfasen er vurdert til å ikke være BAT for Wisting

Tiltak (referanse)	Kommentar	Referanse
<b>Kraftproduksjon og energistyring</b>		
Gassturbindrift med karbon fangst og lokal lagring	Usikkerheter knyttet til lagringskapasitet i reservoaret og innvirkning av injeksjon på oljeproduksjon under senere del av feltets levetid	PKU KU, 2.13.1
Kraftforsyning gjennom biodiesel, lavkarbon drivstoff	Teknisk løsning for hovedstrømforsyning ikke kvalifisert for nybygg ved konseptvalg. For produksjon av store mengder biofuel ble det vurdert mulig konflikt med matproduksjon.	Internt BAT-vurdering som grunnlag for konseptvalg (2020)
Kraftforsyning med vindturbiner i kombinasjon med gassturbindrift	begrenset CO <sub>2</sub> -reduksjonspotensial da løsningen krever kraftgenerering fra gassturbiner i perioder med lite vind.	PKU KU, 2.13.1
Kraftforsyning med gassturbindrift	Møter ikke klimamål, inkludert prosjektspesifikt mål om karbonintensitet på 4 kg CO <sub>2</sub> /boe	PKU KU, 2.13.1
<b>Utslipp til luft</b>		
SF6-fri Gas-insulated switchgear (GIS) for 420 kV transformator	Ikke teknisk gjennomførbart for så høy spenning	FEED/BAT 6.3
Elektrifisering av borerigg	Brønnene skal etter planen bores før oppstart av produksjonsinnretningen, og dermed før kraft er tilgjengelig på feltet.	KU, 4.2.5
<b>Tiltak knyttet til marint miljø, inkl. utslipp til sjø</b>		
UV lys for bakteriefjerning for å oppnå redusert kjemikaliebruk i SRU-anlegget	Vurdert men funnet å ikke gi ønsket effekt	FEED/BAT 7.6.2
Helelektrisk havbunnsstyring	Elektriske ventiltre (eVXT) ikke anbefalt. Mangel på driftserfaring/Risiko knyttet til sikkerhetskritiske ventiler. Presentert for MDir 01.10.21	KU, 4.3.5
Injeksjon av borekaks	Det finnes ikke egnede reservoarer for injeksjon av borekaks på Wisting-feltet	KU, 4.3.3

## 5.7 Teknikker som er identifisert som mulig BAT for Wisting

Tiltak som identifiseres, men hvor det ikke er tilstrekkelig grunnlag for å ta en beslutning, videreføres i neste prosjektfase. En oversikt over teknikker som er identifisert som mulig BAT, men hvor det ikke er tilstrekkelig grunnlag for å fatte beslutning, er vist i Tabell 5-6.

Tabell 5-6 Oversikt over teknikker som er identifisert for BAT-vurdering i en senere fase

Tiltak (referanse)	Kommentar	Referanse
<b>Kraftproduksjon og energistyring</b>		
Varmeintegrasjon Gass Kompressor	Marginal besparelse av kraftbehov (kW)	FEED BAT
Varmegjenvinning fra produsert vann	AKSO har beregnet at kraftbehovet kan bli redusert med mer enn 1 200 GWh gitt en temperatur på produsert vann på 25°C. Equinor vil optimalisere temperatur for produsert vann etter at en har fått erfaringstall i drift. Det er foreløpig antatt en temperatur på om lag 29°C på produsertvann som går til injeksjon (ingen kjøling)	C-study BAT FEED BAT
<b>Utslipp til luft</b>		
Forsyningsfartøy med lavkarbon drivstoff	For forsyningsfartøy vil det bli vurdert lav-/nullutslippsfartøy med betydelig reduserte CO2 utslipp sammenlignet med forsyningsfartøy som går på marin gassolje (MGO) eller LNG. Våren 2022 testet Equinor bruk av 2.generasjons biodrivstoff på et forsyningsfartøy Juanita.	KU, 4.2.5
Borerigg med lavkarbondrivstoff	Borerigg vil bli valgt tidligst i 2023. Løsninger med ammoniakk og metanol vurderes ikke tilgjengelig før tidligst 2026-2030. Det pågår tester av biodrivstoff på Riggeren Deepsea Atlantic under en borekampanje for Equinor.	KU, 4.2.5
Standby fartøy med batteri/hybrid-teknologi hvor batteriet lades offshore av elektrisk kraft fra land-anlegget (etter 2028)	Det vil bli vurdert hvorvidt en kan bruke et standby fartøy med batteri/hybrid teknologi hvor batteriet lades offshore av elektrisk kraft fra land	KU, 4.2.5
Termisk rensing av borekaks med vedheng av oljebase (TCC)	Lavere karbon-avtrykk. Rigg velges etter DG3.	KU, 4.3.3.
SF6-fri Gas-insulated switchgear (GIS) for 80 kV transformator	Unngå bruk av SF6 i hht selskapskrav dersom det finnes alternativer. SF6-fri GIS kan kreve større plass og endelig beslutning vil tas i neste fase.	FEED BAT 6.3
<b>Tiltak knyttet til marint miljø</b>		
Utslippsfrie brannvannspumper	Pumpene vil ikke være i drift under normal operasjon Utslippsfrie løsninger vil bli vurdert.	FEED BAT 7.6.5 TKU F.3
<b>Utsiktede utslipp til sjø</b>		
Oljevernberedskap: Undervannsdispergering (mekanisk/kjemisk)	Mindre avhengig av sikt og vær Unngå oljeflak på overflaten som kan skade sjøfugl	TKU, F.8

## Vedlegg A Forkortelser og begreper

AKSO	Aker solutions
AWSAR	"All Weather Search and Rescue"
BaSEC	Barents sea exploration collaboration
BASOP	Barents sea operations cooperation
BAT	Best available techniques
BoV	Beslutning om videreføring
CFU	Compact flotation unit
COP	Common operating picture
DG3	Decision gate 3
DNV	Det norske veritas
ERA Acute	Environmental risk assessment – acute
eVXT	Elektriske ventiltre
FEED	Front end engineering and design
FLIR	Forward looking infrared radar
FPSO	Floating Production, Storage and offloading unit
GDMSS	Digital mobile surveillance system
GIS	Geografisk informasjonssystem
GIS	Gas-insulated switchgear
GWh	Gigawatt hours
HF	High frequency
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
IFP	Lav-energi test for dispergeringsmidler (Institute Francais du Pétrole test)
IR	Infrarød
ISB	<i>In-situ</i> brenning
JIP	Joint industry programme
KU	Konsekvensutredning
KSAT	Kongsberg satellite services
kW	Kilowatt
LNG	Liquified natural gas
MBR	Maritime broadband radio
MGO	Marin gassolje
MIZ	Marginal ice zone
MNS	Høy-energi test for dispergeringsmidler
NEBA	Net environmental benefit analysis
NFR	Norges forskningsråd
NINA	Norsk institutt for naturforskning
NMVO	Non-methane volatile organic components
NOBALES	Norsk barents letesamarbeid
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskap
NORA10	Modelldatasett med historiske vind- og bølgedata
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje og energidepartementet
OPV	Olje-på-vann
OR	Oil recovery
OSCAR	Oil spill contingency and response
OSD	Oil spill detection radar
OSRL	Oil spill response limited
OWM	Oil weathering model
PABX	Private automatic branch exchange



PAD	Plan for anlegg og drift
PKU	Program for konsekvensutredning
PL	Produksjonslisens
PRM	Permanent reservoar monitorering
PSV	Platform supply vessel
PUD	Plan for utbygging og drift
ROBIM	Real-time offshore barrier integrity map
ROV	Remotely operated underwater vehicle
SCAT	Shoreline cleanup assessment technique
SEAPOP	SEAbird POPulations
Seatrack	Seabird Tracking
SIMA	Spill impact mitigation assessment
SOMM	Senter for oljevern og marint miljø
SRI	Sound risk indicator
SRU	Sulphate removal unit
SSDI	Subsea Dispersant Injection
SSMD	Subsea Mechanical Dispersion
SVIM-arkivet	Modelldatasett med historiske strøm- og isdata
SYMBIOSES	System for biology based assessments
TCC	Thermomechanical cuttings cleaner
TEG	Triethylene glycol
THC	Total hydrocarbon content
TKU	Tilleggsutredning til konsekvensutredning
TTS	Temporary threshold shift
UID	Underwater intervention drone
UHF	Ultra high frequency
VHF	Very high frequency
VSAT	Very-small-aperture terminal

## Vedlegg B Underlagsrapporter og referanser

Følgende underlagsrapporter er tilgjengelig på [www.equinor.com](http://www.equinor.com) [Impact assessment Wisting - Equinor](#)

- AKSO 2022: FEED BAT rapport FPSO
- DNV 2022: Effekt av beredskapstiltak ved ulike vindhastigheter for Wisting
- DNV 2022: Vurderinger av sannsynlighet for kontakt mellom olje og havis for Wisting.
- DNV 2022: Evaluation of vessel dispersion concepts in the Barents sea
- SINTEF Ocean 2022: Testing av dispergeringsmidler (subsea og overflate) på oljer fra Wistingfeltet
- Equinor 2022: Isingsforhold i det statistiske influensområdet for oljeutslipp fra Wisting-feltet med Overlandalgoritmen

### Referanser

Add novatech as	2016	Kaldventilering og diffuse utslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Delrapport 3A Forslag til beste tilgjengelige teknikker (BAT). Utarbeidet for Miljødirektoratet. M-512 2016
BASOP	2022	Beredskapsstrategi Barentshavet Sørvest
Brandvik et al.	2019	A Proposed New Laboratory Protocol for Dispersant Effectiveness Testing Adapted for Subsea Dispersant Injection. Journal of Environmental Protection, 10, 2019.
DNV	2022	Studie av beredskap i barentshavet i forhold til sør-feltene. Report No.: 2022-0394, Rev. 1
DNV og SINTEF Ocean	2021	Statlig samarbeidsforum. Experience with efficiency in mechanical recovery in oil spill response
DNV og SINTEF Ocean	2020	Kunnskapsstatus om effektive og miljøvennlige metoder og teknologi. Utredning av status for forskning og utvikling innen oljevern. Senter for oljevern og marint miljø. Rapportnr.:2019-1318, Rev. 2
Equinor	2021	PL537/PL537B Wisting. Forslag til program for konsekvensutredning. Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvaer
Equinor	2018	Strategiplan for prioritert område Bjørnøya
Klima- og miljødepartementet	2020	Meld. St. 20 (2019–2020). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene — Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak
Miljødirektoratet	2019	Vurdering av vilkår for å ivareta hensynet til sjøfugl på åpent hav ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet, Rapport M-1369
Offshore Norge	2022	147– Norwegian Oil and Gas Recommended guidelines for Best Available Technique (BAT) assessments (rev. 00)
Offshore Norge	2021	Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser
OD	2019	Petroleumsvirksomhet i nordområdene, OD-15-17
Riksrevisjonen	2019	Undersøkelse av myndighetenes arbeid med å ivareta miljø og fiskeri ved petroleumsvirksomhet i nordområdene
SINTEF Ocean	2022	Predicting oil and emulsion collection efficiency from wave height
Stephansen et al.	2021	Assessing environmental risk of oil spills with ERA acute. A new methodology.» Springer forlag

