

# **Beredskapsanalyse Johan Sverdrup feltet 2018**

**Analyse av feltspesifikke krav til beredskap mot  
akutt forurensning, fra åpent hav til kyst- og strandsone**

Tittel:  <p style="text-align: center;"><b>Beredskapsanalyse Johan Sverdrup feltet 2018</b></p>		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:

Gradering: <b>Åpen</b>	Distribusjon: <b>Kan distribueres fritt</b>
	Status: <b>Final</b>

Forfatter(e)/Kilde(r): <b>Gisle Vassenden</b>	
Omhandler (fagområde/emneord): <b>Beredskap mot akutt forurensning, analyse, krav</b>	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:

Utarbeidet (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Gisle Vassenden</b>	Dato/Signatur: 04.01.2018 <i>Gisle Vassenden</i>
Fagansvarlig (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST Hanne Greiff Johnsen</b>	Dato/Signatur: 04.01.2019 <i>Hanne Greiff Johnsen</i>
Godkjent (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Cecilie Fjeld Nygaard</b>	Dato/Signatur: 04.01.2019 <i>Cecilie F. Nygaard</i>

## Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Innledning .....</b>	<b>6</b>
2.1	Bakgrunn.....	6
2.2	Aktivetsbeskrivelse.....	9
2.3	Utslippsscenarier.....	10
<b>3</b>	<b>Metode .....</b>	<b>11</b>
3.1	Ytelseskrav.....	11
3.2	Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer.....	12
3.3	Dimensjonering av barriere 1 og 2 – nær kilden og på åpent hav.....	13
3.4	Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone .....	13
3.5	Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing.....	13
3.6	Kjemisk dispergering.....	14
3.7	<i>In situ</i> brenning.....	15
3.8	Avfallshåndtering .....	15
<b>4</b>	<b>Analysegrunnlag.....</b>	<b>15</b>
4.1	Oljetype ved Johan Sverdrup .....	15
4.1.1	Oljenes egenskaper i forhold til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering .....	16
4.1.2	Oljenes egenskaper ved subsea dispergering.....	17
4.2	Operasjonslys ved Johan Sverdrup feltet .....	18
4.3	Bølgeforhold nær lokasjon til Johan Sverdrup .....	18
4.4	Bølger i kystsonen (generisk for Norges kystlinje).....	19
4.5	Oljevernressurser – utstyrs plassering og forutsetninger .....	20
4.5.1	Tier 1 – Beredskap på/nær feltet.....	20
4.5.2	Tier 2 – NOFO ressurser.....	21
4.5.3	Tier 3– OSRL ressurser.....	23
4.6	Influensområder og stranding.....	24
4.7	Miljøsårbare ressurser.....	27
4.7.1	Sjøfugl.....	27
4.7.2	Sjøpattedyr.....	28
4.7.3	Fisk og gyteområder .....	29
<b>5</b>	<b>Resultater.....</b>	<b>30</b>
5.1	Mekanisk oppsamling.....	30
5.1.1	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2.....	30
5.1.2	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4.....	32
5.1.3	Beregning av beredskapsbehov i barriere 5.....	34
5.2	Offshore dispergering.....	35
5.2.1	Overflatedispergering fra fartøy.....	35
5.2.2	Overflatedispergering fra fly .....	35

---

5.2.3	Subsea dispergering .....	36
5.2.4	Logistikk ved offshore dispergering .....	36
5.3	Oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak .....	37
5.4	Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner .....	37
5.4.1	Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser .....	37
5.4.2	Modellering og visualisering av utslipp ved en hendelse.....	38
5.5	Håndtering av oljeskadet vilt.....	38
5.6	Miljøundersøkelser.....	39
5.6.1	Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA.....	39
5.6.2	Prøvetaking av olje på vannoverflaten og i vannsøylen – SINTEF.....	39
5.6.3	Undersøkelse i strandsone – Akvaplan Niva .....	40
<b>6</b>	<b>Konklusjon.....</b>	<b>40</b>
<b>7</b>	<b>Referanser.....</b>	<b>41</b>

## Definisjoner og forkortelser

Sentrale ord og uttrykk som inngår i beredskapsanalysen er kort beskrevet nedenfor:

- *Barriere*: Fellesbetegnelse for en samlet aksjon i et avgrenset område. En barriere kan ha flere delbarrierer, som igjen kan inkludere ett eller flere beredskapssystem
- *DFU*: Definert fare- og ulykkessituasjon.
- *Grunnberedskap*: 1 Kystsystem (type A eller B) og 1 Fjordsystem (type A eller B).
- *IKV*: Indre Kystvakt
- *Influensområde*: Område som med mer enn 5 % sannsynlighet vil bli berørt av et oljeutslipp, hvor det er tatt hensyn til fordeling over alle utslippsrater og -varigheter.
- *IUA*: Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning
- *Korteste drivtid*: 95-persentilen i utfallsrommet for korteste drivtid til kysten.
- *KYV*: Kystverket
- *Miljørisikooanalyse*: Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
- *NOFO*: Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
- *NEBA-prinsippet*: Net Environmental Benefit Analysis – metode for å sammenligne og rangere netto miljøgevinst forbundet med forskjellige bekjempelsesmetoder innen oljevern, eksempelvis oppsamling, mekanisk og kjemisk dispergering. SIMA (Spill Impact Mitigation Assessment) er selve metodikken som brukes.
- *OSRL*: Oil Spill Response Limited
- *Prioriterte områder*: Til bruk i beredskapsplanleggingen er det definert arealer kalt prioriterte områder (basert på en vurdering av tidligere eksempelområder i NOFO). Disse er karakterisert ved at de ligger i ytre kystzone, har høy tetthet av miljøprioriterte lokaliteter og som også på andre måter setter strenge krav til oljevernberedskapen. Disse områdene er derfor forhåndsdefinert som dimensjonerende for oljevernberedskapen.
- *Responstid*: Sammenlagt mobiliseringstid, klargjøringstid og gangtid
- *Størst strandet emulsjonsmengde*: 95-persentilen i utfallsrommet for størst strandet mengde

# 1 Sammendrag

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Johan Sverdrup er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i tabellen under. Utslippsscenarioer som er vurdert er uhellsutslipp av olje fra utblåsning, og fra feltinterne rør og stigerør. Det er satt krav til 14 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system. Påfølgende systemer i barriere 1 og 2 vil ankomme så raskt som mulig, etter best oppnåelig responstid med fullt utbygget barriere 1 og 2 senest innen 42 timer. Dersom oljen er bekjempbar vil både mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering kunne bidra til et effektivt oljevern til havs. Det er gitt forhåndsgodkjennelse for kjemisk dispergering i gjeldende utslippstillatelse for Johan Sverdrup, og det anbefales at dette videreføres i fremtidige utslippstillatelser.

For barriere 3 og 4 settes det krav til en kapasitet tilsvarende 12 kystsystemer og 14 fjordsystemer. Første system vil være på plass innen 4 døgn (korteste drivtid til land) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn. For barriere 5 avhenger behovet for antall strandrenselag av oljens geografiske spredning og tilgjengelighet. På grunn av potensielt kort drivtid til land vil det være behov for tidlig varsling og mobilisering ved en hendelse med oljedrift mot kysten. Krav til initiell responstid for barriere 5 settes til 5 døgn (korteste drivtid til prioritert område).

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler med NOFO og Kystverket. Gjennom aksjonsledelse vil Equinor fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

<b>Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav</b>	
Systemer og responstid	14 NOFO-systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 42 timer Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering, der første beredskapsfartøy med dispergeringskapasitet kan være på plass innen 5 timer
<b>Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsoner</b>	
Systemer og responstid	12 kystsystemer (typer A eller B) og 14 fjordsystemer (type A eller B). Første system vil være på plass innen 4 døgn (korteste drivtid til land) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn.
<b>Barriere 5 – strandrensing</b>	
Systemer og responstid	Initiell responstid 5 døgn (korteste drivtid til prioritert område). Personell og utstyr skal være klar til operasjon i aktuelt område innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn.
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

## 2 Innledning

### 2.1 Bakgrunn

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge behovet for oljevernberedskap ved et større uhellsutslipp av olje eller kondensat. Analysen skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av beredskapsressurser. Beredskapsanalysen er spesifikk for Johan Sverdrup feltet. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av

miljørisiko og beredskapsbehov som grunnlag for beredskapsetablering i forbindelse aktiviteter som kan gi miljøforurensning som følge av akutte utslipp. Det er utført en miljørisikoanalyse for feltet [1]. Informasjon fra miljørisikoanalysen inngår som grunnlag i beredskapsanalysen. Beredskapsplanlegging er en kontinuerlig prosess, og beredskapsanalysen skal oppdateres ved vesentlig endringer, og vurderes for oppdatering som et minimum hvert 5 år.

Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengder på sjøen, begrense utstrekning og påslagsområder for et oljesøl og redusere miljørisiko. Equinor vil være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon både nær kilden til havs, langs kysten og på land i tilfelle stranding. Valg av metoder og utstyr for bekjempelse vil baseres på utslippets karakter, værforhold, effektivitet av utstyr og tilstedeværelse av sårbare ressurser. Hovedstrategien for aksjoner er bekjempelse nær kilden. En vil tilstrebe å benytte den bekjempelsesmetoden, mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering, som resulterer i minst miljøskade.

Equinor bygger opp sin beredskap etter «tier» konseptet, for å sikre at beredskapen kan bygges opp på en sømløs måte for å ivareta ulike hendelser. Det vil si at det kontinuerlig gjøres vurdering om behov for å bygge opp eller trappe ned beredskapen etter hvordan aksjonen utvikler seg. Beredskapsfunksjonene er definert som ressursene som kreves for å redusere konsekvensene av en hendelse og er kombinasjonen av beredskapspersonell, utstyr og tilleggsstøtte.