## Vedlegg C Oversikt over høringsuttalelser

Høringsinstans	MERKNADER TIL OPPSUMMERINGSTEMA											
	A Generelt, B Miljøverdier, C Kulturminner, D Klima, utslipp til luft og BAT, E Konsekvenser for marint miljø - Utslipp til sjø og BAT, F Miljørisiko og oljevernberedskap, G Fiskeri- og andre næringsinteresser, H Samfunnsmessige virkninger, I driftstøtte, J Infrastruktur, K Kraft fra land, L annet											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
<b>Nasjonale myndigheter og statlige foretak</b>												
Fiskeridirektoratet							x					
Forsvarsbygg										x		
Forsvarsdepartementet										x		
Klima- og miljødepartementet	x			x								
Kystverket						x	x					
Miljødirektoratet	x			x	x	x						
Norsk Polarinstitutt		x				x						
Petroleumstilsynet	x					x						
Riksantikvaren			x									
Norges arktiske universitetsmuseum			x									
Havforskningsinstituttet		x			x	x						
<b>Lokale/regionale myndigheter</b>												
Alta kommune								x		x	x	
Troms og Finnmark fylkeskommune/Fylkesrådet						x		x	x	x	x	
Hammerfest kommune	x					x		x	x	x		
Nordkapp kommune										x		
<b>Nærings-, arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjoner</b>												
Energiklyngen nord								x				
Fagforbundet	x			x				x			x	
Fiskarlaget Nord							x					
Hammerfest næringsforening									x			
Industri Energi								x	x		x	
Landsorganisasjonen (LO)								x	x			
Norges Fiskarlag							x					
Norsk tjenestemannslag				x								
Arctic Energy Partners	x							x			x	
<b>Miljø-, natur- og samfunnsinteresseorganisasjoner</b>												
Bellona	x			x	x	x		x			x	x
Besteforeldrenes klimaaksjon				x	x						x	
Besteforeldrenes klimaaksjon i Troms**				x		x		x			x	
Birdlife Norge*		x		x	x	x		x			x	
Framtiden i våre hender nord**				x		x		x			x	
Framtiden i våre hender Tromsø**				x		x		x			x	
Framtiden i våre hender, Tromsø studentlag**				x		x		x			x	
Greenpeace*		x		x	x	x		x			x	
Natur og ungdom*		x		x	x	x		x			x	
Naturvernforbundet*		x		x	x	x		x			x	
Naturvernforbundet i Tromsø og omegn**				x		x		x			x	
Naturvernforbundet i Troms**				x		x		x			x	
NSR*		x		x	x	x		x			x	
Norges institusjon for menneskerettigheter				x								
Spire Tromsø**				x		x		x			x	
Tromsø Natur og Ungdom**				x		x		x			x	
Troms Rød Ungdom**				x		x		x			x	
Tromsø Rød Ungdom**				x		x		x		x		
Tromsø Sosialistisk Ungdom**				x		x		x		x		
Tromsø Unge Venstre**				x		x		x		x		
WWF*		x		x	x	x		x			x	

\* Felles høringsuttalelse (6) mottatt fra Naturvernforbundet

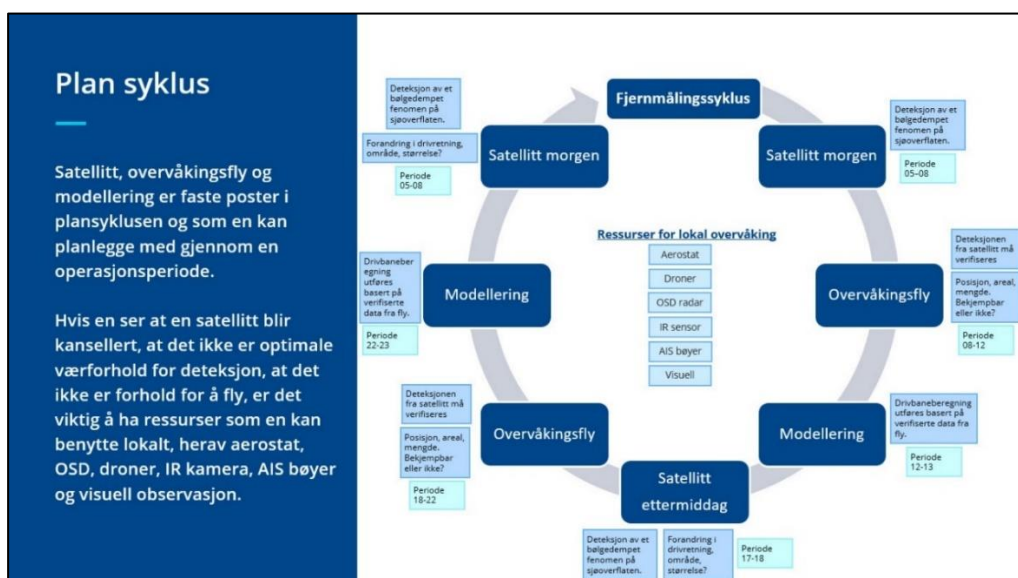
\*\* Felles høringsuttalelse (12) Klima- og miljøorganisasjoner og politiske ungdomsorganisasjoner i Troms og Tromsø, mottatt fra Besteforeldrenes klimaaksjon i Troms/Framtiden i våre hender

## Vedlegg D Deteksjon og kartlegging

Tidlig deteksjon og kontinuerlig kartlegging av akutt forurensning er viktig for å sikre en effektiv bekjempelse. Deteksjon og kartlegging utformes slik at en ved en akutt forurensning skal kunne:

- Oppdage og bestemme posisjon, areal og mengde av olje på overflaten.
- Lokalisere områder med bekjempbar olje.
- Støtte fartøy (Innsatsleder) med å holde et oversiktsbilde over omfang.
- Kartlegge områder hvor det ikke er olje.
- Kartlegge miljøressurser (fugl i luften og på åpen sjø, marine pattedyr, oljeskada vilt)

Målet med overvåking under aksjoner er å sikre et løpende situasjonsbilde for innsatsleder sjø, innsatsleder kyst, operasjonsledelsen, aksjonsledelsen og andre aktører på land. Overvåkingen og valg av verktøy vil bli tilpasset de stedlige sikt- og lysforholdene. Under aksjoner gjennomføres kontinuerlig en fjermålingscyklus hvor man anvender de forskjellige fjermålingssensorer etter behov (se Figur D- 1 NOFOs fjermålingsplan/syklus (NOFO operative plan)). For nærmere informasjon om fjermåling i en oljevernaksjon vises det til NOFOs planverk «Prosedyre for fjermåling under aksjoner».



Figur D- 1 NOFOs fjermålingsplan/syklus (NOFO operative plan)

Det er ikke ett verktøy som alene kan innfri målet om til enhver tid å ha best mulig oversikt over oljens posisjon, areal og bekjempbarhet uavhengig av sikt- og lysforhold. SAR-helikopter vil være i luften over området under hendelser og øvelser, og har innarbeidet rutiner for visuell overvåking over aktuelle områder. Områdeberedskapsfartøyet vil ha flere verktøy for deteksjon og kartlegging av olje. NOFO har pr i dag følgende ressurser som kan benyttes for overvåking i en oljevernaksjon:

- Satellitter
- Overvåkingsfly
- Droner
- Skipsbaserte oljedeteksjonsradarer
- Infrarøde kameraer på ulike sensorer
- AIS bøyer
- Visuell observasjon
- Maritime Broadband Radio (MBR)

Ulike verktøy har begrensninger i forhold til:

- Vær- og lysforhold
- Arealdekning

- Hvor ofte og hvor lenge av gangen de kan levere informasjon
- Hvilken type informasjon som leveres

DNV har på oppdrag fra SOMM gjort en vurdering av nytteverdi, begrensninger og modenhet for forskjellige teknologier som brukes i forbindelse med fjernmåling, (se utdrag i tabell D-2).

**Tabell D- 2** Vurdering av nytteverdi, begrensninger og modenhet for forskjellige teknologier som brukes i forbindelse med fjernmåling (ref. SOMM, DNV 2020)

Metode/teknologi	Nytteverdi	Svakheter/begrensninger	Modenhet
Ad hoc visuell deteksjon	Ingen tekniske hjelpemidler. Visuelle vurderinger av mengde og bekjempbarhet krever systematisk kartlegging	Ikke mulig i mørket og redusert sikt. Krever moderat kompetanse. Sikker deteksjon (dvs. av oljens egenfarge) bare mulig ved observasjon med betraktningvinkel på minst 45 grader	Deteksjon er moden gitt at observatøren har nødvendig kompetanse.
Systematisk deteksjon fra fly/helikopter/drone	Primær metode for enhver fjernmåling i dagslys. Observasjon gjøres jf. Bonn Agreement Appearance Code (BAOAC)	Hyppighet og kvalitet påvirkes av tilgang på dagslys og sikt. Krever god kompetanse og operativ erfaring.	Eksisterende metode (BAOAC) er moden og brukes for å understøtte og utfylle automatiske systemer.
Navigasjonaradar med OSD	Kun deteksjon av olje på sjøoverflaten. Mulighet for kontinuerlig overvåkning og automatisk deteksjon	Ingen kartlegging av tykkelse/oljemengde. Krever noe vind.	Moden og utprøvd teknologi. Flere leverandører.
Millimeterbølge radarsystem (ISPAS)	Som OSD, men med større følsomhet og detaljeringsgrad.	Mer kostbar sensor enn OSD, men noe større værvindu (vind). Måling av oljetykkelse er i liten grad testet operativt.	Operativt testet for deteksjon og funnet moden på innretninger og skip.
Mikrobølge radiometer (MWR)	Direkte måling av tykkelsen av tykke oljefilmer. Lavere nytteverdi enn IR.	Ytelsen påvirkes av vindforhold og nedbør	Eksperimentelt
IR kamera, ukjølt	Enkel sensor for observasjon av tykk olje på sjø. Kan også gi en situasjonsoversikt i mørke. Fastmontert utstyr har normalt en noe bedre sensor enn håndholdt.	Uforutsigbar deteksjonsevne som følge av enkel sensor. Mest aktuell for droner der lav vekt og pris er styrende. For fly velges kjølte system.	Robust, moden og enkel teknologi
IR kamera, kjølt	Høy følsomhet gir lang rekkevidde og mer forutsigbar deteksjon og kartlegging.	Krever kompetanse for optimal utnyttelse. Krever sikt men kan gi nytte også i disig vær.	Moden. Tilbys ofte i et system der flere sensorer kan inngå i en kartbasert konsoll koblet til nettverk (gir et lokalt Common Operating Picture – COP)
UV skanner	Potensial til å skille mellom ulike typer hydrokarboner.	Aktiv UV krever lokal belysning. Passiv UV krever dagslys. Detekterer også tynne filmer, men ikke relative tykkelsesforskjeller.	Systemer for test og in situ bruk finnes, men innen oljedeteksjon og stasjonær bruk er det ikke kommersielt tilgjengelig.
3D lidar	Gir detaljert kartlegging av oljelag/plumer, dispergenter og dispergert olje på og under overflaten	Rekkevidde utover sjøoverflaten er begrenset (500 m). Ytelse negativt påvirket av direkte sollys	Ny teknologi. Uprøvd mot oljeutslipp og klassifisering av olje
SLAR	Robust deteksjon og arealbestemmelse av oljeutslipp i dagslys og mørke.	Er avhengig av moderat vindstyrke. Kun deteksjon. Kan ikke kartlegge filmtykkelse eller type olje.	Etablert og utprøvd teknologi. Krever kompetent operatør.
SAR	Kan gi høyopløselig bilder på lange avstander. God deteksjonsevne upåvirket av lys/mørke /skyer.	Kompetansekrevende pga mange modi/ operasjonsparametre. Ingen deteksjon i lite vind ("flat sjø").	Moden teknologi. Men anvendelse og kalibrering for oljedeteksjon er begrenset.
Hyperspektralt kamera	Identifikasjon og klassifisering av olje i form av IR signatur og "farger" i det visuelle spektrum.	Krever god sikt, og dagslys for de visuelle bølgespektrene. Mye informasjon, krevende å kalibrere, operere og tolke.	Moden. Praktisk anvendelse for olje er begrenset. Potensial for automatisert bruk av Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC).