Tier konseptet er definert som følgende i Equinor sitt styringssystem [2]:

- Tier 1: tilstrekkelig beredskapsevne for å håndtere et lokalt utslipp og/eller initiell beredskap ved en større hendelse.
- Tier 2: tilstrekkelig regional (nasjonal) beredskapsevne til å supplere Tier 1 beredskap, inkludert generelt utstyr og spesialiserte verktøy og tjenester.
- Tier 3: tilstrekkelig globale (internasjonale) ressurser for utslipp som krever vesentlig tilleggs beredskap grunnet størrelsen, kompleksiteten og potensiell konsekvens av hendelsen.

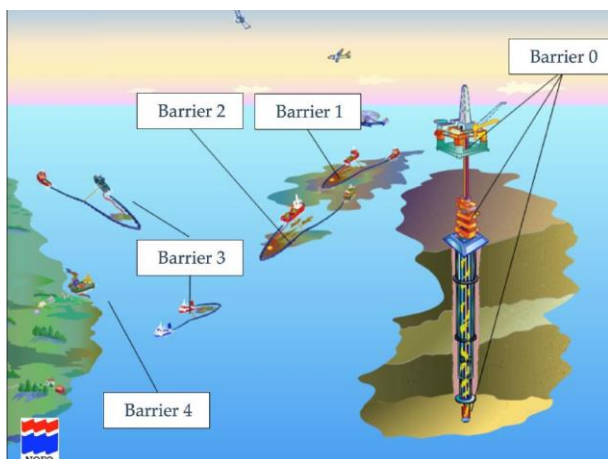
I følgende beredskapsanalyse vil det gis en systematisk gjennomgang av ulike beredskapsfunksjoner som er sentrale for gjennomføring av en oljevernaksjon på feltet. Beredskapsfunksjonene som skal inngå i beredskapsanalysen er beskrevet i Equinors styrende dokumentasjon, og er hentet fra IPIECA [3]. Beredskapsfunksjonene som inngår i denne analysen er:

- mekanisk bekjempelse;
- offshore overflate dispergering (fra fly og fartøy);
- offshore subsea dispergering;
- utslippsdeteksjon og overvåking (inkludert visualisering og modellering);
- *in-situ* brenning;
- håndtering av oljeskadet vilt;
- miljøundersøkelser;
- avfallshåndtering

Kildekontroll; håndtering og involvering av berørte parter (stakeholder management); og økonomisk evaluering og kompensasjon er ikke omtalt i denne beredskapsanalysen, da de omtales i egne analyser og planer.

I tillegg til tier konseptet benytter man på norsk sokkel barrierebegrepet som en geografisk inndeling av den aktuelle beredskapsresponsen i forhold til avstand fra utslippspunkt. Figur 2-1 illustrerer barrierekonseptet: Barriere 1 (nærmest mulig kilden), barriere 2 åpent hav (mellom kilden og kysten), barriere 3 (kystnære områder), barriere 4 (remobiliserbar strandet olje), barriere 5 (strandet olje). For hver barriere har Equinor spesifikke ytelseskrav, og ulikt utstyr og ulike metoder vil være aktuelle. Barriere 0 er definert som kildekontroll, og omtales ikke i denne analysen. Tiltak i en barriere

kan være fordelt på ulike beredskapsfunksjoner, og komme fra ulike «tier»-nivå. Det kan være verdt å merke seg at myndighetene opererer med færre antall barrierer enn Equinor.



**Figur 2-1 Illustrasjon over barrierekonseptet med fokus på mekanisk bekjempelse og NOFO, andre beredskapsfunksjoner og «tier»-nivå kan inngå i de ulike barrierene [4].**

Equinor vil ha det fulle ansvaret for oljevernberedskap ved et (akutt) oljeutslipp som følge av sin egen aktivitet. Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrensaksjoner, og disponerer ressurser og personell for å håndtere dette. NOFO etablerer og ivaretar oljevernberedskap på norsk sokkel for å bekjempe oljeforurensning på vegne av operatørselskapene, som også i fellesskap finansierer aktiviteten. NOFO er klar til aksjon hele døgnet, hele året. NOFO ressurser omtales som tier 2 ressurs for operasjoner på norsk sokkel. Felt- og områdeberedskapsfartøyene på sokkelen omtales som en tier 1 ressurs for de enkelte feltene de tilhører, men er tier 2 ressurser for de øvrige felt og installasjoner på sokkelen. Initielt, de første timene etter en hendelse, vil operatøren styre tier 1 ressursen, og etter hvert vil den overføres til NOFO som vil operere alle beredskapsressurser som inngår i den pågående oljevernaksjonen.

I tillegg er Equinor medlem i Oil Spill Response Limited (OSRL) og vil kunne benytte oljevernressurser herfra, som for eksempel kjemisk dispergering, strandrensutstyr og personell, etter behov i en aksjon. OSRL er et samarbeidsorgan som opererer på global basis, og som eies og styres av oljeselskaper internasjonalt. OSRL omtales dermed som en Tier 3-ressurs. OSRL har utstyr og personell for å håndtere oljeutslipp til havs, samt på kyst og strand. Personell fra OSRL har god praktisk og operasjonell erfaring, og har deltatt i flere store oljevernaksjoner. Ved en hendelse vil det kunne være aktuelt å benytte personell fra OSRL, enten i ledelsesfunksjoner, med selvstendige oppgaver eller som rådgivere og/eller leverandør av ressurser. Dette medfører at Equinor kan disponere OSRL sine ressurser i form av oljevernutstyr og personell [5].

Kystverket er norske myndigheters representant i forbindelse med akutt forurensning, og har noe ulikt ansvar og rolle avhengig om forurensningen er privat, kommunal eller statlig [6]. Uansett gjelder at ansvarlig forurenser har plikt til å sette i verk tiltak ved akutt forurensning eller fare for akutt forurensning. Ved utslipp fra petroleumsnæringen er Kystverket tilsynsmyndighet. Kystverket og oljeindustrien har gjennom eget brodokument [7], øvelser og trening gjort forberedelser for at staten kan overta ledelsen av aksjoneringen ved en ekstrem forurensningshendelse fra petroleumsindustrien. En slik overtakelse gjennomføres ved samordnet aksjonsledelse og endrer ikke på operatørens ansvar for egen beredskap, ansvar for hendelsen i seg selv eller ansvaret for konsekvensene av denne. NOFO og Kystverket har en samarbeidsavtale som innebærer utstyr og ressurser stilles til rådighet for hverandre ved behov [8].

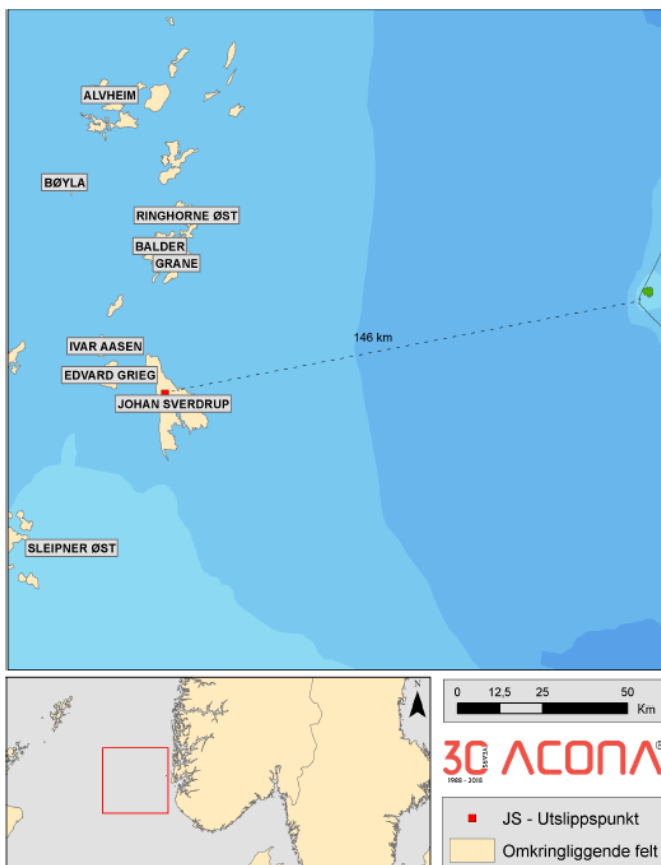
## 2.2 Aktivitetsbeskrivelse

Denne beredskapsanalysen gjelder Johan Sverdrup feltet. Johan Sverdrup ligger i Nordsjøen (PL501, 502 og 265), 17 km fra Edvard Grieg feltet, 40 km sør for Granefeltet og 65 km nordøst for Sleipner feltet. Feltet ligger 146 km fra nærmeste land som er Utsira i Rogaland. Vandypet er 110-120 m.

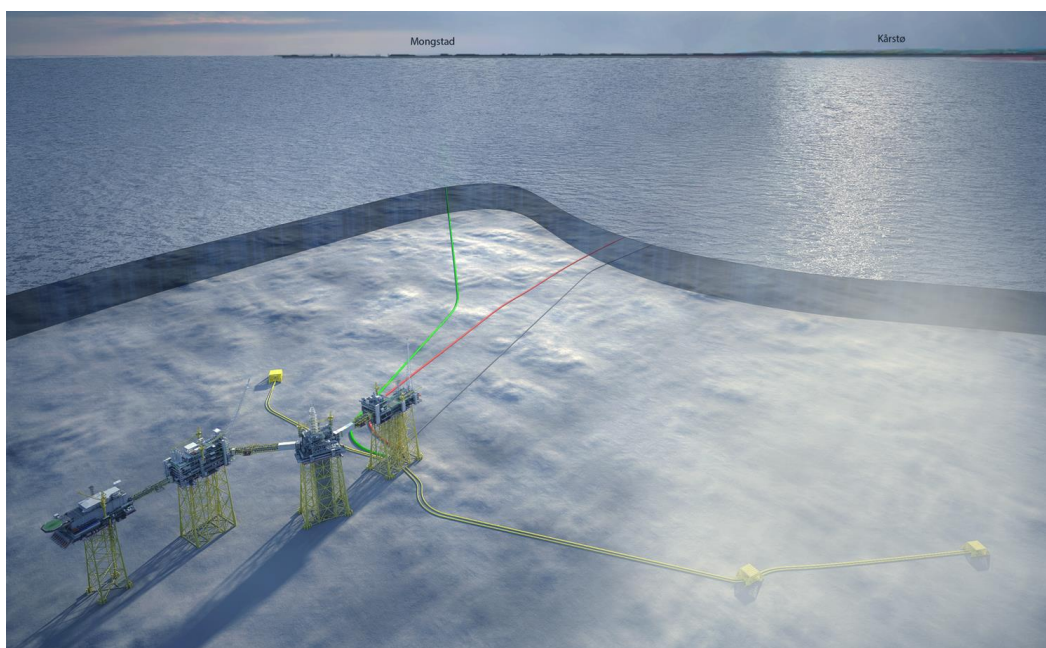
Produksjonsboringen startet i 2016. Første utbyggingsfase av produksjonsboring har skjedd fra den mobile innretningen Deepsea Atlantic. Fra andre kvartal 2019 starter andre utbyggingsfase med produksjonsboring fra den permanent installert boreriggen på feltsenteret. Feltet settes i produksjon og drift i 2019.

Johan Sverdrup feltet omfatter utbygging av fire plattformer, tre undervannsinstallasjoner for vanninjeksjon, kraft fra land, eksportørledninger for olje til Mongstad og gass til Kårstø. Referansepunktet for utilsiktede utslipp på feltet er 58° 50' N 002° 33' Ø. Basisinformasjon for feltet er oppsummert i Tabell 2-1.

Miljørisikoanalyse for Johan Sverdrup feltet ble oppdatert av Acona i 2018 [1].



Figur 2-2 Lokasjon til Johan Sverdrup feltet. Korteste avstand til land er 146 km (Utsira i Rogaland).



**Figur 2-3 Feltutbygging på Johan Sverdrup (fase 1) med rør og subsea brønner inntegnet. Vanninjeksjonsrørene er merket gule, oljeeksportrøret grønt og gasseksportrøret rødt.**

**Tabell 2-1 Basisinformasjon for Johan Sverdrup feltet**

Johan Sverdrup feltet	
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	58° 50' N 002° 33' Ø
Vanddyb	110-120 m
Sannsynlighet for utblåsning	3,27 · 10 <sup>-3</sup> (høyaktivitetsår)
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	Boring: 37/63 Produksjon: 76/24 All aktivitet: 71/29
Vektet rate (boring)	Overflate/Sjøbunn: 16200/15500 Sm <sup>3</sup> /d
P90 rate (produksjon)	Overflate/Sjøbunn: 10100/10600 Sm <sup>3</sup> /d
Oljetype (tetthet)	Avaldsnes (890 kg/m <sup>3</sup> )
Maksimal varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	63 døgn

## 2.3 Utslippsscenarioer

Utslippsscenarioer på feltet omfatter hendelser forbundet med utblåsning og utslipp fra feltinterne rør og stigerør. Beredskapsbehov er beregnet for disse utslippsscenarioene (Tabell 2-2).

Beregning av systembehov for de ulike scenariene er utført med Avaldsnes olje, som vil være en konservativ tilnærming for alle utslipp.

**Tabell 2-2 Utslippsscenarioer ved Johan Sverdrup feltet**

Type utslipp	Valgt representativ oljetype	Bakgrunn for rate/volum
Mindre punktutslipp – 100 m <sup>3</sup>	Avaldsnes	Eksempelvis lekkasje fra rør, stigerør
Middels punktutslipp - 1000 m <sup>3</sup>	Avaldsnes	Eksempelvis lekkasje fra rør, stigerør
Større punktutslipp – 18 200 m <sup>3</sup> (fordelt over 28 timer)	Avaldsnes	Eksempelvis lekkasje fra rør og stigerør beskrevet i Equinor notat [9]
Langvarig utblåsning – 16200 m <sup>3</sup> /døgn	Avaldsnes	Utblåsningsrate for Johan Sverdrup feltet, beskrevet i Equinor notat [9]

En utblåsning på feltet vil kunne stoppes på ulike vis, enten ved at brønnen kollapser av seg selv (reservoarstrukturen kollapser rundt brønnen, debris plugges brønnen eller ved endrede fluidegenskaper som følge av vann og oljekoning) eller ved at brønnen stenges av operatør (ved bruk av Blow Out Preventer (BOP), capping, avstengningsanordning på brønnehodet, eller boring av avlastningsbrønn). Varigheten av en potensiell utblåsning er beregnet og dokumentert ved hjelp av sannsynlighet for ulike varigheter gitt en utblåsning [9]. Den maksimale forventede varigheten av en utblåsning er beregnet til 63 døgn, og sannsynligheten for at en utblåsning på feltet har denne varigheten er 4 %. Beredskapsbehov for mekaniske oppsamlingssystemer ved utblåsning er for barriere 1 og 2 basert på initiell utblåsningsrate. Utblåsningsvarighet påvirker strandede mengder olje og er inngår i dimensjonering av beredskapen i kyst og strandsonen – barriere 3, 4 og 5.

### 3 Metode

Beredskapsanalysen utføres for å sikre tilgjengeligheten av nødvendige beredskapsressurser for relevante utslippsscenarioer. Dimensjonering av ressurser for mekanisk bekjempelse i de ulike barrierene er gjort kvantitativt, basert på forutsetninger og begrensninger som er satt av bransjen. Dimensjonering av ressurser for kjemisk dispergering er gjort semi-kvantitativt med bakgrunn i beste praksis fra bransjen. De resterende beredskapsfunksjonene er vurdert kvalitativt.

#### 3.1 Ytelseskrav

Equinors ytelseskrav til beredskap mot akutt forurensning er satt ut fra Equinors forutsetninger og metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [10], som også er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOROG veiledning [11] og NOFO [4].

**Barriere 1 (nær kilden):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe beregnet emulsjonsmengde på sjø. Første system innen best oppnåelig responstid. Full kapasitet snarest mulig og senest innen 95-persentilen av korteste modellerte drivtid til land, basert på beregnet kapasitetsbehov.

Equinor setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 m<sup>3</sup> med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget.

**Barriere 2 (åpent hav):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe den mengden emulsjon som passerer barriere 1 på grunn av operative begrensninger. Første system skal mobiliseres fortløpende etter at systemene i barriere 1 er mobilisert og med full kapasitet innen 95-persentilen av korteste modellerte drivtid til land.

**Barriere 3 og 4 (kyst og fjord):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon innen influensområdet. Systemene skal være mobilisert innen 95-persentilen av korteste modellerte drivtid til land. I de tilfeller hvor influensområdet strekker seg over store deler av kysten eller det av andre årsaker er hensiktsmessig å beregne responstid til spesifikke områder, vil det være mulig å differensiere responstiden i henhold til NOFOs eksempelområder (også kalt prioriterte områder).

**Barriere 5 (strandsone):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon inn til et prioritert område. Personell og utstyr til strandsanering skal være klar til operasjon innen 95-persentilen av korteste modellerte drivtid inn til prioritert område for de berørte områder med kortere drivtid enn 20 døgn. En plan for grovrensing av forurenset strand skal utarbeides senest innen 7 døgn fra registrert påslag av oljeemulsjon. Grovrensing av de påslagsområder som prioriteres av operasjonsledelsen i samråd med aksjonsledelsen skal være gjennomført innen 100 døgn fra plan for grovrensing foreligger, forutsatt at dette kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.

Under en reell hendelse vil imidlertid prioritering av innsats baserer på en helhetlig vurdering der man tar hensyn til en rekke forhold (eks: sesong/årstid, værforhold, tilstedeværelse av naturressurser).

### 3.2 Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til systemene og som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er beregnet basert på følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/reduert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)
- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med optimal effektivitet.

Analysegrunnlaget benyttes i Equinor sin beregningskalkulator for beredskapsbehov i alle barrierer for mekanisk bekjempelse. De andre beredskapsfunksjonene inngår ikke i beregningskalkulatoren, men omtales kvalitativt.

Kapasiteten til havgående opptakssystem i NOFO-klasse som brukes i beregningene er 2400 m<sup>3</sup>/døgn (for oljer med viskositet under 20000 cP). Kapasiteten til havgående dispergeringssystem i NOFO-klasse er satt til 1950 m<sup>3</sup>/døgn. For flere detaljer henvises det til Equinors metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [10].

Utstyr som kan benyttes til bekjempelse av olje/emulsjon i barriere 1-4:

- Havgående NOFO-system
- Havgående en-båtsystem
- Havgående Kystvaktsystem
- System Kyst A – IKV
- System Kyst B – KYV
- System Fjord A – NOFO/Operatør
- System Fjord B – IUA/KYV
- Dispergeringssystem (NOFO og OSRL)

### 3.3 Dimensjonering av barriere 1 og 2 – nær kilden og på åpent hav

For barriere 1 og 2, bekjempelse nær kilden og på åpent hav, beregnes det et behov for antall NOFO-systemer basert på utslippsrate og forventet oljetype. For punktutslipp beregnes det et behov for antall system i barriere 1.