## Vedlegg E Bakgrunn for teknologiutvikling og forbedring av oljevernberedskapen

### E.1 Kort status av siste års utvikling og forbedring av oljevernberedskap relevant for Wisting

#### Kort om utvikling av mekanisk oppsamling:

Mekanisk oppsamling ansees som «moden» teknologi. En viktig teknologiutviklingstrend innen mekanisk oppsamling i de senere år har vært utvikling av lenser med høyere slepehastighet enn konvensjonelle lenser. Høyere slepehastighet gir vesentlig større taktisk mobilitet, samtidig som akkumulert sveipeareal pr. time er det samme eller høyere enn tradisjonelle lense-systemer. Et annet utviklingstrekk er at systemene ikke stikker så dypt ned i vannmassene, noe som betyr at man i mindre grad kjemper mot naturkreftene i form av store slepekrefter. Mindre slepemotstand åpner for bruk av en innretning (paravan/enbåtsystem) som kan erstatte ett av fartøyene ved slepeoperasjoner der det normalt kreves to fartøy. Bruk av paravan øker manøvreringsegenskapene for lense-systemet og er dessuten fartøysbesparende noe som er viktig for Wisting med lang avstand til land og tilgang til slepefartøy. Et annet viktig utviklingstrekk er utvikling og implementering av fartøysbaserte sensorer som muliggjør kontinuerlig fjernmåling av olje i nærheten noe som er et viktig hjelpemiddel for det enkelte fartøys manøvrering og mulighet for å optimalisere tilflyt av olje. Eksempelvis kan fartøy benytte kjølt IR sensor for å manøvrere inn i de tykkeste delene av et oljeflak. Dette utgjør viktige taktisk hjelpemiddel som supplerer satellitt, fly og helikopter

#### Kort om utvikling av dispergering:

For dispergering skjedde det en stor utvikling i etterkant av Deepwater Horizon ulykken i 2010 (ukontrollert utblåsning av olje på ca. 1500 m dyp). Under denne hendelsen ble dispergeringsmiddel for første gang injisert i utslippspunktet på sjøbunnen. Dette bidro til at størrelsen på oljedråpene i utslippet ble redusert og oljen brukte lengre tid på å stige til overflaten (lengre oppholdstid i vannsøylen, større vertikal spredning av oljeplumen). En av de operasjonelle fordelene ved dette var at lite olje kom til overflaten rett over utslipplokasjonen slik at det ble enklere og mindre risikofylt å jobbe i området (lavere konsentrasjon av helseskadelige og eksplosive gasser). I tillegg vil små oljedråper og lengre oppholdstid i vannsøylen gi et økt potensiale for at oljen biodegraderer.

Det er mange fordeler med undervannsdispergering i forhold til påføring av dispergeringsmidler på oljeflak på overflaten. Det mest åpenbare er at dispergeringsmiddelet kan tilføres et konsentrert utslipp av fersk, varm og lavviskøs olje. Dette kan gi økt effektivitet sammenlignet med de operasjonelle utfordringene med å spraye fra fly eller båt på oppdelte flak på havoverflaten, der forvittringsgrad, lave temperaturer og tilhørende høye viskositeter kan være en utfordring. I etterkant av Deepwater Horizon ulykken førte dette til økt interesse for undervannsdispergering som et oljevertiltak (kjemisk undervannsdispergering = SubSea Dispersant Injection). Det ble gjennomført en rekke prosjekter over flere år etter oppdrag fra internasjonal oljeindustri og API (American Petroleum Institute). Videreutvikling og testing av teknologien inkluderte eksperimentelt arbeid i SINTEF Ocean's 6 meter høye «tårnbasseng», tester under høyt trykk ved SWRI (South West Research Institute) og oppskalerte tester ved Ohmsett (USA). Resultatene fra disse forsøkene ble blant annet brukt til å verifisere teknologien for ulike utslippsscenarier, oljetyper og dispergeringsmiddel, samt forbedring og verifisering av modellverktøy. Det har også blitt utviklet en ny laboratorietest for effektivitetstesting av dispergeringsmiddel tilpasset undervannsinjeksjon. Disse forskningsprogrammene dannet grunnlaget for at Equinor i 2019 tok i bruk undervannsdispergering som et oljevertiltak i beredskapen på norsk sokkel og internasjonalt.

### E.2 Riksrevisjonens vurdering

Rapporten «Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid med å ivareta miljø og fiskeri ved petroleumsvirksomhet i nordområdene» er omtalt i høringsuttalelse til KU for Wisting, og omtales derfor kort her. Rapporten er spesielt rettet mot forvaltningen. Riksrevisjonen peker på at oljevernberedskapen ikke er godt nok tilpasset de særskilte forholdene i nordområdene og at samarbeidet med næringen bør styrkes.

Equinor har gått inn som deltager i den eksterne delen av Statlig Samarbeidsforum som ledes av Kystverket og har deltakelse fra Miljødirektoratet. Mandatet til forumet er å identifisere en felles FoU strategi som grunnlag for å forbedre oljevernet i henhold til de prioritertene som kommer fram gjennom dette arbeide.

I Forvaltningsplanen er det henvist til at Riksrevisjonen har stilt spørsmål ved om enkelte svakheter i operatørenes miljørisiko- og beredskapsanalyser, fremstilling av resultatene, og for lite samarbeid mellom fagmyndighetene gjør at beslutningsgrunnlaget for å stille krav til risikoreducerende tiltak blir for dårlig. Det er videre identifisert behov for å gjennomgå forutsetningene som legges til grunn for beredskapsdimensjoneringen og hvordan det tas hensyn til muligheter og begrensninger for tilgjengelig beredskapsutstyr og tiltak.

Operatørene sin veiledning for miljørettede beredskapsanalyser ble sist oppdatert i regi av Offshore Norge i mars 2021. Miljørisiko- og beredskapsanalysen for Wisting (2021) er basert på denne siste versjon. Equinor har fulgt opp riksrevisjonens rapport samt kommentarer fra Miljødirektoratet relatert til forutsetninger for beredskapsdimensjonering, spesielt i forhold til dokumentasjon på dagens effektivitetstall for mekanisk oppsamling. Equinor har gjennomført et arbeid for å se på grunnlaget i Planverket hos NOFO på mekanisk effektivitet for å forstå dette bedre, samt for å få samkjørt datagrunnlaget med det som ligger i OSCARs beredskapsmodul.

Effektivitet (og dokumentasjon) av mekanisk bekjempelse har også vært et arbeide som har gått parallelt i statlig samarbeidsforum der det nylig har utgitt en rapport (DNV og SINTEF Ocean 2021). Rapporten belyser noen av de samme utfordringene vi har sett gjennom datagrunnlaget for petroleumsvirksomheten.

Equinor har videre jobbet med å få på plass en logistikk-kjede for kjemisk undervannsdispergering som sikrer at nødvendig utstyr og kompetanse som kreves for å gjennomføre en slik operasjon er identifisert og gjort kjent i vår beredskapsorganisasjon. Det jobbes i tillegg med å få robustgjort tilgang av kjemisk dispergering generelt på norsk sokkel slik at dette tiltaket blir mer tilgjengelig (økt kapasitet som fører til økt effektivitet). Økt dispergeringskapasitet vil gjøre at dispergering vil være et robust og effektivt tillegg til mekanisk bekjempelse (der begge tiltaksvalgene har en effektivitet) og i noen tilfeller som erstatning for mekanisk bekjempelse (der man ser at det mekaniske utstyret får begrensninger på grunn av vær og vind).

### **E.3 Statlig utredning av kunnskapsstatus og kunnskapsbehov innen oljevernet**

Senter for oljevern og marint miljø (SOMM) engasjerte DNV og SINTEF OCEAN til å utrede kunnskapsstatus og kunnskapsbehov innen oljevernet i 2019. Formålet med utredningen var å avdekke kunnskapsbehov og gi oppdatert kunnskapsstatus om effektive og miljøvennlige metoder og teknologi innen oljevern med særlig vekt på nordområdeutfordringer samt kunnskapsbehov hos operative aktører. Utredningsarbeidet er forankret i en felles handlingsplan mellom SOMM og Kystverket.

Utredningen gir en oppdatert statusoversikt om forskning og utvikling innen oljevernberedskap som fagfelt, med fokus på effektive og miljøvennlige metoder og teknologi. Særlig vekt er lagt på forskning og utvikling som er relevant for nordområdeutfordringer som is, kulde, mørke, ising av utstyr, HMS-utfordringer, samt lange avstander og manglende infrastruktur.

Statusoversikten har dannet grunnlag for en evaluering og identifisering av områder for framtidig satsing innenfor forskning og utvikling (FoU). Utredningen er basert på målsettinger og anbefalinger i Meld.St.35 «Forebyggende sjøsikkerhet og beredskap mot akutt forurensning», samt Ly-utvalgets rapport «Norsk oljevernberedskap – rustet for fremtiden?». Det er tatt utgangspunkt i både petroleumsaktivitet og skipsfart. I utredningen er det fokusert på følgende metoder/teknologiområder innenfor oljevernet:

- Mekanisk oppsamling,
- Dispergering (kjemisk og mekanisk),
- Fjernmåling,
- In-situ brenning og

- Strandrensing.

Identifiserte områder for FoU satsing er oppsummert i Tabell E- 1.

Tabell E- 1 Identifiserte områder for FoU satsing (SOMM)

Identifiserte områder for framtidig FoU satsing
<b>Mekanisk</b>
Produktutvikling og vintertilpasning av eksisterende utstyr for bedre operasjoner i kulde og is
Gjennomføre felttesting i Barentshavet samt å etablere et bedre testregime for mekanisk opptak.
Separasjon av fritt vann og olje
Oljeregnskap relatert til slik separasjon
Videre testing av mekanisk oppsamling i ulike is-konsentrasjoner og under ulike isforhold (is-tilpasset teknologi)
Bruk av ubemannet fartøy (støvelhav/grunne områder eller utsetting av ledelenser)
Mekanisk opptak av diesel- og hybridoljer i kaldt vann.
<b>Dispergering</b>
Videre testing og utvikling av kjemisk undervannsdispergering/mekanisk undervannsdispergering teknologiene inkludert testing og verifikasjon gjennom et offshore feltforsøk
Det bør dokumenteres hvor dypt den dispergerte oljen går ned i vannsøylen ved bruk inn mot en fast is-barriere eller inne i isen. Ytterligere studier for å se på negative effekter på is- og iskantfauna - NEBA/SIMA analyser. Behov for felttesting som inkluderer påføring og bruk av kunstig energi
Videreutvikling og testing av mekanisk overflatedispergering og tilførsel av energi, inkl felttesting
Videreutvikling av dispergering som et beredskapstiltak for olje som driver inn i is eller et oljeutslipp i is inkludert påføringsteknologi
<b>Fjernmåling</b>
Fortsatt behov for mer kunnskap om bruk av droner i tilknytning til oljevernaksjoner. For eksempel kan lettvekts laser fluorosensor være svært interessant med tanke på bruk fra drone for å verifisere olje og evt. oljetype
Ytterligere integrasjon av fjernmålingsdata i felles situasjonsbilde, for eksempel videreutvikling av COP (Common Operating Picture).
Operasjonell benyttelse av satellittdata dvs. tilgjengelighet i tid og rom og tilgjengelig ekspertise for tolkning og videre til utvekslingsformater for integrasjon i GIS og COP.
Videreutvikling av teknologi som også kan detektere oljetykkelse og skille mellom olje og is/issørpe.
Ubemannet fjernmåling av oljedrift og spredning i sjøområder med is
<b>In-situ brenning</b>
Videre utvikling og testing av antennesteknologi for oljeflak på sjøen inkludert antennesutstyr fra drone, lettboat og helikopter
Utvikling av effektiv teknologi for fortykkelse av et oljeflak før antennelse
Kartlegging av brenneeffektivitet inkludert også nye lav-svovel drivstoffoljer.
Bedre karakterisering av røykgasser og potensiell giftighet
Bedre karakterisering og oppsamling av brann-residu.
Metodikk for å gjennomføre NEBA/SIMA analyser for ISB og utvikling av nasjonal forskrift for bruk feltforsøk med brenning i isfylte farvann
<b>Strandrensing</b>
Videreutvikling, dokumentasjon, operasjonalisering og implementering av in-situ strandrenseteknikker.
Videreutvikling og operasjonalisering av «Shoreline Cleanup Assessment Technique» metodikk.
Videreutvikling av metodikk for strandrensing i Arktiske og isfylte farvann inklusive Svalbard.
Videreutvikling av metodikk for testing av sorbenter og andre strandrensemidler (nye produkter) for effektivitet og giftighet.
Felttesting og verifikasjon av ulike strandrenseteknikker, inkludert <i>in-situ</i> teknikker.
<b>Annet</b>
Videreutvikling av metoder for <i>in-situ</i> behandling av oljeforurensning på strand med fokus på avfallsminimering.
Utvikling av miljøvennlige produkter som kan erstatte bruk av olje i test sammenheng.
Systematisering og kunnskapslogging fra de årlige olje-på-vann verifikasjonene.
Behov for felles terminologi og definisjoner i oljevernberedskapen.
Se på status for teknologi knyttet til nødlossing av fartøy.
Transparent, ensartet og helhetlig systemtilnærming for å kunne vurdere reell effektivitet og kapasitet i oljevernet



## E.4 NOFOs planer for teknologiutvikling og forbedring

NOFO skal sørge for robuste og tilpassede beredskapsløsninger som skal ha tilstrekkelig kapasitet til å gjennomføre oljevernaksjoner i Barentshavet, hvor avstand til land og klimatiske forhold, inkludert arbeidsmiljø, vektlegges. NOFO skal sørge for tilstrekkelig oljevernkapasitet, samt en effektiv og riktig balanse mellom de ulike bekjempelsesmetodene. Utholdenhet skal sikres gjennom tilstrekkelig kompetanse, kapasitet og prosedyrer for effektiv organisering, samhandling og kommunikasjon med operatører og andre relevante beredskapsorganisasjoner. Dispergering skal videreutvikles som bekjempelsesmetode i tråd med medlemmenes behov. Undervannsdispergering skal utredes med tanke på effektiv rolle- og oppgavefordeling mellom NOFO og operatør.

NOFOs planer for teknologiutvikling og forbedring inkluderer følgende områder:

- Forsterkede løsninger knyttet til Barentshavet/kalde farvann og kystnær beredskap skal vektlegges.
- Bekjempelsesmetoder knyttet til dispergering og brenning skal utredes videre og implementeres med beskrivelser av bruksområder, muligheter og begrensninger.
- Digitalisering og robotisering knyttet til overvåking, datainnsamling, kommunikasjon, visualisering, analysehjelp, beslutningsstøtte og bekjempelsesmetoder skal tas i bruk der dette er hensiktsmessig

Pågående forbedringsprosjekt i regi av NOFO er oppsummert i Tabell E- 2.

Tabell E- 2 Forbedringsprosjekt i regi av NOFO

Pågående forbedringsprosjekt i regi av NOFO
Oppgradering av MOS sweeper
Bruk av emulsjonsbryter, effekt av temperatur
Maskinlæring sensortechnologi på droner (miljøressurser)
HF radare for prognose av oljedrift
Avløser til Transrec systemet
Grovseparasjon av oljeemulsjon og fritt vann
<i>In-situ</i> brenning, ISB (Avbrenning av olje på overflaten som bekjempelsesstrategi)

## E.5 Beredskapssamarbeid i Barentshavet og strategi for Barentshavet Sørvest

Gode samarbeidsløsninger mellom operatørene er en forutsetning for å sikre en god beredskap i et stort område med lange avstander mellom innretningene. BASOP har nylig utarbeidet en beredskapsstrategi for Barentshavet sørvest. Utgangspunktet for strategien var å svare på myndighetenes særskilte krav og forventninger til oljevernberedskap, og i tillegg er medisinsk og øvrig beredskap inkludert. Arbeidet med utarbeidelse av områdeberedskapsstrategi har vært presentert for Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet (23.03.22 og 23.05.22).

Prosjektet har bestått av fagpersoner innen de ulike beredskapsområdene fra Equinor og Vår Energi, samt arbeidstakerrepresentanter fra begge selskapene. Det er arbeidet frem konkrete faglige anbefalinger innen alle beredskapsområder i fire definerte faser, men med vekt på fase 0, 1 og 2:

- Fase 0: Dagens situasjon med kun Goliat i operasjon. Gjeldende frem til 2024.
- Fase 1: Goliat og Johan Castberg. Gjeldende fra ca. 2024 (når aktiviteten gjenopptas på Johan Castberg) og frem til Wisting eventuelt starter produksjonsboring i 2026.
- Fase 2: Goliat, Johan Castberg og Wisting, fra 2026.
- Fase 3: Fremtidig situasjon med innretninger utover de tre planlagte.

Overordnet vil de samlede beredskapsressursene for Barentshavet sørvest bestå av ett beredskapsfartøy på hver lokasjon og ett felles avløserfartøy for området. Det legges opp til å beholde landbasert SAR-base i Hammerfest med ett AWSAR helikopter og ett back up AWSAR helikopter som kan gå som tilbringermaskin.

De spesifikke faglige anbefalingene er samlede anbefalinger som tar gjensidig hensyn til gitte rammebetingelser og allerede vedtatte beslutninger. Rapporten skal altså forstås som et beslutningsunderlag for endelige løsninger i de ulike operatørselskapene. Likevel har gruppen en ambisjon om at selskapene lojalt og i fellesskap skal kunne slutte seg til de faglige anbefalingene og gi støtte til videre utrednings- og analysearbeid. Dette vil etter arbeidsgruppens oppfatning være en forutsetning for å identifisere de mest robuste, fleksible og optimale beredskapsløsningene både på kort og på lengre sikt.

Som en naturlig fortsettelse av dette strategiarbeidet, anbefaler prosjektet å arbeide frem en formell etablering av områdeberedskap i Barentshavet sørvest. Dette handler ikke bare om ressursdeling, men det vil også gi et grunnlag for en bedre koordinering av ressursene, kostnadsfordeling og mulighet for å utnytte sentrale driftsressurser knyttet til øvrig områdeberedskap ellers på sokkelen. En slik etablering vil gi et formelt samarbeid som i seg selv kan danne grunnlaget for en styrking av beredskapen i Barentshavet.

Med økende aktivitet i Barentshavet sørvest de kommende årene, vil det uunngåelig bli større tilgang på fartøyressurser som kan utnyttes i et samlet beredskapsarbeid. Dette har også vært utgangspunktet for prosjektgruppens strategiarbeid for beredskap i området. Strategiarbeidet bygger på NOROG retningslinjer 064 om Etablering av områdeberedskap, men tar også i betraktning de spesielle forholdene i Barentshavet som særskilt er knyttet til lange avstander og klimatiske forhold.

Prosjektgruppen har arbeidet frem faglige anbefalinger innen oljevern, medisinsk beredskap og øvrig beredskap som samlet sett vil representere en styrking av beredskapet i Barentshavet sørvest som sådan, men med tilpassede løsninger for området. Dette forutsetter imidlertid at det arbeides videre med de identifiserte problemstillingene med det formål å finne løsninger som ivaretar de faglige anbefalingene. Dette inkluderer å finne felles tekniske løsninger på tvers av operatører og felt, slik at både mannskap og beredskapsressurser kan operere med samme prosedyreverk og felles krav til kompetanse og trening der dette er relevant.

BASOP vil tilstrebe på kontinuerlig basis og i strukturert samarbeid å fortsette å bidra til kunnskaps- og teknologiutvikling. Dette er i tråd med regelverkets prinsipp om kontinuerlig forbedring for å utvikle de beste og mest hensiktsmessige løsningene på kort og lang sikt. Som en naturlig forlengelse av prosjektgruppens arbeid, er det anbefalt å starte en prosess for å etablere områdeberedskap i Barentshavet sørvest. Dette vil legge grunnlag for en ytterligere styrking og utvikling av beredskapen i de nordligste områdene innenfor norsk petroleumsvirksomhet. Strategi for Barentshavet Sørvest (BASOP 2022), omtaler forbedringsområder som vil bli studert nærmere i regi av BASOP, se Tabell E- 3.

Tabell E- 3 Identifiserte områder for teknologiutvikling og forbedring (BASOP)

Identifiserte områder for teknologiutvikling og forbedring (BASOP)
Vurdere mulige løsninger for at «Fast Rescue Daughter Craft» kan brukes til slep av oljelense over lengre tid (24-36 timer) og utrede mulig bruk av ubemannede farkoster for slikt slep for å unngå behov for slepebåt på lokasjon
Videreføre pågående arbeid for å se på mulighet for offshore påfylling av dispergeringsvæske og økt tankkapasitet for dispergeringsmiddel, for å få en mer kontinuerlig dispergeringsaksjon
Vurdere hvordan kjemisk undervannsdispergering kan utnyttes best mulig i Barentshavet, inklusiv gevinst av å klargjøre fartøy i Barentshavet til å operere utstyret
Vurdere hvordan mekanisk undervannsdispergering kan utnyttes best mulig i Barentshavet, inklusiv gevinst av å klargjøre fartøy i Barentshavet til å operere utstyret
Vurdere tilgang til flere slepebåter med 24 timers responstid i hele Barentshavet sørvest
Vurdere alternative løsninger for avhending av oppsamlet emulsjon, eks til FPSO eller til PSV
Dokumentere og operasjonalisere <i>in situ</i> brenning som en bekjempelsesmetode i Barentshavet

## E.6 Teknologitvutvikling og forbedring av oljevernberedskap i Equinor

Equinor har gjennom årene tatt initiativ til og støttet en lang rekke utviklings- og forskningsprosjekter for å forbedre oljevernberedskapen knyttet til våre aktiviteter. Dette har både vært store prosjekter med finansiering fra Norsk Forskningsråd og industripartnere, og mer spesifikke studier i Equinor regi. I tillegg har Equinor bidratt til teknologitvutvikling av oljevernutstyr gjennom NOFO.

Prosjekter inkluderer overvåkning og deteksjon av olje, dispergering (overflate og subsea) og *in-situ* brenning som strategi og metodikk, samt analysemodeller/ verktøy for å bedre forståelsen for spredning av olje og effekt av oljevern. Det har også vært jobbet spesifikt med å forbedre oljevern i Barentshavet og kaldt klima, inkludert oljevernaksjoner i is-fylte farvann. Av større prosjekter med relevans for Wisting-området kan det nevnes felles industriprosjektet (JIP) JIP Oil in Ice fra 2006 til 2009 hvor målsettingen var å utvikle kunnskap, verktøy og teknologier for å drive oljevern i isfylte farvann. I dette prosjektet ble det gjennomført en rekke feltforsøk i is. Dette prosjektet ble videreført i Arctic Oil spill response technology Joint Industry programme (JIP) fra 2012 til 2016, hvor målet var å videreutvikle oljevern strategier og utstyr tilpasset arktiske strøk, samt å øke forståelsen av hvilken påvirkning et eventuelt oljeutslipp vil ha på marint miljø i Arktis. Dette var to store prosjekter som legger et godt grunnlag for oljevern i islagte farvann. Det ble videre identifisert behov for å studere scenarier hvor olje driver inn i is, og det ble gjennomført et forskningsrådsprosjekt «Fate, behaviour and response to oil drifting into scattered ice and ice edge in the marginal ice zone (MIZ)» fra 2016 til 2020. Prosjektet gir kunnskap om hva som kan skje med oljen når den driver inn i iskanten eller under spredte isforhold. Dette som et grunnlag for å kunne etablere robuste oljevernteologier, strategier og operasjoner for slike scenarier.

Equinor har deltatt i utvikling av flere sensorer og software løsninger for oljedeteksjon, inkludert utviklingen av ISPAS olje deteksjonsradar som nå er i drift på Johan Sverdrup og vil bli satt i drift på Johan Castberg. På Wisting planlegges det med en ny og enda bedre ISPAS radar, ISPAS Omnia. ROBIM prosjektet (Real-time Offshore Barriere Integrity Map) som er under utvikling vil samle miljødata i ett bilde.

Equinor har identifisert områder for mulig teknologitvutvikling og forbedring av oljevernet som oppsummert i Tabell E- 4. En del av de identifiserte områdene er fulgt både opp med prosjekter hvor Equinor er deltaker og prosjekter utført av andre hvor vi kun følger opp resultater.