For dimensjonering av barriere 1 benyttes egenskaper (fordamping, naturlig nedblanding, vannopptak og viskositet av emulsjon) for 2 timer forvitret olje. Det grunnleggende prinsippet er at kapasiteten i de ulike barrierene skal være tilstrekkelig til å kunne håndtere emulsjonsmengden ved de gitte betingelsene. Separate beregninger er gjort for vinter- og sommersesong.

For dimensjonering av barriere 2 er det utført beregninger av det antall systemer som kreves for å kunne bekjempe emulsjonsmengden som har passert barriere 1 pga. redusert systemeffektivitet. Systemeffektiviteten er avhengig av bølgehøyde og lysforhold, og varierer mellom de ulike områdene på norsk sokkel. I beregningen av systembehov for barriere 2 benyttes oljeegenskaper for 12 timer forvitret olje.

Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid for NOFO-fartøyer til feltet, og er basert på avstand til oljevernressurser, gangfart for OR-fartøy, slepebåtkapasitet og gangfart for disse, mobilisering av oljevernutstyr om bord på OR-fartøy, og tilgang til personell på basene. I tillegg kommer en vurdering opp mot krav om etablering av barriere 1 og barriere 2 senest innen korteste drivtid til land (95-persentil). Ved særlig lange avstander til eksisterende oljevernressurser kan det settes krav til kortere responstider, noe som forutsetter brønn eller installasjonsspesifikke løsninger med reduserte responstider for oljevernressursene.

### 3.4 Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone

For barriere 3 og 4, bekjempelse av olje i kyst- og strandsone, er kravene til beredskap satt ut fra størst behov ved å bruke to alternative tilnærminger:

- 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon. Beredskapen i barriere 3 og 4 skal ha kapasitet til å bekjempe emulsjon som passerer barriere 3. Beredskapsbehov i barriere 3 og 4 er beregnet basert på resultater fra oljedriftssimulering gjennomført for feltet.
- Prioriterte områder som er berørt av stranding med drivtid kortere enn 20 døgn (ifølge oljedriftssimuleringer) skal kunne ha tilgang til grunnberedskap. Grunnberedskap er definert som 1 kystsystem (type A eller B) og 1 fjordsystem (type A eller B). Beredskapsressursene skal brukes der det er mest hensiktsmessig og er ikke begrenset til de prioriterte områdene.

Denne tilnærmingen medfører at Equinor dimensjonerer både for volumer og utstrekning av strandet emulsjon, og legger til grunn det største behovet når krav til beredskap i barriere 3 og 4 settes.

Equinor stiller krav til at beredskapen i barriere 3 og 4 skal være etablert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land. Ved prioriterte områder som er berørt av stranding med drivtid kortere enn 20 døgn skal ressurser i Barriere 3 og 4 være klar til operasjon ved de prioriterte områdene innen 95-persentilen av kortest modellert drivtid for det respektive prioriterte området. Dersom korteste drivtid til land er lenger enn 20 døgn settes det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 3 og 4.

### 3.5 Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing

For barriere 5, bekjempelse av strandet olje, er det beregnet behov for antall strandrenselag med tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av størst strandet mengde emulsjon innenfor de berørte prioriterte områdene med kortere drivtid enn 20 døgn. Personell og utstyr skal være klar til operasjon innen 95-persentilen av korteste drivtid inn til

de prioriterte områdene. Når korteste drivetid er lengre enn 20 døgn stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. Basert på erfaringer antar man en renskapasitet på 0,18 tonn per dagsverk. Equinor har valgt å gjøre beregninger for vinterstid, og lagt inn en effektivitetsfaktor på dagsverk på 0,5. Hvert strandrenselag består av 10 personer. Andre hensyn kan inkluderes for å styrke beredskapen ytterligere.

### 3.6 Kjemisk dispergering

Kjemisk dispergering kan være en effektiv måte å redusere den totale økologiske skaden av et utslipp ved å bidra til å unngå eller redusere at emulsjon når særlig verdifulle områder og kysten. Kjemisk dispergering øker mengden og utstrekning av den naturlige dispergeringen og fortykning av oljen som skjer ved for eksempel bølgeenergi. Surfaktantene i dispergeringsmidlene, sammen med energi fra bølger eller annen turbulens, akselerer nedbrytingen av oljen til mindre oljedråper. Oljedråpene spres ned i de øvre vannmassene av bølgeenergien, og forblir der lengre grunnet turbulens og lav oppdrift. De mindre oljedråpene forårsaket av dispergeringen blir mer tilgjengelige for den naturlige biodegraderingsprosessen sammenlignet med flytende eller strandet olje. Ved subsea dispergering, vil dispergeringsmiddel injiseres direkte inn i brønnstrømmen, som består av fersk olje som ikke er forvitret eller emulgert. Fersk olje og høy turbulens gir effektiv dispergering av oljen til små oljedråper. De små oljedråpene vil kunne innlagres i vannmassene og gi redusert mengde olje på overflaten og dermed også mindre andel flyktige oljekomponenter. Den oljen som kommer til overflaten vil typisk forekomme som tynnere oljefilmer med kortere levetid sammenlignet med ikke dispergert olje. Økt oppholdstid i vannkolonnen gir høyere grad av biodegradering og økt utløsning av gasser i vannfasen før oljen når overflaten. Vanddyp, GOR (gas-oil-ratio), utblåsningsdiameter, volum/rater, oljens tetthet og strøm/vind er viktige faktorer som påvirker effektiviteten til subsea dispergering.

Kjemisk dispergering vil være mest effektivt på fersk olje, og dispergeringsoperasjoner fokuseres derfor ved kilden (barriere 0) og/eller på overflaten nær kilden (barriere 1). Forvittringsprosessen fører til at oljens lette komponenter fordampes og den gjenværende oljen tar opp vann og øker i viskositet, noe som gir redusert effekt av dispergeringsmiddelet. Økt dosering av dispergering vil imidlertid kunne motvirke lavere effektivitet av kjemisk dispergering.

Ved et utslipp skal alltid dispergeringsevnen til olje/ oljeemulsjon testes in-situ for å vurdere om dispergering kan være et egnet beredskapstiltak. En skal også alltid vurdere observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold for å kunne utføre en operasjonell SIMA (Spill Impact Mitigation Assessment) for å avgjøre bruk av kjemisk dispergering ved en hendelse. Kjemisk dispergering vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl og/eller for å forhindre landpåslog.

Bruk av dispergeringsmidler i norske farvann er regulert i Forurensningsforskriften §19 og setter krav til giftighetstester på produktnivå (Skeletonema costatum test EC50 >10mg/l, ISO/DIS 10253). Testene utføres av produsenten av dispergeringsmiddelet og dokumenteres i produktets sikkerhetsdatablad. Tre typer dispergeringsmidler er tilgjengelig gjennom Equinors avtaler: Finasol OSR 52 [12], Dasic Slickgone NS [13] og Corexit 9500 [14]. De to førstnevnte har sikkerhetsdatablad som dokumenter lovlig bruk i Norge basert på giftighet.

Operasjonelt kan de samme dispergeringsmidlene benyttes til dispergering på havoverflaten fra fartøy, ved dispergeringsoperasjon fra luften, subsea ved brønnhode i forbindelse med capping (stenging) av brønnen eller subsea ved brønnhode som et oljeværntiltak (uten capping). Dosering, oppgitt som dispergeringsmiddel til olje (DOR), vil kunne variere med blant annet oljetype og forvittringsgrad, dispergeringsmiddel, temperaturen til oljen, den mikrobielle

sammensetningen i vannsøylen. Standard DOR vil være 1:100 for subsea dispergering og 1:20 eller 1:25 ved overflate dispergering [15].

### 3.7 *In situ* brenning

*In situ* brenning (ISB) er per dags dato ikke en primær oljevernrespons på norsk sokkel og ikke inkludert i NOFO eller OSRL standard utstyrspakke (det er likevel utstyr for ISB hos OSRL). Generelt sett er ISB mer akseptert som en beredskapsstrategi i isfylte farvann, der mekanisk oppsamling har større operasjonelle begrensninger, og tidsvinduet hvor oljen er antennbar og brennbar er lengre. ISB ble benyttet under Deep Water Horizon/Macondo hendelsen, og er blitt undersøkt i forskningsprosjekter for bruk på norsk sokkel, for eksempel under Olje På Vann 2016 [16] og 2018. Brenning under optimale forhold (lite vind og lite bølger) har potensiale for å kunne redusere oljemengder på overflaten med 90 %. Kontinuerlig forskning og utvikling på området vil kunne føre til økt forståelse og mulighet for bruk ISB som beredskapstiltak på norsk sokkel.

### 3.8 Avfallshåndtering

Avfallshåndtering er en viktig del av en oljevernaksjon, og vil være mest krevende ved mekanisk oppsamling (i alle barrierer) sammenlignet med kjemisk dispergering og ISB. Avfallshåndtering ved en oljevernaksjon omtales i en egen avfallshåndteringsplan for Equinors operasjoner på norsk sokkel (WR1152) [17]. Planen beskriver rammer for hvordan avfallshåndtering skal håndteres i henhold til norsk regelverk samt hvordan avfallshåndtering kan integreres som del av en oljevernaksjon. Planen beskriver også kapasiteter og oppgaver relatert til håndtering av avfall som følge av et akutt oljeutslipp. Planen gjelder alle faser av en oljevernaksjon, og avfallshåndtering omtales dermed ikke videre i dette dokumentet.