Tabell E- 4 Identifiserte områder for mulig teknologitvutvikling og forbedring (Equinor)

<b>Identifiserte områder for mulig teknologitvutvikling og forbedring (Equinor)</b>
<b>Forbedret mekanisk oppsamling</b>
Fartøyssensorer for å muliggjøre kontinuerlige målinger av olje
Mekanisk oppsamling i is og kaldt klima
Separasjon av olje og vann etter oppsamling
<b>Forbedret dispergering</b>
Logistiske utfordringer med kjemiske dispergeringsmidler spesielt i nordområdene
Undervannsdispergering for vandyp relevant for Norsk sokkel
Operasjonalisering av mekanisk undervannsdispergering
Utvikling av kjemisk dispergering som tiltak i områder med is
Utvikling og testing av mekanisk dispergering for olje på overflaten.
Utvikling av biobaserte surfaktanter
<b>Forbedret fjernmåling</b>
Bruk av droner / ubemannede fartøy i forbindelse med oljevern
Alternative teknologier for måling av tykkelse av oljeffak og oljekonsentrasjon i vannsøyle og under is
Integrasjon av fjernmålingsdata i COP
<b>Forbedret brenning av olje på havoverflaten (ISB)</b>
Operasjonalisering av ISB
Inkluderer ISB som tiltak i OSCAR – Prosjekt igangsatt
<b>Forbedrede data og modeller</b>
SINTEF Ocean programvare Oil Spill Contingency And Response (OSCAR) Ensemble
Høyoppløselige metocean-data

Olje forvittringsmodell – nettbasert oljedatabase
Modellering av kondensat. Mismatch mellom predikert stranding av kondensat mellom OWM og OSCAR
<b>Tiltak for oljeskadet vilt</b>
Teknikker og suksessfaktorer
Operasjonalisering av beredskapstiltak
<b>Forbedret effektivitet av teknologier for oljevernberedskap</b>
Forbedret metode for å kunne sammenligne effektivitet av responsstrategier
Forbedret effektivitet av mekanisk oppsamling
<b>Forbedret strandrensing</b>
<i>In-situ</i> oppryddingsteknikker og effekter av naturlige prosesser
Opprenskningsteknikker som produserer små mengder avfall for arktisk eller respons under isforhold
Effektivitet av ulike opprenskningsteknikker (inkludert giftighet av produkter) basert på felttesting

## Vedlegg F Anvendelse av beste tilgjengelige teknikker

Basert på høringsuttalelsene, spesielt fra Miljødirektoratet, er det i dette vedlegget gitt supplerende opplysninger om BAT -vurderinger for følgende tema:

- Prosessering på havbunnen
- Neddykkede sjøvannspumper
- Utslipp av sjøvann og bruk av begroingshemmende kjemikalier
- Fysiske inngrep og legging av gassrørledning
- Deteksjonssystem for undervannsløkkasjer
- Seismikk
- Oljevernberedskap

### F.1 Metodebeskrivelse for BAT-screening

NOROG veilederen inkluderer en screeningsprosess hvor det benyttes et enkelt fargekode system ("trafikklys") med grønt, gult og rødt for å indikere relativ ytelse eller egnethet, se Tabell F- 1 .

Tabell F- 1 BAT screening fargekode

Ytelse
God ytelse/lav miljøkonsekvens, teknisk og økonomisk gjennomførbar
Krevende ytelse/moderat konsekvens, usikkerhet knyttet til teknisk modenhet, krevende økonomisk
Ikke akseptabel/gjennomførbar
Ikke relevant

Formålet med BAT-screeningen er å sile ut alternativer som ikke er egnet for prosjektet, f.eks. ikke er i samsvar med regulatoriske krav, ikke teknisk modent eller økonomisk forsvarlig for prosjektet. Dersom forutsetningene er usikre eller informasjonen er mangelfull bør BAT-vurderingene oppdateres og justeres.

### F.2 Prosessering på havbunnen

#### Besluttet teknikk

Det er vurdert ulike metoder for trykkstøtte til produksjonen av olje og gass på Wisting-feltet. De lave trykkene og temperaturene på Wisting gjør at trykkstøtte er nødvendig for å oppnå ønsket produksjon.

Vurderingene konkluderer med at havbunnsseparasjon er den mest egnede måten å gi trykkstøtte på.

I modningen av havbunnsseparasjonskonseptet har man sett på ulike pumpekonfigurasjoner. Valget av pumper er viktig for flere forhold blant annet kraftforbruk. En vurdering av pumpekonfigurasjoner konkluderer med at tre pumper er den mest egnede måten å løfte produksjonsvæsken til produksjonsinnretningen.

#### Alternativer som har vært vurdert

##### Flerfasepumping

Pumping av produksjonsstrømmen er en måte å senke løftehøyden reservoaret må bidra med og dermed bedres produksjonsbetingelsene. Flerfasepumper gjør dette ved å tilføre energi til den samlede produksjonsstrømmen og sikre at produksjonsstrømmen har nok trykk til å møte innløpsbetingelsene på plattformen. Virkningsgraden til flerfasepumper er generelt noe lavere enn for rene væskepumper da de må kunne operere i en større variasjon av gass- og væskekomposisjon. De elektriske flerfasepumpene som ble vurdert på Wisting drives av en Variabel hastighetsregulator som er plassert på FPSO og som må være tilpasset pumpeens ytelse.

Temperatur og trykkforhold sammen med produksjonsvæskens egenskaper gjør at man kan danne hydrater under gitt betingelser. For å unngå eller utsette dette må man sørge for at man holder seg utenfor hydratdannelsesbetingelsene. Dersom en flerfase pumpeløsning ute ved brønnene hadde blitt valgt ville dette medført at deler av rørledningene på feltet ville måtte varmeisolerers for å unngå hydratdannelse.

### Havbunnsseparasjon

Havbunnsseparasjon (gass/væske) i kombinasjon med væskepumper vil gi en robust løsning for feltet som er tilpasset hele feltets levetid og endringer i produksjon fra brønnene. Oppstrøms havbunnsseparasjonsanlegget er det en produksjonsmanifold som brønnene produserer til. Fra denne manifolden er det linjer over til en undervanns prosesseringsstasjon. Brønnene vil se et lavere mottrykk som er muliggjort av undervanns pumper og vil produsere høyere rater. Det kan illustreres ved at separator i kombinasjon med pumper hjelper reservoaret med å få produksjonen fram til produksjonsskipet. Det gjøres ved å skille gass fra væske i en separator. Etter separatoren vil gassen strømme til FPSO uten pumping, mens produksjonsvæsken blir pumpet opp til FPSO med undervannspumper. Ved at trykket for brønnstrømmen inn til havbunnsseparasjonsanlegget reduseres til et trykk lavere enn hydratkurven for Wisting olje, kombinert med gass-væske separator og subsea væskepumper, vil løsningen på en god måte sikre at produksjonen aldri vil komme inn i hydratområdet.

### Kriterier

- **Kraftforbruk:** Kraftforbruk for løsningen er en relevant parameter å bruke, selv om Wisting vil forsynes med kraft fra land. Energieffektivitet er viktig å oppnå da det reduserer behovet for kraft totalt sett og det kan redusere kapasiteten man trenger til overføring. Dersom man velger å ta med scope 2 utslipp fra den kraften man kjøper vil det også bidra med utslippsreduksjon å bruke mindre kraft.
- **Kjemikalieforbruk:** Kjemikalieforbruk er en relevant parameter ettersom kjemikalieforbruk har påvirkning på flere aspekter. Forbruk av kjemikalier har en direkte kostnad. Det vil også være behov for tilvirkning og transport av kjemikalier, samt lagring på innretninger av kjemikalier på innretninger. Tekniske løsninger som kan unngå eller minimere kjemikaliebruk vil være å foretrekke.
- **Teknisk modenhet:** Teknisk modenhet må vurderes der det kan være ulikheter mellom løsningene. Erfaring med de løsningene som velges på Wisting er viktige ettersom ledetidene for å gjennomføre utstyrsbytter eller intervensjoner, er lange. Manglende teknisk modenhet kan også være bruk av kjent teknologi, men der størrelser på utstyr er større/mindre enn det man har erfaringsdata fra. Andre forhold rundt teknisk modenhet kan være erfaringsdata knyttet til kombinasjonen av den tekniske løsningen og produksjonsforholdene det skal brukes i.
- **Operasjonelle forhold:** Under drift av produksjonsanlegget på Wisting vil det være et mål å oppnå størst mulig fleksibilitet i hvordan anlegget kan opereres. Elementer som vurderes som operasjonelle forholdet kan være anleggets mulighet til å stå urørt etter en stans, oppstart av anlegget etter stans, variasjon i produksjon osv.
- **Kostnader:** Kostnader som vurderes i sammenligningen mellom alternativene vil bestå av kostnadselementene forbundet ved punktene over (kostnad for kraft, kostnad ved kjemikaliebruk, kostnad ved eventuelle nødvendige kvalifiseringer, kostnad knyttet til begrensninger i operasjonelle forhold).

Tabell F- 2 BAT-screening for alternative løsninger for prosessering på havbunnen

Kriterier	Subsea separasjon og pumping	Flerfasepumping
Kraftforbruk		
Kjemikalieforbruk		
Teknisk modenhet		
Operasjonelle forhold		
Kostnad		

Tabell F- 3 BAT-screening for alternative pumpe-løsninger

Kriterier	2 pumper	3 pumper
Kraftforbruk	Yellow	Green
Kjemikalieforbruk	Yellow	Green
Teknisk modenhet	Green	Green
Operasjonelle forhold	Yellow	Green
Kostnad	Green	Yellow

### F.3 Neddykkede sjøvannspumper

Elektrisk neddykkede pumper for sjøvann og brannvann anses av Equinor som foretrukket løsning basert på driftssikkerhet og vedlikehold (brannpumper er sikkerhetskritiske). Elektrisk neddykkede pumper har vært førstevalg i prosjekter på norsk sokkel i mer enn 20 år. Alternativet til dette vil enten være langakslede pumper eller tørrstillede pumper med en sjøkiste. Begge disse alternative løsningene kommer imidlertid med ulemper som gjør dem til ikke foretrukne løsninger, som beskrevet under.

For langakslede pumper viser erfaringer fra drift at dette er en krevende løsning med tanke på driftssikkerhet og hyppighet av vedlikehold. Med referanse til Equinor sine krav til «Rotating equipment design and selection» så er akslingslengder >25m ikke godtatt pga. svært kompleks design, noe som ikke er forenelig med sikkerhetskritisk utstyr. For å bruke Wisting som eksempel, vil en slik løsning kreve en akslingslengde på om lag 46m for å sikre tilstrekkelig trykk inn på sugesiden (= netto positiv sugehøyde) til å unngå kavitasjon som kan skade impeller og pumpehus. Det finnes svært begrensede erfaringer med så store akslingslengder, og dette vil introdusere stor usikkerhet med tanke på driftssikkerhet. Vedlikehold av slike pumper er også krevende da de består av svært mange komponenter.

Det andre alternativet, tørrstilt pumpe med sjøkiste, vil kreve pumperom plassert i bunnen av installasjonen (for å sikre tilstrekkelig netto positiv sugehøyde) med en sjøkiste for inntak av vann. En slik løsning har vært brukt på noen FPSO'er og flytende installasjoner, men gir store utfordringer med tanke på tilkomst og tungt vedlikehold (materialhåndtering).

Valg av leverandør for elektrisk neddykkede pumper pågår ved utgivelse av TKU. En BAT-vurdering er gjennomført for alternative løsninger av elektrisk neddykkede pumper. Sjøvannsløftepumpene skal være utslippsfrie. For nærmere beskrivelse vises det til BAT-rapport fra Aker Solutions, 2022.