## 4 Analysegrunnlag

### 4.1 Oljetype ved Johan Sverdrup

Oljetypen som vil produseres på Johan Sverdrup feltet er Avaldsnes olje. Det foreligger forvitningsstudie på denne oljen fra 2012 [18]. Til bruk for beregning av beredskapsbehov og som underlag for oljedriftssimuleringene er Avaldsnes olje benyttet. Avaldsnes oljen har høy tetthet ( $891 \text{ kg/m}^3$ ), lavt voksinnhold (2,9 vekt %), og et relativt høyt asfalteninnhold (1,8 vekt %) sammenlignet med andre norske råoljer. Forvitningsstudiet til Avaldsnes oljen viser at den kan bli karakterisert som en parafinsk råolje, men på grunn av høyt asfalteninnhold blir den karakterisert som en asfaltensk råolje med parafinske egenskaper. Ved et oljeutslipp på sjø vil den initielle fordampningen føre til en økning i voks- og asfalteninnhold. Som følge av forhøyet innhold av tunge komponenter vil de fysiske egenskapene til oljen endres. Avaldsnes danner stabile emulsjoner med høy viskositet, både ved vinter- og sommerforhold. Det er forventet at Avaldsnes olje vil ha en relativ lang levetid på sjø på grunn av raskt vannopptak og høy viskositet, selv ved en vindhastighet på 10 m/s. Ved røffere værforhold (15 m/s vind) vil kombinasjonen av fordampning og naturlig dispergering korte ned den forventede levetiden noe.

Det henvises til forvitningsanalysen for Johan Sverdrup olje for flere detaljer [18]. Forvitringsegenskaper for oljen som benyttes i analysen er angitt i Tabell 4-1. Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på 15° C og vindstyrke på 5 m/s, mens for vinterhalvåret er sjøtemperatur på overflaten satt til 5°C og en vindstyrke på 10 m/s. Tidsintervall som tilsvarer forventet forvitningsgrad i barriere 1 og 2 er satt til 2 timer og 12 timer.

**Tabell 4-1 Forvitringsegenskaper til Avaldsnesolje ved 2 og 12 timer, vinter (5 °C, 10 m/s vind) og sommer (15 °C, 5 m/s vind).**

		Avaldsnes	
		Vinter	Sommer
2 timer	Fordampning (%)	14	13
	Nedblanding (%)	5	0
	Vanninnhold (%)	18	6
	Viskositet av emulsjon (cP)	966	308
	Gjenværende emulsjon på overflate (%)	99	92
12 timer	Fordampning (%)	19	18
	Nedblanding (%)	17	1
	Vanninnhold (%)	57	31
	Viskositet av emulsjon (cP)	11300	1350
	Gjenværende emulsjon på overflate (%)	149	116

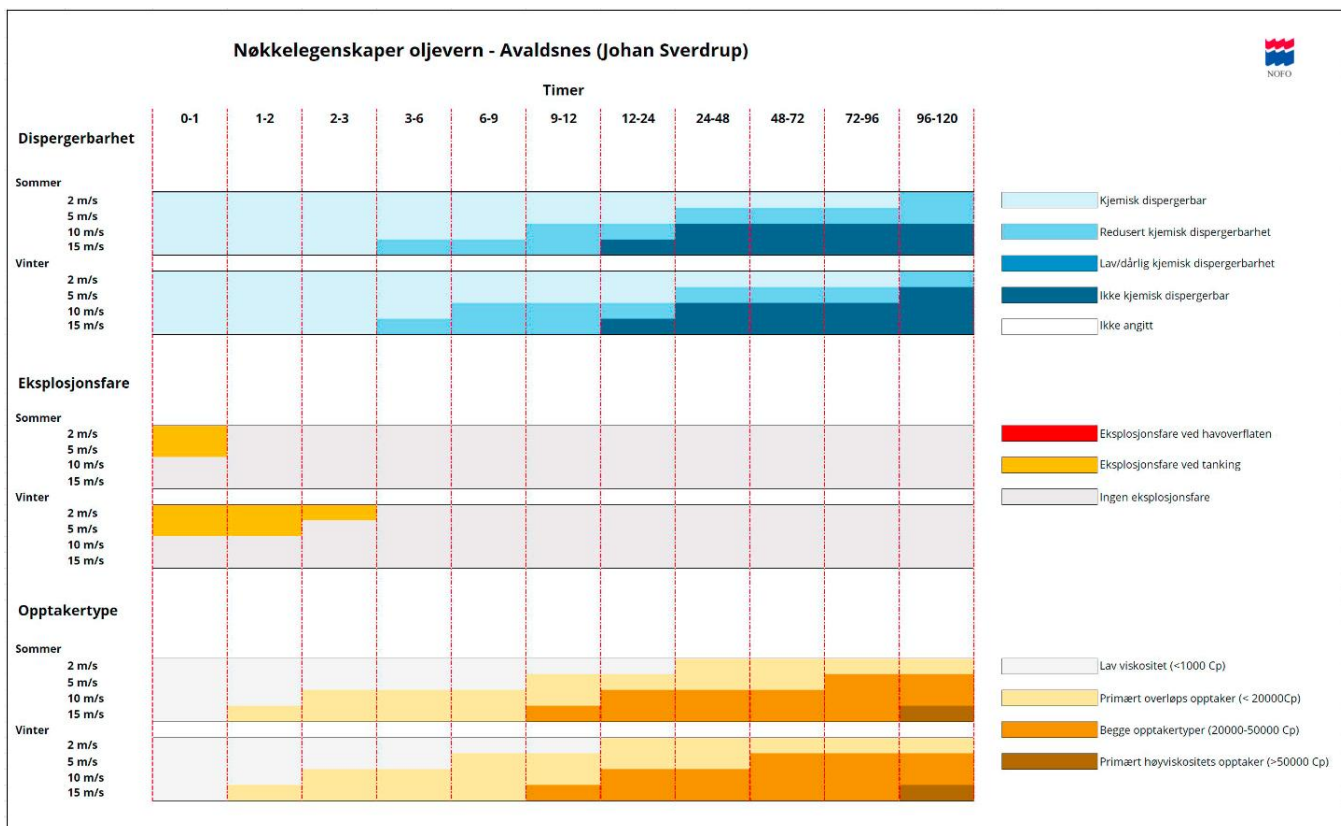
#### **4.1.1 Oljenes egenskaper i forhold til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering**

Erfaring fra norske feltforsøk viser at risikoen for lekkasje av olje under oljelenser er størst for oljer/emulsjoner med viskositet under 1000 cP. Avaldsnes emulsjoner vil ha viskositeter over 1000 cP etter 12 timer ved vinterforhold og etter 24 timer ved sommerforhold ved 2 m/s. Ved høyere vindstyrker vil denne grensen nås i løpet av kortere tid. SINTEF studier viser at viskositeter over 15-20 000 cP vil kunne gi redusert effektivitet av regulære overløps- og adsorpsjonsopptagere (SINTEF, 2012). Viskositetsgrensen på 20 000 cP oppnås etter hhv. 48 og 72 timer for Avaldsnes olje ved vindforhold med 5 m/s. Det vil kunne være behov for tungoljeskimmer når viskositeten går over 20 000 cP.

Oljens egenskaper tilsier at man kan forvente en god effektivitet ved kjemisk dispergering av oljen både under sommer og vinterforhold ved ulike vindhastigheter, men resultater fra forvitningsstudiet av Avaldsnes oljen indikerer at det er et redusert potensiale for dispergering av oljen ved høyere vindhastigheter etter relativt kort tids forvitring på sjøen.

Dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon skal alltid testes in situ ved hjelp av SINTEF prøvetakingskoffert ved et utslipp for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

**Figur 4-1** oppsummerer potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering for Avaldsnes olje ved definerte vinter- og sommerforhold.



**Figur 4-1** Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet av Avaldsnes olje

#### 4.1.2 Oljenes egenskaper ved subsea dispergering

Gjeldende krav fra myndigheter omfatter foreløpig ikke testkriterier eller dokumentasjon av oljens potensiale for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

Bransjen har gjort effektivitetstester av subsea dispergering med oljer som dekker et bredt spekter av oljetyper på norsk sokkel; parafinsk (Oseberg blend), naftensk (Troll), asfaltensk (Grane), voksrik (Norne) og kondensat (Kobbe). Testene er utført i laboratorie- og mesoskala ved turbulente betingelser og med ferske oljer som i et undervannsutslipp [19] [20]. Oljene ble testet med ulike typer dispergeringsmidler, og rangering av effekten fulgte en generell trend med Corexit C9500 som den beste, etterfulgt av Finasol OSR 52 and Dasic Slickgone NS. Det er videre gjort et betydelig arbeid i å utvikle en testmetode for screening av ulike oljetyper og dispergeringsmidler i laboratorieskala ved betingelser som er typisk for et undervannsutslipp (høy turbulens og fersk olje). Oseberg A, Brynhild, Ormen lange, Skrugard, Statfjord C, Troll B, Kobbe, Oseberg Blend, Veslefrikk, Norne og Claire har alle vært testet med en eller flere ulike dispergeringsmidler [19]. Alle oljene viser god dispergeringsevne.

Det er også utført en studie rapportert av SINTEF [22], som viser modellering av subsea dispergering med en oppgradert versjon av oljedriftmodelleringsverktøyet OSCAR. Resultater fra modellering for et sjøbunnsutslipp av olje på middels dybde scenario viser at subsea dispergering har en positiv effekt på oljemengde på overflate på grunn av økning i

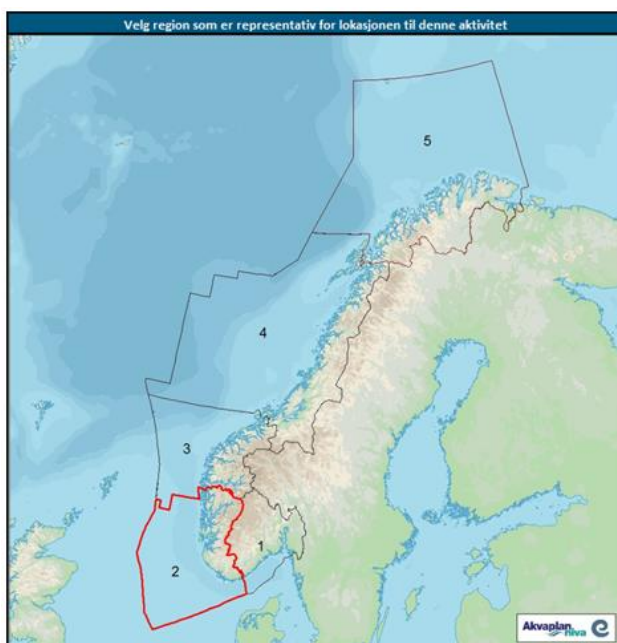
mengde dispergert olje i vannsøylen og økt biodegradering. Det er forventet at andre oljer også vil oppføre seg på denne måten.

I tillegg til oljetype er også vanddyb, GOR (gas-oil-ratio), utblåsningsdiameter, volum/rater og strøm/vind faktorer som påvirker effektiviteten til subsea dispergering.

## 4.2 Operasjonslys ved Johan Sverdrup feltet

Andel av dagslys med tilstrekkelig operasjonslys for mekanisk oppsamling inngår i beregning av ytelsen og effektiviteten til enhetene for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering fra fartøy som inngår i en aksjon mot akutt forurensning. Equinor har valgt å beregne operasjonslys for 5 regioner på norsk sokkel, se Figur 4-2. For Johan Sverdrup feltet (region 2) er andel operasjonslys oppsummert i

Tabell 4-2.



Figur 4-2 Andel operasjonslys i region 2.

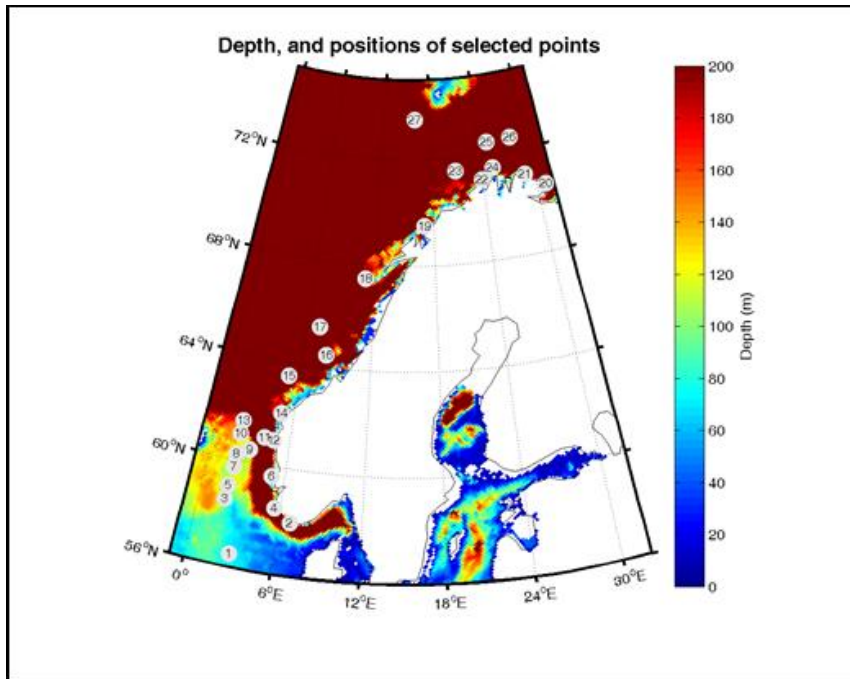
Tabell 4-2 Andel operasjonslys i region 2, hvor Johan Sverdrup er lokalisert

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
Operasjonslys	38 %	66 %	80 %	50 %	58 %

## 4.3 Bølgeførhold nær lokasjon til Johan Sverdrup

Bølgeførhold på åpent hav inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 og 2. Equinor har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 4-3. Stasjon 3 er antatt å best representere bølgeførholdene ved Johan Sverdrup. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for NOFO- og

Kystvaktsystem (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 4-3. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon er oppsummert i Tabell 4-3.



Figur 4-3 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold for åpent hav

Tabell 4-3 Gjennomsnittlig optakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Johan Sverdrup (antatt stasjon 3)

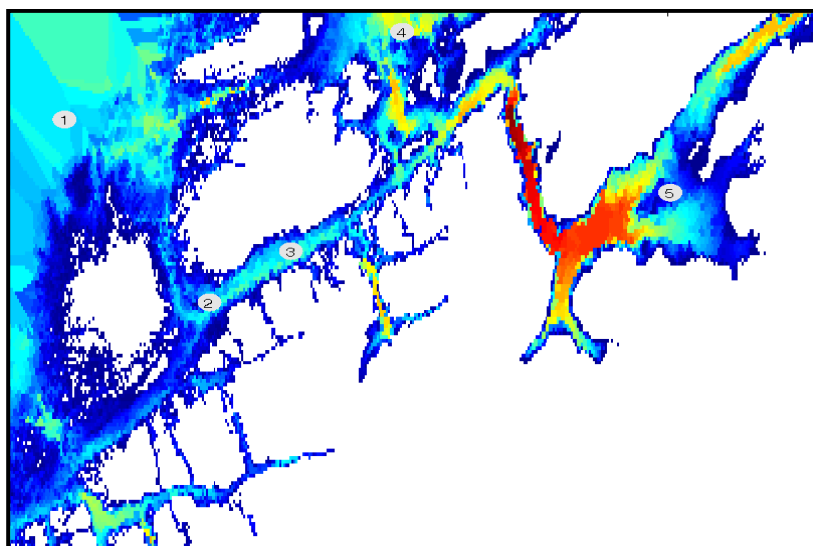
	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
NOFO-system	50 %	66 %	78 %	60 %	64 %
Kystvakt-system	37 %	56 %	70 %	48 %	63 %

Tabell 4-4 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon, gitt bølgeforhold ved Johan Sverdrup (antatt stasjon 3)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
NOFO-system ( $H_s < 4$ m)	75 %	91 %	99 %	86 %
NOFO-dispergering ( $H_s < 4$ m)	75 %	91 %	99 %	86 %
Kystvakt-system ( $H_s < 3$ m)	54 %	79 %	95 %	70 %

#### 4.4 Bølger i kystsonen (generisk for Norges kystlinje)

Bølgeforhold i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 3 og 4. Equinor har bølgedata for 5 stasjoner, som vist i Figur 4-4. Stasjon 4 og 3 er antatt mest konservative med tanke på å representere bølgeforholdene for henholdsvis kyst- og fjordsystem. Antatt gjennomsnittlig optakseffektivitet for kyst- og fjordsystem er oppsummert i Tabell 4-5. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystemer er oppsummert i Tabell 4-6.



Figur 4-4 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen som representative for norskekysten.

Tabell 4-5 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
<b>Kyst-system</b>	39 %	55 %	65 %	47 %	51 %
<b>Fjord-system</b>	66 %	66 %	72 %	68 %	68 %

Tabell 4-6 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystem, gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem).

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
<b>Kyst-system (Hs &lt; 1,5 m)</b>	56 %	78 %	93 %	68 %
<b>Fjord-system (Hs &lt; 1 m)</b>	91 %	92 %	100 %	94 %

## 4.5 Oljevernressurser – utstyrs plassering og forutsetninger

Oljevernressurser tilgjengelig for Johan Sverdrup feltet er beskrevet nedenfor, kategorisert etter tier-nivå og beredskapsfunksjon.

### 4.5.1 Tier 1 – Beredskap på/nær feltet

Equinor setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 m<sup>3</sup> med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget [2]. I praksis vil det bety at dette utstyret må være på feltet som en del av beredskapsløsningen på feltet. For Johan Sverdrup er Esvagt Stavanger Tier 1 beredskapen på feltet. Esvagt Stavanger er en del av NOFOs stående beredskap på sokkelen og ligger i posisjon 59° 18' N 002° 24' Ø, 27 nm nord for Johan Sverdrup feltet. Esvagt Stavanger har utstyr om bord for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering.

#### 4.5.2 Tier 2 – NOFO ressurser

Figur 4-5 viser plasseringen av NOFO utstyr for barriere 1 og 2, mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering fra fartøy per desember 2018 (NOFO planverk) [4]. Avstanden fra aktuelle oljevernressurser til feltet er brukt som grunnlag for responstider for barriere 1 og 2, vist i Tabell 4-7. Tabell 4-8 presenterer ytterligere forutsetninger som gangfart, avgivelsestid for beredskapsfartøy og slepefartøy samt tid for mobilisering av utstyr fra baser. Et NOFO system inkluderer oljelensere, skimmer, tankvolum for oppsamlet emulsjon og overvåkningsutstyr. De fleste fartøyene har også utstyr for høyviskøse olje.

Totalt disponerer NOFO 765 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel fordelt på baser og fartøy. Dispergeringsmiddelet er av type Dasic Slickgone NS, som tilfredsstiller norske myndigheters krav til toksikologiske tester.