### F.4 Utslipp av sjøvann og bruk av bruk av begroingshemmende kjemikalier

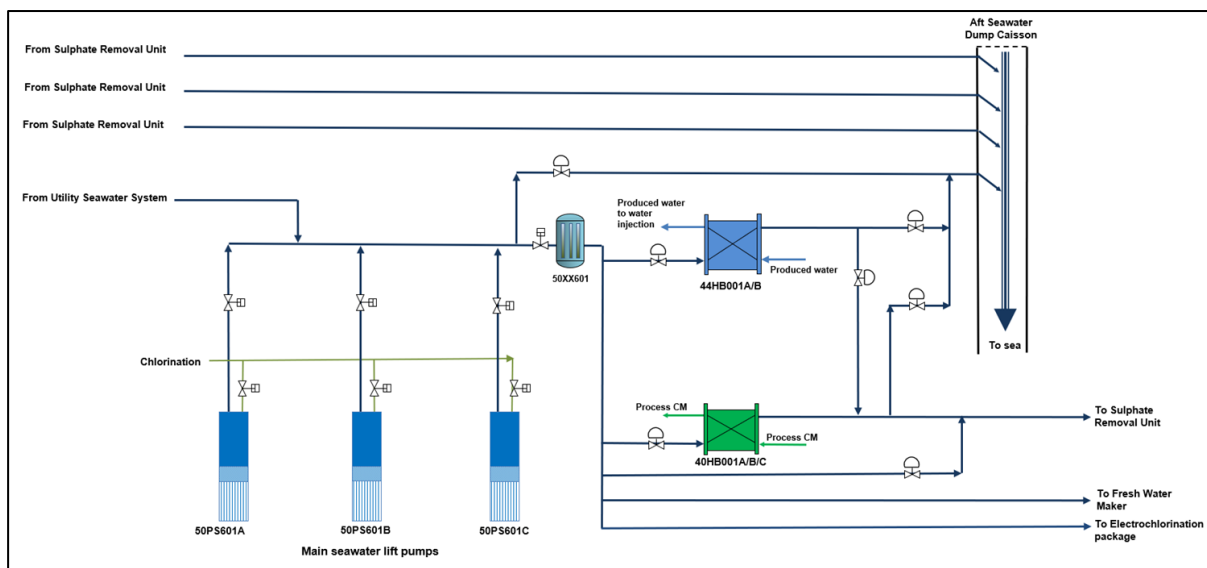
Sjøvann skal brukes til prosesskjøling og til injeksjon for trykkstøtte i brønnene. Inntaket vil være på minimum 72 meters dyp (når innretningen ikke har last), og vil være på 82 meters dyp ved full last. Det er totalt tre sjøvannsinntak, hvert med en inntaksslange på 50 meter. Det dype inntaket er vurdert som BAT for å redusere bruk av begroingshemmende kjemikalier da det vil være minimalt med planktoninnhold i sjøvannet.

Overskudd av oppvarmet sjøvann fra kjølerne for produsert vann og prosess vil bli ført sammen til sjø på 5-15 meters dybde avhengig av last. Temperaturen på kjølevannet som slippes ut er beregnet å bli mellom 20 – 35 °C. Mengde overskuddsvann som slippes ut vil bestemmes av temperaturen på injeksjonsvannet, her er noen eksempler som er beregnet for årene med mest produksjon:

- Injeksjonsvann på 11°C vil kunne gi utslipp på opptil 1200 m<sup>3</sup> kjølevann per time
- Injeksjonsvann på 20°C vil kunne gi utslipp på 600 m<sup>3</sup> kjølevann per time

Mot slutten av produksjonsperioden vil mindre sjøvann injiseres i reservoaret og produksjon av kjølevann kan da bli opptil 1700 m<sup>3</sup> per time. Forventet utslippstemperatur er 24°C.

Overskuddsvann fra sulfatfjerningsanlegget er beregnet å bli mellom 11 – 20°C.



Figur F- 1 Skisse for inntak og utslipp av sjøvann

Utslippsvannet vil inneholde mindre rester av hypokloritt (OCI-) som brukes for å hindre begroing. Måling av klorinering er omtalt i BAT-rapporten (AKSO, 2022). Kjemikalieforbruk vil studeres nærmere i neste prosjektfase. Kjølevannet vil blandes med omliggende havvann, og både temperatur og hypokloritt er vurdert å gi ubetydelige effekter for plankton i vannsøylen.

## F.5 Fysiske inngrep og legging av gassrørledningen

### Besluttet teknikk

Wisting-prosjektet har samlet inn data og foretatt en vurdering av ulike fremgangsmåter for å designe og installere gasseksportør for Wisting. Hele gasseksportsystemet består av rør og ulike strukturer. I dette dokumentet er det fokusert på alternativer knyttet til design og installasjon av rør.

Havbunnen fra Wisting via Johan Castberg-feltet og videre til Snøhvitfeltet er kartlagt i detalj. Traseen for røret blir optimalisert innenfor den kartlagte traseen for å minimere inngrep på havbunnen og balansere dette mot andre hensyn. Konklusjonen for arbeidet er at man mellom Wisting og Johan Castberg vil legge et 12" rør som dekkes med stein til minimum midt på røret. I tillegg vil man gjøre noe sjøbunnsintervensjon for å redusere behov for steininstallasjon ved eksempelvis krysning av skuremerker. For traseen mellom Johan Castberg og Snøhvit innstilles det på å legge et 16" rør med økt veggtykkelse og betongbelegg. Dette vil gjøre røret robust og vil nesten ta bort behovet for steininstallasjon og annen sjøbunnsintervensjon.

### Alternativer som har vært vurdert

- Øke veggtykkelser på røret slik at det kan tåle alle ytre påkjenninger. Dette kan begrenses av muligheten og kostnaden ved å fabrikere rør med ønsket veggtykkelse
- Legge beskyttelse på utsiden av røret. Typisk gjøres dette ved å legge et betonglag på utsiden. Denne prosessen kompliserer fabrikasjonen og gjør den mer kostbar.
- Steininstallasjon rundt rør er en måte å beskytte røret på der stein legges omkring røret slik at det enten helt eller delvis blir liggende i en steinfilling som igjen beskytter røret mot ytre laster. Dersom man har ujevne bunnforhold kan mengden stein som må brukes for å oppnå tilstrekkelig beskyttelse bli meget store.
- Grøfting kan benyttes for å beskytte røret ved at man lager en grøft som røret legges ned i. Dette beskytter røret mot ytre laster. Grøfting forutsetter at bunnforholdene ligger til rette for dette.
- I områder der det er skuremerker eller andre bunnforhold som gjør at røret blir liggende i frispenn, kan grøfting langs skuldrene på skuremerkene/groper redusere frispennet eller ta det bort. Dette



kalles peak shaving og refererer til at man tar bort topper eller kanter slik at røret lettere kan følge havbunnen. Denne metoden kan kombineres med andre beskyttelsesmetoder for å gi mindre inngrep og sparte kostnader.

- Ved krysninger av rør og kabler er det behov for å beskytte disse mot slitasje og sikre en stabil krysning. Det kan gjøres på ulike måter; enten ved å legge en steinfylling i krysningspunktet, ved bruk av betongmatter eller ved å beskytte rørene med et friksjonsbelegg.

#### Kriterier

Kriterier som er lagt til grunn for BAT-vurderingen er basert på forhold som vil skille de ulike løsningene. Kriteriene er også tilpasset informasjonen man har tilgjengelig på nåværende tidspunkt:

- Fartøytid- forbruk av drivstoff: Det er et mål om å redusere fartøytid. Fartøytid vil påvirke både tiden man er i operasjon og dermed eksponeringstiden samt utslipp til luft i form av drivstofforbruk. Ettersom det på nåværende tidspunkt ikke er valgt fartøy blir en sammenligning på tid det mest relevante.
- Arealinngrep: Ulike typer rørbeskyttelse vil påvirke havbunnen nært røret i ulik grad. Steinbeskyttelse gir for eksempel skråninger på fyllingen som omgir røret. På flat havbunn vil skråningen være på naturlig fyllingsvinkel som kan utgjøre 1 til 2 rørdiametre ut fra røret. Dette er en større påvirkning enn et rør som ligger rett på havbunnen. Steinfyllingen vil gi en endring lokalt av havbunnen og det kan påvirke artene som lever langs fyllingen. Fiskeriene har også uttalt at man ønsker så lite steininstallasjon som mulig. Grøfting vil også ha en påvirkning under anleggstiden, men ut fra metode kan det variere noe hvordan påvirkningen endelig blir. Grøfting kan gjøres på flere ulike måter og med ulikt utstyr. Valg av metode for grønfting kan påvirke tiden som brukes og hvor stort inngrep man får. Ulike metoder og utstyr for grønfting kan brukes om man skal gjøre en grønftingoperasjon for et helt rørledningstrekk eller kun enkeltområder.
- Steinforbruk: Det er også et mål om å redusere mengden stein som brukes. Stein må tas ut, transporteres og installeres. Alle disse operasjonene er ressurskrevende og bidrar til inngrep på land og langs røret. Stein som råmateriale har også en bruksverdi på andre områder og store uttak kan gi lokale ubalanser i tilbud/etterspørsel.
- Kostnader: I sammenligningen av kostnader gjøres dette ved å trekke ut kostnadselementene i de ovenforliggende elementene. Det vil eksempelvis være en direkte kobling mellom antall fartøysdøgn og kostnad knyttet til en operasjon. Tilsvarende vil kostnad for ulike typer rør og beskyttelser også ha ulike kostnader ut fra tykkelse, beskyttelse og fabrikkasjonsmåte. Kostnader til stein er også direkte koblet til mengden som anslås at man vil benytte.

I en tidlig fase av prosjektet vil det være usikkerheter knyttet til kostnadselementene. Flere forhold kan påvirke bilde eksempelvis; Rater på fartøy, kostnader for rør, kostnad for stein, medgått tid for grønfting. Usikkerheten reduseres etter hvert som man får modenhet i arbeidsomfang og markedsforhold. I denne vurderingen har man sett på kjente metoder der man kjenner til usikkerhetselementene og har erfaringstall for kostnader. Vurderingen av om noe er økonomisk gjennomførbart eller krevende økonomisk vil ikke være en tallfestet grense, men en relativ sammenligning mellom alternativene.

Tabell F- 4 BAT-screening for 12" rør fra Wisting til Johan Castberg

Kriterier	Steinbeskyttelse til midt på rør	Grønfting av rør	Steinbeskyttelse og «peak shaving»
Fartøytid			
Arealinngrep			
Steinforbruk			
Kostnader			

Tabell F- 5 BAT-screening for 16" rør fra Johan Castberg til Snøhvit

Kriterier	Steinbeskyttelse og «peak shaving»	Økt veggtykkelse og betongbelegg
Fartøytid		
Arealinngrep		
Steinforbruk		
Kostnader		

## F.6 Deteksjonssystem for undervannslekkasjer

### Besluttet teknikk

Wisting vurderer at aktiv akustisk lekkasjedeteksjon vil være BAT for Wisting. Teknologien gir god arealdekning, også utenfor havbunninnretningen som primært skal overvåkes. Det gir også god redundans for overvåking nært FPSO.

### Alternativer som har vært vurdert

- Passiv akustisk lekkasjedeteksjon basert på akustiske sensorer som detekterer lyd som oppstår ved lekkasjer.
- Metansniffer som baserer seg på måling av metankonsentrasjon i vannet. Et utslipp av hydrokarboner vil friggi metan som kan oppdages i vannet.
- Aktiv akustisk lekkasjedeteksjon som baserer seg på en aktiv lydkilde, sonar, som oppdager lekkasjer i vannet etter hvordan signaturen for refleksjonen ser ut. Prosjektet har identifisert tre leverandører av denne teknologien.

Prosjektet har også sett på og lagt bort andre metoder for lekkasjedeteksjon, men disse har hatt et lavt modenhetsnivå der fremtidig ytelse vil være vanskelig å forutsi. Disse er dermed ikke vurdert i detalj.

### Kriterier

- Estimert ytelse: Ytelse er et vesentlig moment i vurderingen. Det viser til terskelen for en gitt teknologi for å oppdage en lekkasje etter en viss tid. Teknologiene som vurderes benytter seg av ulike deteksjonsprinsipper. Ytelse kan også forbedres ved å øke antall sensorer og vurderingene baserer seg på leverandørenes anbefalte oppsett. Ytelsen måles mot selskapets ytelseskrav.
- Teknisk modenhet: Modenhet er et viktig moment for å sikre at man har tilstrekkelig erfaring med utstyret og egnetheten til måleprinsippet. Kvalifisering og kvalifikasjonsnivå av teknologien er også en del av den objektive vurderingen av dette.
- Operasjonelle forhold: Pålitelighet til systemet blant annet i hvor stor grad man opplever falske alarmer er et kriterium som påvirker tillitten fra kontrollromsoperatører til lekkasjedeteksjonssystemet. Pålitelig deteksjon og god integrasjon i operasjonsmiljøet må oppnås. I tillegg vil operasjonelle erfaringer knyttet til den enkelte sensortypen være en del av vurderingene.
- Kostnad: Kostnader knyttet til anskaffelse og installasjon av systemet samt kostnader ved drift blir vurdert. I den grad systemet kan bidra til innsparinger i andre deler av prosjektet kan dette tilgodesees.
- Andre forhold: Øvrige forhold som ikke dekkes av kriteriene over, men som kan bidra med tilleggsfunksjonalitet eller robusthet.

Tabell F- 6 BAT-screening for deteksjonssystem for undervannlekkasjer

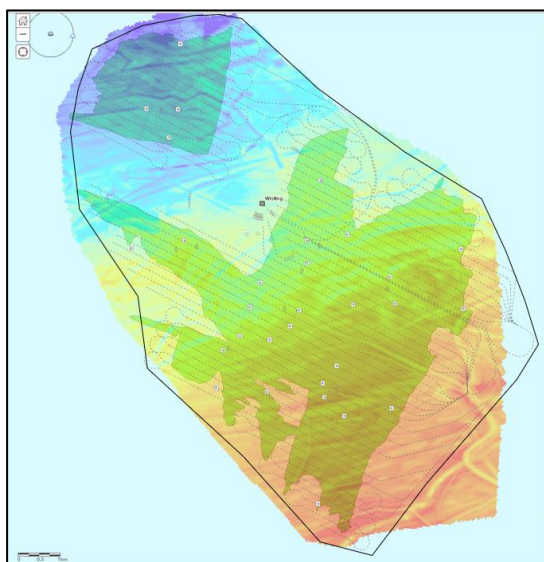
Kriterier	Metansniffer	Passiv akustisk deteksjon	Aktiv akustisk deteksjon
Estimert ytelse			
Teknisk modenhet			
Operasjonelle forhold			
Kostnad			
Annet			

## F.7 Seismikk

Seismikk er nødvendig for kartlegging av reservoarene og for overvåkning. I dette kapittelet er det gitt en status for valg av innsamlingsmetodikk i forkant av investeringsbeslutning. Det er også gitt en kort beskrivelse for hvordan operatøren planlegger disse innsamlingsaktivitetene slik at marine pattedyr påvirkes minst mulig av støy.

### Besluttet teknikk

Besluttet teknikk for Wisting er fullfelt permanent reservoar monitorering (PRM) som vist i Figur F- 2. Systemet vil levere data med høy kvalitet og repeterbarhet for seismisk aktiv monitorering og kontinuerlig lytte monitorering for sikker injeksjon og for å unngå lekkasjer. Det er planlagt med årlig innsamling av seismikk-data i starten av produksjonsfasen, men behovet for årlig innsamling vil vurderes fra år til år. Den valgte løsningen ivaretar forventningene til OD. Equinor har bred erfaring med PRM på flere felt, inkludert Johan Sverdrup, Grane og Snorre.

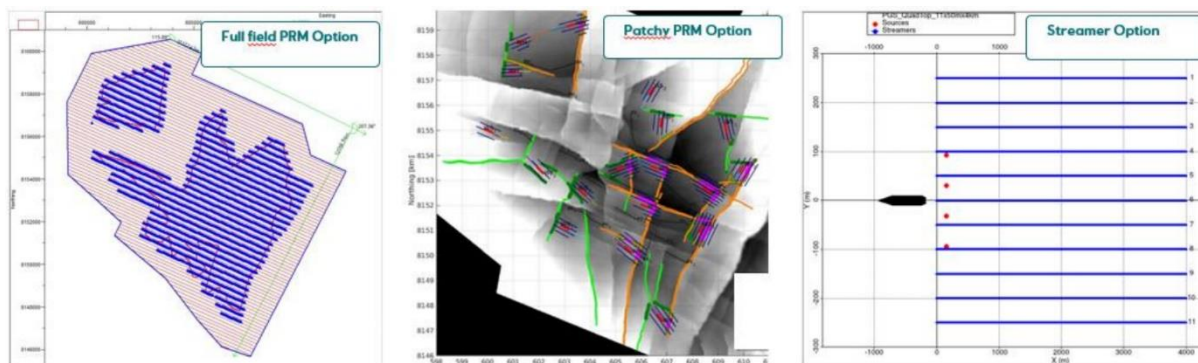


Figur F- 2 Utsnitt av Wisting-feltet med besluttet teknikk, full felt PRM

### Alternativer som har vært vurdert

Følgende alternative teknikker for geofysisk monitorering har vært vurdert for Wisting (se Figur F- 3):

- Fullfelt PRM system, et permanent seismisk lytte system, som legges på havbunnen for både aktiv og passiv monitorering av både "overburden" og reservoar
- Delvis PRM rundt vanninjektorene (passiv) i kombinasjon med konvensjonell 4D seismikk innsamling
- Konvensjonell 4D seismikk innsamling uten PRM



Figur F- 3 Tre tekniske løsninger som har blitt studert: (a) Fullfelt PRM, (b) delvis PRM (passiv) i kombinasjon med konvensjonelt fartøy og (c) konvensjonelt fartøy uten PRM. Alle inkluderer et kildefartøy, hvor PRM har en mindre kilde enn konvensjonell 4D seismikk.

### Kriterier

Kriterier som er lagt til grunn for BAT-vurderingen er basert på feltspesifikt behov for å sikre sikker operasjon med fokus på integriteten til kappebergarten og hensynet til god ressursforvaltning:

- Miljø: Sikker injeksjon/unngå lekkasjer
- Miljø: Støy
- Reservoarstyring
- Kostnader

En screening av de alternative teknikkene mot de valgte kriteriene er vist i Tabell F- 7.

Tabell F- 7 BAT screening for alternative løsninger for innsamling av seismikk

Kriterier	Fullfelt PRM (passiv og aktiv – årlig innsamling med kilde fartøy)	Delvis PRM (passiv) + fartøy med kilde og streamere (konvensjonell)	Fartøy med kilde og streamere (konvensjonell)
Forprosjekteringsfasen			
Miljø: Sikker injeksjon/unngå lekkasjer			OD, BoV
Miljø: Lydbelastning pr undersøkelse			
Utslipp til luft (antall fartøy/tid)			
Reservoarstyring			
Teknologisk modenhet			
Prosjekteringsfasen			
Investeringskostnader			
Driftsfasen			
Investeringskostnader			
Driftskostnader			

### Sikker injeksjon

OD har som del av BoV-oppfølgningen gitt følgende føringer: «OD er opptatt av at det planlegges for en langsiktig og robust monitoringsstrategi som ivaretar både integriteten til kappebergarten og hensynet til god ressursforvaltning. OD har en forventning om at også passiv seismisk monitorering inngår som en del av strategien for overvåking av kappebergart».

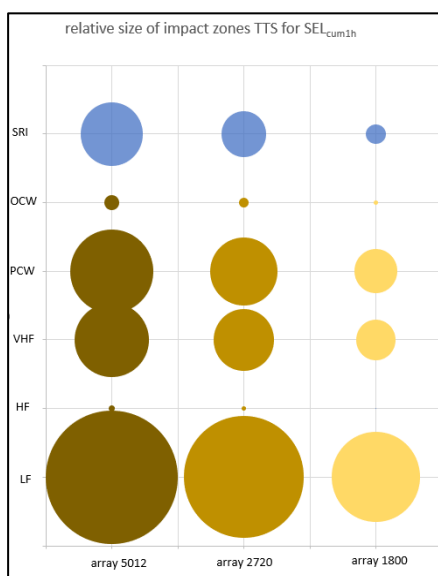
### Lydbelastning

Den totale lydbelastningen av en seismisk undersøkelse bestemmes av kildestyrke per seismisk signal og hvor ofte den er brukt i løpet av en undersøkelse (lydbelasting per tidsenhet og per areal). Equinor bruker avansert modelleringsverktøy for å finne den til enhver beste kombinasjon av teknologien som gir det beste resultatet med hensyn til forståelse av undergrunnen og til redusert effekt på miljø (SRI verktøy, lydmodellering). Varigheten av innsamlingen med aktiv PRM vil være avhengig av været men er antatt å kunne vare ca. 20 dager. Passiv monitorering vil være kontinuerlig og vil ikke medføre lydbelastning.

### Valg av seismisk kilde

Seismisk kilde vil bli dimensjonert med hensyn til vanddyb og dybde av reservoar. På grunn av grunt reservoar på Wisting vil den seismiske kilden bli mindre enn for konvensjonell seismisk innsamling.

Forbedringer i teknologien for seismiske undersøkelser, for eksempel forbedrede metoder for data behandling og forbedringer i utstyr for lytting, har ført til at svakere lydkilder nå kan tas i bruk. Svakere lydkilder vil ha mindre negativ påvirkning på marine organismer, spesielt marine pattedyr. Equinor bruker «state of the art» lydmodellering for å simulere størrelse av påvirkningssoner og for å velge løsninger med minst påvirkning. Relativ størrelse av påvirkningssoner for 3 forskjellige seismiske lydkilder er illustrert i Figur F- 4. Påvirkning i dette eksempelet er økt risiko for forbigående hørselskader (TTS = Temporary Threshold Shift). Størrelse av påvirkningssoner kan beregnes for forskjellige dyregrupper. Equinor har utviklet et verktøy (SRI = Sound Risk Indikator) som tar risiko hensyn til forskjellige grupper av marine pattedyr og fisk. Det blir brukt for å velge den tekniske løsningen som ved kombinasjon av kildestyrke og skytemønster gir minst mulige negativ effekt på dyrene. Det jobbes videre med SRI for å se på effekten av mindre kilde volumer samt se resultat opp mot kilden som bl.a. er brukt som grunnlag for frarådningsavstand.



Figur F- 4 Visualisering av relative størrelse av påvirkningssoner av forskjellige seismiske lydkilder med 5012, 2720 og 1800 cu.in. volume (x axis) for forskjellige grupper av marine pattedyr. Produsert av SRI (Sound Risk Indikator) software. LF= low Frequency whales, HF = High Frequency whales, VHF = Very High Frequency whales, PCW = Phocid Carnivores in Water, OCW = Otariid Carnivores in Water

### Forbruk av drivstoff og utslipp til luft fra fartøy

Løsningen med fullfelt PRM er antatt å ha lavere utslipp til luft fra fartøy, ca. 33 % per dag av forbruk av drivstoff sammenliknet med hva en normal fullskala konvensjonell seismisk operasjon har når en er i produksjon. Bruk av PRM kilde er mer fleksibel/manøvrerbar når man tauer kun kilden sett i forhold til tauet seismikk med relativt lange kabler bak båten.

## F.8 Oljevernberedskap

Beredskapsanalysen som ble utarbeidet i 2021 er utført i henhold til veiledningen «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (NOROG, 2021). Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge og analysere behovet for beredskap mot akutt forurensning. Dette skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av oljevernberedskap i forbindelse med akutte utslipp. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av risiko og beredskap ved miljøforurensning som følge av akutte utslipp som grunnlag for beredskapsetablering. Beredskapsanalysen vil oppdateres fremover mot oppstart ved endrede forutsetninger i miljørisikoanalysen (kapittel 0) og ny kunnskap om tilgjengelig oljevernutstyr og metoder.

Miljødirektoratet har i sin høringsuttalelse bedt om at det utføres en BAT-vurdering av oljevernberedskapen. Dette har ikke blitt gjort tidligere og vi har her oppsummert elementer av BAT fra beredskapsanalysen (DNV, 2021) som lå til grunn for KU. I det videre arbeidet vil vi ta i bruk BAT-vurderinger for oljevernberedskapen og har blant annet satt ut et studie til DNV om forbedret dispergeringsberedskap fra fartøy som inkluderer BAT-vurdering. Som det fremgår av kap 4.3 og kap 5.7 pågår det også teknologiutvikling for å kunne ta i bruk undervannsdispergering for Wisting. Denne beredskapsløsningen vil kunne inngå i oljevernberedskapen for Wisting, sammen med annen ny teknologi.