Figur 4-5 Kart over NOFOs baser og stående beredskap per desember 2018

**Tabell 4-7 Avstander fra Johan Sverdrup feltet til aktuelle oljevernressurser**

Oljevernressurser	Type	Avstand fra Johan Sverdrup (nm)
Tier 1 / Esvagt Stavanger –Utsira Nord	NOFO Fartøy	27
Esvagt Bergen – Utsira Sør	NOFO Fartøy	35
Stavanger Base	NOFO Base	94
Stril Mariner - Ula Gyda Tamber	NOFO Fartøy	107
Stril Merkur - Troll/Oseberg	NOFO Fartøy	124
Stril Herkules – Tampen	NOFO Fartøy	143
Skandi Huguen – Ekofisk	NOFO Fartøy	148
Mongstad Base	NOFO Base	150
Ocean Alden – GjØa	NOFO Fartøy	157
Kristiansund Base	NOFO Base	321
Stril Poseidon – Haltenbanken	NOFO Fartøy	403
Havila Troll – Norne/Aasta Hansteen	NOFO Fartøy	514*
Haugesund	Rednings-skøyte	93
Egersund	Rednings-skøyte	113
Måløy	Rednings-skøyte	209
Kristiansund	Rednings-skøyte	315
RØrvik	Rednings-skøyte	453

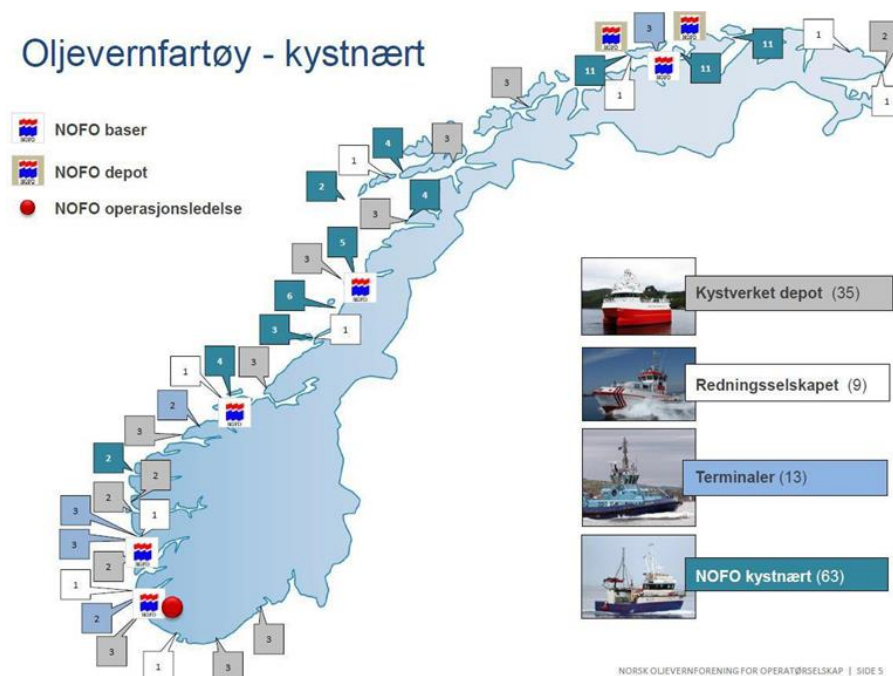
\* Dersom fartøyet er ved Aasta Hansteen når et ev utslipp skjer på Johan Sverdrup

**Tabell 4-8 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av beredskapsbehov i barriere 1 og 2**

Gangfart, OR-fartøy	14 knop (17 knop for Equinors egne fartøy)
Mobilisering, klargjøring, lasting og lossing på base – system 1 fra NOFO-base	10 timer Unntatt Sandnessjøen – 20 timer
Mobilisering avsystem 2 fra NOFO-base	30 timer
Mobilisering avsystem 3 fra NOFO-base	48 timer
Avgivelsestid for beredskapsfartøyer	Ekofisk/sØrfeltene: 6 timer Ula/Gyda/Tamber: 6 timer Utsira Nord: 0 timer Utsira Sør: 6 timer Troll/Oseberg: 6 timer Tampen: 6 timer Haltenbanken: 6 timer Goliat: 4 timer GjØa: 4 timer Avløserfartøy: 6 timer
Responstid for slepefartøy	Slepefartøy fra NOFO-pool: 24 timer
Rednings-skøyter	Gangfart 20 knop, avgivelsestid 2 timer SØrvær, Båtsfjord, VadsØ, Ballstad, RØrvik, Kristiansund, Måløy, Haugesund, Egersund
Tid til å sette lenser på sjØen / klargjØre dispergering om bord	1 time

NOFOs utstyr for barriere 3 til 5 er lokalisert på basene Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Sandnessjøen og Hammerfest. På hver base er det tilknyttet ressurser og fartøy for 10 sett med oljeværnsystemer, det inkluderer oppsamlings- optaks-, kommando- og støttfartøy. Disse har en mobiliseringstid på mellom 48 timer og 120 timer. Gangfarten til de ulike fartøyene er mellom 7 og 20 knop.

NOFO har tilleggsutstyr på depot langs kysten og avtaler med over 60 fiskerifartøy for å drive kystnær oljeværnsberedskap. NOFO har avtaler med kommunale og private etater og organisasjoner for å sikre tilstrekkelig personellressurser til den første fasen av en operasjon i barriere 3 til 5. Disse inkluderer IUA, IGSA, Spesialteam, WWF, MMB, Norlense og Kystverkets depotstyrke. Kjemisk dispergering vil som regel ha høyest effekt nær kilden, men ved behov og hvis mulig vil også NOFO kunne gjennomføre dispergeringsoperasjoner kystnært.



Figur 4-6 Oljeværnfartøy for kystnære operasjoner som NOFO har avtaler med [4]

### 4.5.3 Tier 3– OSRL ressurser

Equinor har to avtaler med OSRL: Service Level Agreement (SLA) og Global Dispersant Stockpile (GDS). SLA går ut på at Equinor kan mobilisere halvparten av OSRL's tilgjengelige utstyr og personell til enhver tid. Dette inkluderer blant annet dispergeringsmidler, flybåren dispergeringspåføringsystemer, modellering av oljedrift, satellittovervåking og rådgivning forbundet med håndtering av oljeskadedt vilt. GDS er en tilleggsavtale som sikrer tilgang til ytterligere dispergeringsmidler. Dispergeringsmidlene i GDS er lokalisert i England, Singapore, Frankrike, Sør-Afrika og Florida, se Figur 4-7, og er pakket klar for videre frakt ved både luft-, sjø- eller veitransport. Dispergeringsmidlene som inngår i avtalen er Dasic Slickgone NS, Finasol OSR 52, Corexit EC9500A. Dasic Slickgone NS [13] og Finasol OSR 52 [12] tilfredsstillers norske myndigheters krav til toksikologiske tester, dermed er 4000 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmidler tilgjengelig for bruk i norske farvann.

OSRL har to Boeing 727 lokalisert på Doncaster Sheffield Airport i UK. Begge har dispergeringsutstyr og en kapasitet for transport og operasjoner av 15 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmidler per flyvning.



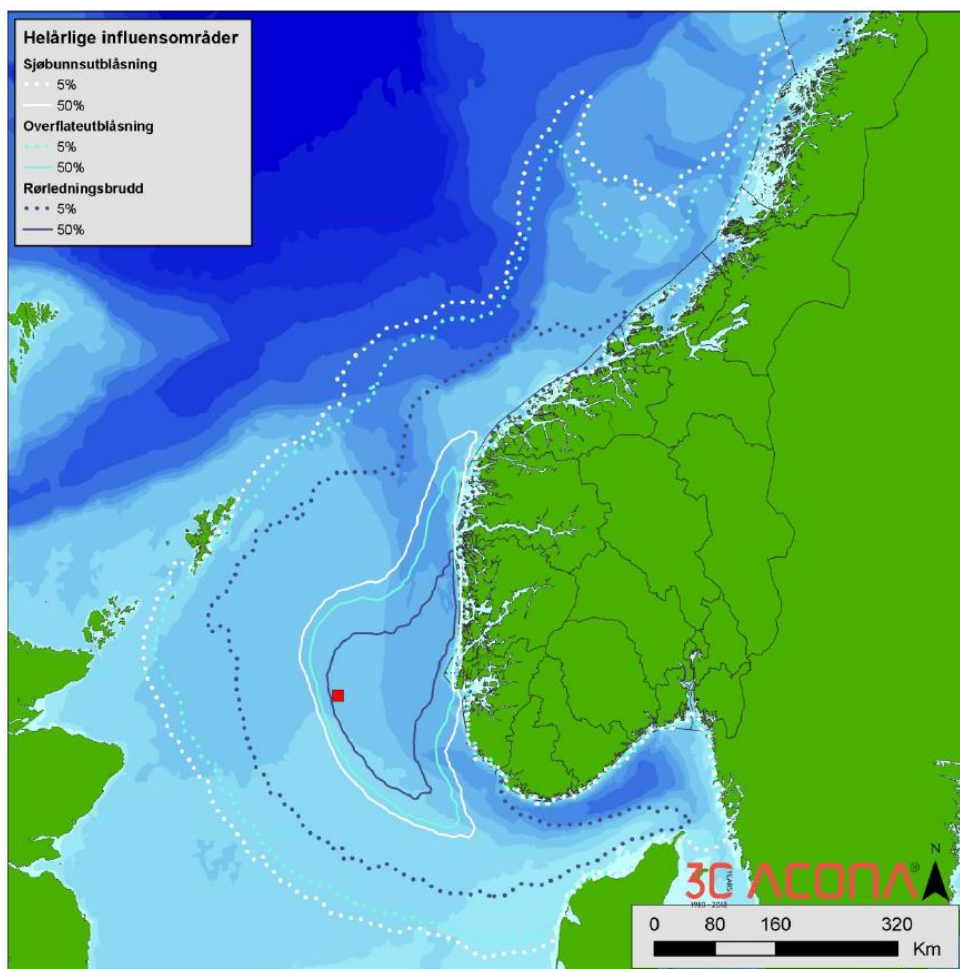
**Figur 4-7 Lokasjon til dispergeringsmidler i GDS og Capping Stack System og som er tilgjengelig for Equinor. \*symboliserer at capping stack har utstyr for subsea kjemisk dispergering. I tillegg er 300 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel fra SLA lokalisert i England.**

## 4.6 Influensområder og stranding

I miljørisikoanalysen for Johan Sverdrup, er det gjort oljedriftanalyser som et steg i beregning av feltets miljørisiko ved akutt forurensning [1].