### Anbefalt teknikk

Beredskapsanalysen viser at ytelseskravet til kapasitet i barriere 1 og 2 for Wisting-feltet kan ivaretas for dimensjonerende scenario med 5 NOFO-J systemer vinterstid og 4 NOFO-J systemer sommerstid. Beredskapsmodelleringen viser generelt liten tilleggseffekt av flere mekaniske systemer, men at MOS Sweeper systemer er noe mer effektive enn NOFO-J systemene ved spredte, tynnere oljeflak. MOS Sweeper har høyere operasjonshastighet og kan derfor benyttes mer aktivt enn NOFO-J systemer, for å skjerme sensitive områder som for eksempel områder med sjøfugl og Bjørnøya. MOS Sweeper systemene er i tillegg enbåtsystemer som innebærer potensielt kortere responstid enn tobåtsystemer initielt.

Beredskapsmodelleringen indikerer svært god effekt av fartøysdispergering, både i kombinasjon med mekanisk oppsamling eller alene. Dispergering fra fartøy har også størst værmessig operasjonsvindu spesielt om vinteren og sen høst.

Foreløpig viser beredskapsmodelleringen for Wisting at undervannsdispergering har begrenset effekt, sammenholdt med andre beredskapsalternativer. Både mekanisk og kjemisk dispergering vil bli studert videre i prosjekter med deltakelse og finansiering av Equinor og Wisting (ref Kap 3). Miljørisiko- og beredskapsanalysen vil bli oppdatert etter hvert som det foreligger ny kunnskap og bedre modelleringsverktøy, første gang planlagt i 2023.

### Alternative beredskapsløsninger som har vært vurdert

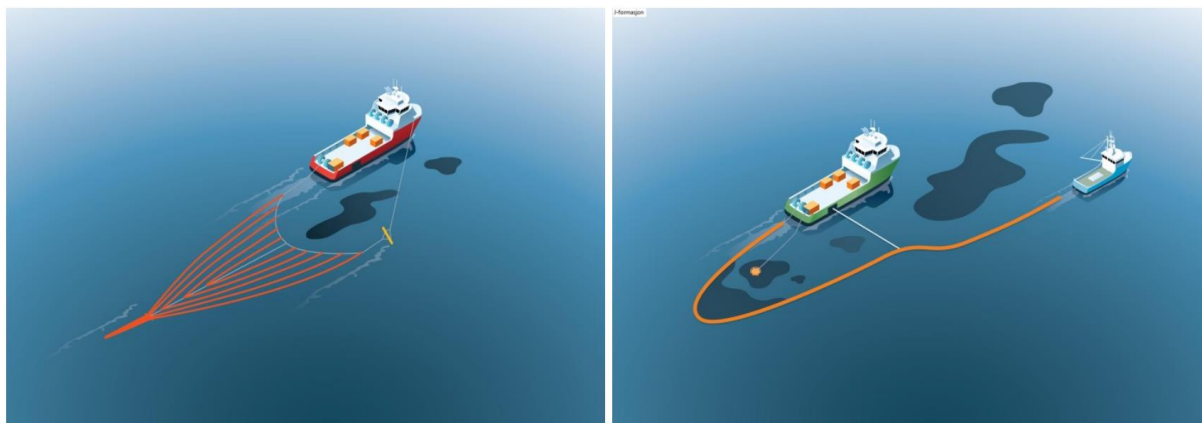
Beredskapsanalysen (2021) har vurdert ulike alternative teknikker for oljevernberedskap som vist i

Tabell F- 8 og Figur F- 5.

Tabell F- 8 alternative beredskapsløsninger for oljevernberedskap

Overflateutslipp	Sjøbunnsutslipp
Ingen tiltak (0 system)	Ingen tiltak
Mekanisk/ tankbåt 36 timer (5 system, responstid 2, 10, 36 timer)	Mekanisk opptak (5 system, responstid 2, 10, 36 timer)
Mekanisk/tankbåt 72 timer (5 system, responstid 2, 10, 36 timer)	Sjøbunnsdispergering (responstid 8 døgn)
Mekanisk/kort responstid (5 system, 3 enbåtsystem, responstid 2, 10, 36 timer)	Sjøbunnsdispergering med kort responstid (1 døgn)

Overflateutslipp	Sjøbunnsutslipp
Mekanisk /flere systemer (8 system, responstid 2, 10, 36, 44, 46, 48 timer)	Sjøbunnsdispergering med kort responstid samt mekanisk opptak (responstid 1 døgn dispergering + 2, 10, 36 timer for mekanisk)
Dispergering/kontinuerlig (5 system, responstid 2, 10, 15, 18, 24 timer)	
Dispergering + Mekanisk (5 system, først dispergering, deretter mekanisk, responstid 2, 10, 15, 18, 24 timer)	



Figur F- 5 Alternative mekaniske systemer for havgående bekjempelse: Enbåtsystem (t.v.) og NOFO J (t.h.)

**Kriterier**

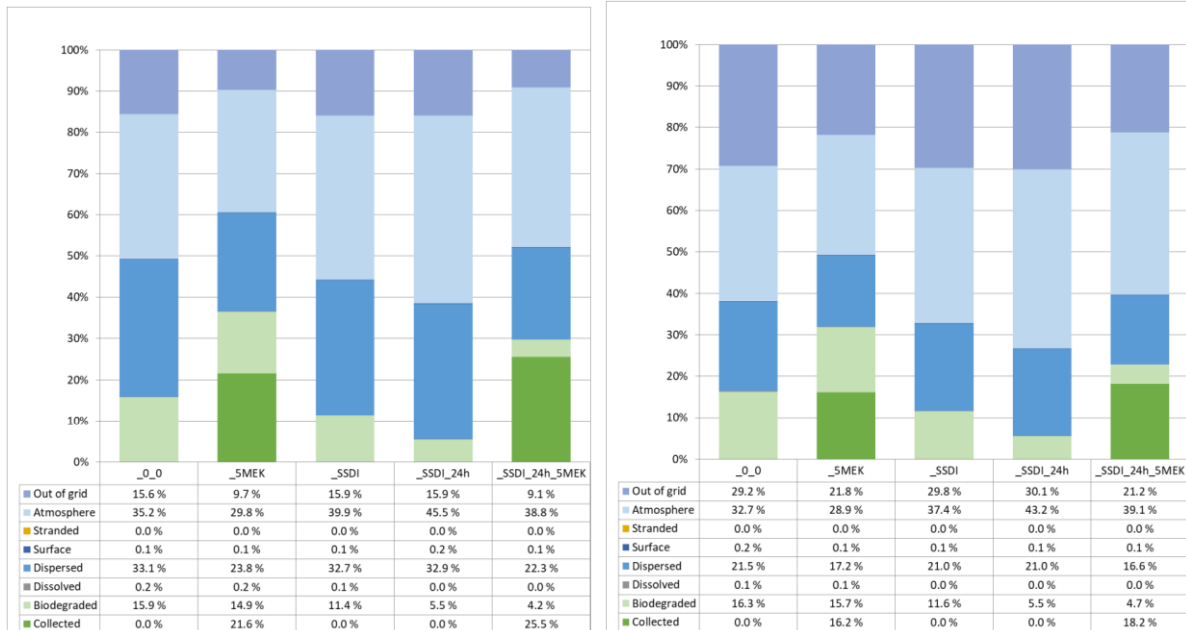
Beredskapsanalysen inkluderer følgende kriterier:

- Gjenværende olje på overflaten: Unngå drift av store oljeflak (målt etter 26 dager), og unngå stranding av olje (målt etter 26 dager)
- Reduksjon av miljøkonsekvens for sjøfugl (lomvi): SIMA vurdering sommer og SIMA vurdering vinter

Massebalanse er modellert for de ulike (teknikkene) beredskapsløsningene for utslipp fra h.h.v. overflate og havbunn i h.h.v.sommer og vintersesongen, som vist i Figur F- 6 og Figur F- 7.

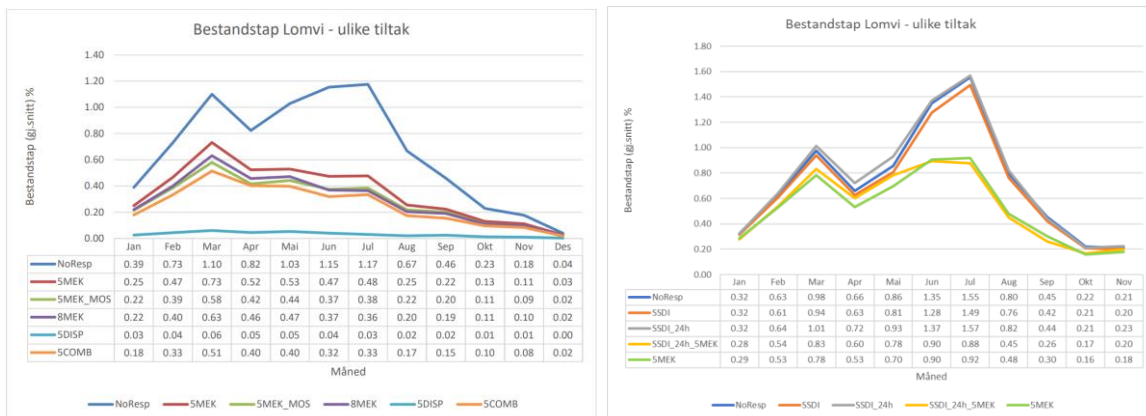


Figur F- 6 Massebalanse overflateutslipp med alternative teknikker



Figur F- 7 Massebalanse undervannsutslipp med alternative teknikker

Miljøkonsekvens er modellert for de ulike (teknikkene) beredskapsløsningene for utslipp fra h.h.v. overflate og havbunn som vist i Figur F- 8



Figur F- 8 Modellert bestandstap og konsekvensreduksjon av alternative teknikker



## Vedlegg G Oppdatering av miljørisiko- og beredskapsanalyse

Miljørisikoanalyse for Wisting ble utarbeidet av DNV i 2021 som del av konsekvensutredningsprosessen. Resultatene ble presentert for Miljødirektoratet i august 2021 og lagt ved konsekvensutredningen. Miljørisikoanalysen identifiserer og kvantifiserer miljørisiko ved utbygging og drift av Wisting-feltet gjennom året. Analysen viser at miljørisikoen er innenfor Equinors toleransekrav, som måles som sannsynlighet for gitte miljøkonsekvenser. Miljørisikoanalysen vil oppdateres i god tid før boring i 2026 slik at den nyeste kunnskapen og metodikk benyttes for å oppnå et best mulig grunnlag for risikoreduserende tiltak.

Følgende kunnskap og metodikk er foreløpig identifisert å inngå i oppdatert analyse:

- Oppdatert informasjon om reservoar, bore- og brønndesign
- Ta i bruk nytt miljørisikoanalyse-modellverktøy; ERA Acute High Resolution Risk Assessment når dette er verifisert.
- Oppdaterte datasett på miljøressurser, vind, strøm og is, inkludert evt ny kunnskap om økosystemer ved polarfronten og marginal iskantsone
- Ta i bruk modellverktøyet SYMBIOSES (for populasjonseffekter på fisk) når modellen er verifisert for aktuelle arter
- Oppdatert informasjon om risikoreduserende tiltak

Følgende ny informasjon er foreløpig identifisert å inngå i oppdatert beredskapsanalyse (rev. 01):

- Ny kunnskap om oljenes dispergerbarhet; overflate, havbunn, kjemisk og mekanisk (SINTEF Ocean 2022)
- Ny informasjon om logistikk for dispergering, inkludert dispergering fra fartøy (DNV 2022, m.fl.)
- Ny beregning av effektivitet av oljevernberedskap basert på værdata for Wisting (DNV 2022)
- Ny modellering av oljedrift og drift av is i samme tid (DNV 2022, ERA Acute Ice)
- Ny informasjon om områdeberedskap i Barentshavet (BASOP 2022)
- Ny informasjon om utholdenhet i oljevernberedskapen (Equinor 2022)
- Oppdatering av strategiplan for oljevern i miljøprioritert område Bjørnøya
- Ny informasjon om ising i influensområdet, produktutvikling og vintertilpasning (Equinor 2022, m.fl.)
- Ny informasjon om operasjonelle barrierer, inkludert isrisikostyring