For modellert overflate- og sjøbunnsutblåsning, og for rørledningsbrudd, er det generert oljedriftsstatistikk på rutenivå per sesong. I Figur 4-8 er årlig influensområde vist, mens influensområde pr. sesong er illustrert i miljørisikoanalysen for Johan Sverdrup [1].

Influensområdene er basert på alle utslippsrater og -varigheter og deres individuelle sannsynligheter (Figur 4-8). Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres av > 1 tonn olje i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor året. Oljedriftsmodelleringen viser at oljen har potensiale til å spre seg ut i Nordsjøen både i sørlig, vestlig og nordlig retning. Det er gjennomgående større influensområde for et sjøbunnsutslipp enn fra et overflateutslipp. Influensområdet fra et rørledningsbrudd gir noe mindre areal.



**Figur 4-8: Sannsynlighet for treff av olje i 10 x 10 km sjøruter gitt en utblåsning og et rørledningsbrudd. Dette er basert på alle utslippsrater og -varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men det området som berøres i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor året [1].**

Korteste drivtid til land og største strandingsmengder av emulsjon fra utblåsningsscenarier er vist i Tabell 4-9. (95- og 100-persentiler). For resultater fra rørledningsbrudd scenarieret vises det til selve miljørisikoanalysen.

Resultatene for forventet strandet emulsjon og drivtid som er presentert stammer ikke nødvendigvis fra samme simulering. Alle simuleringer, både for overflate- og sjøbunnsutblåsning, ligger til grunn for resultatene. Gitt at en utblåsning finner sted er det beregnet sannsynlighet for stranding langs kysten på mellom 62% og 92%, der de høyeste sannsynlighetene er på høsten og vinteren. Sjøbunnsutblåsning har høyere strandings sannsynlighet enn overflateutblåsning hele året. Oljens korteste drivtid, representert ved 95-persentiler, varierer mellom 3,9 døgn (overflateutblåsning – vinter) og 9,6 døgn (sjøbunnsutblåsning – sommer). Størst strandet mengde emulsjon er for en sjøbunnsutblåsning (127 660 tonn - sommer).

**Tabell 4-9 Strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste drivtid til den norske kystlinje gitt en utblåsning fra Johan Sverdrup oppgitt for hver sesong. Alle simuleringene for overflate- og sjøbunnsutblåsning er lagt til grunn for tallene presentert.**

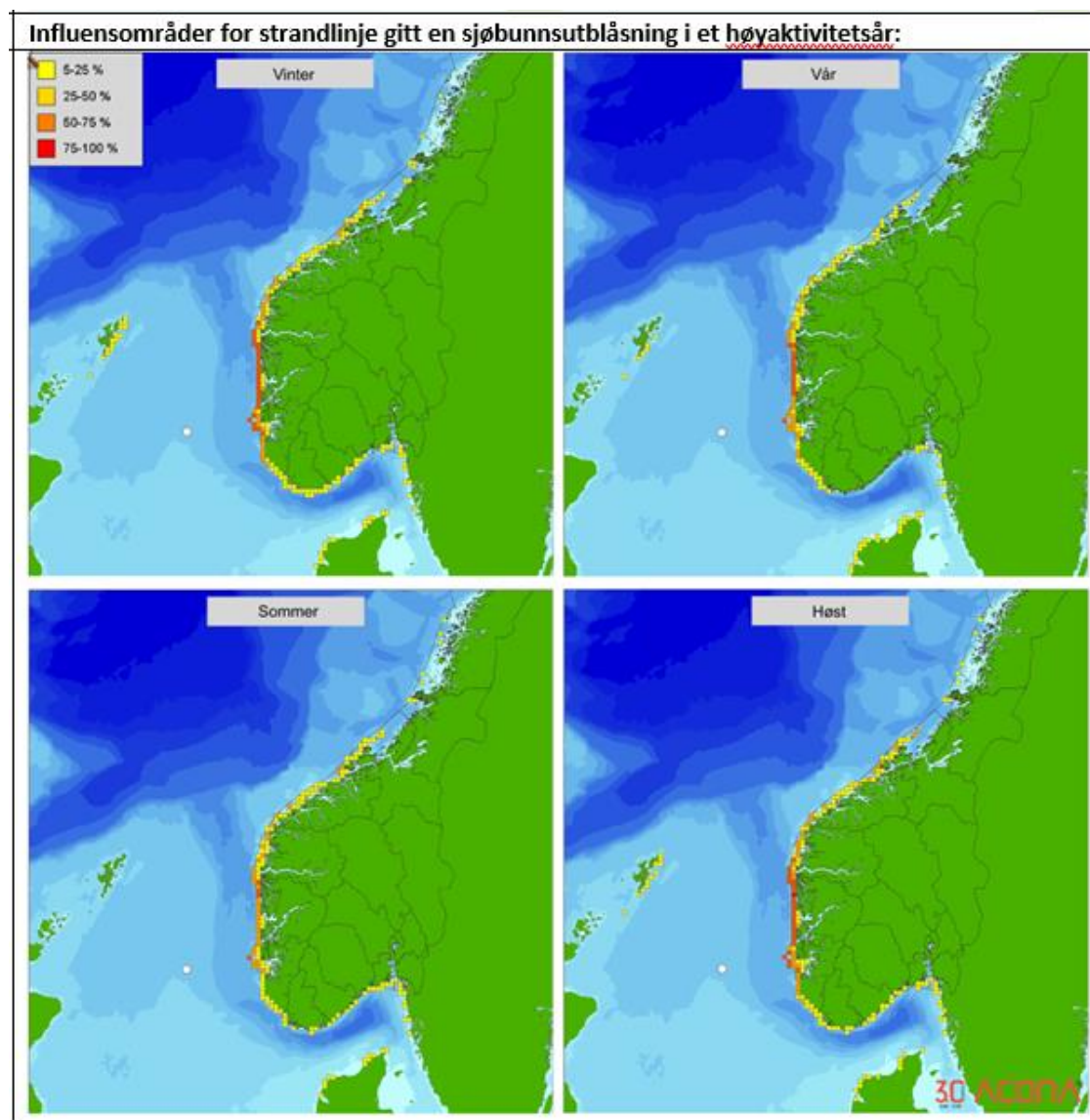
Utslipp		Sanns. (%)	Drivtid (d)		Mengde (tonn)	
Periode	Dyp		P <sub>100</sub>	P <sub>95</sub>	P <sub>100</sub>	P <sub>95</sub>
Vinter	Overflate	89.3	3.0	3.9	343 126	91 584
...	Sjøbunn	90.1	3.0	4.1	333 711	108 535
Vår	Overflate	70.3	3.6	5.5	472 466	90 230
...	Sjøbunn	74.8	3.5	5.5	453 608	111 000
Sommer	Overflate	62.4	5.3	9.3	549 815	122 201
...	Sjøbunn	69.4	5.5	9.6	536 717	127 660
Høst	Overflate	88.6	3.4	5.1	306 826	103 795
...	Sjøbunn	91.9	3.4	5.2	300 766	107 271

Tabell 4-10 angir 95-persentilen av korteste drivtid til land og strandingsmengde inn i definerte prioriterte områder. 20 av de prioriterte kystområder for oljevern har mer enn 5% sannsynlighet for stranding. Bømlo, Utsira, Onøy (Øygarden) og Austevoll er områdene med kortest drivtider til land, og denne varierer fra 5 til 13 døgn avhengig av sesong. Nord-Jæren har betraktelig større strandingsmengder enn de andre områdene med 10 566 tonn om våren som høyest.

**Tabell 4-10 Strandingsmengder av emulsjon og korteste drivtid til de definerte prioriterte kystområder med drivtid kortere enn 20 døgn gitt en utblåsning fra Johan Sverdrup (95-persentiler) oppgitt for fire sesonger. Drivtider <20 døgn er vist med fet skrift.**

Prioritert Område	Korteste drivtid (døgn)				Maksimal mengde strandet oljeemulsjon (tonn)			
	Vinter	Vår	Sommer	Høst	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Austevoll	<b>5,8</b>	<b>6,7</b>	<b>13</b>	<b>6,8</b>	6607	7249	5811	6652
Bømlo	<b>5,0</b>	<b>7,5</b>	<b>12</b>	<b>6,0</b>	5187	4989	4693	5362
Frøya og Froan	22	33	26	<b>19</b>	3410	1108	7946	4941
Lista-Loshavn	<b>19</b>	25	37	22	627	414	385	320
Nord-Jæren	<b>6,6</b>	<b>8,1</b>	<b>15</b>	<b>8,6</b>	9705	10566	9749	8485
Ognabukta	<b>15</b>	<b>15</b>	21	<b>16</b>	834	759	1138	642
Onøy (Øygarden)	<b>6,6</b>	<b>8,4</b>	<b>13</b>	<b>7,2</b>	6080	5971	5703	6607
Runde	<b>18</b>	22	<b>19</b>	<b>15</b>	961	873	2462	846
Sandøy	25	32	24	<b>19</b>	352	458	1027	381
Smøla	21	31	24	<b>18</b>	2562	875	4831	2711
Sverlingosen-Skorpa	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	2012	1540	2818	2002
Utsira	<b>4,9</b>	<b>6,5</b>	<b>9,9</b>	<b>5,3</b>	3798	3859	3762	3939
Ytre Sula	<b>7,9</b>	<b>9,5</b>	<b>13</b>	<b>8,6</b>	5718	5401	6777	6346

Landrutene som har  $\geq 5\%$  sannsynlighet for stranding av mer enn 1 tonn olje per  $10 \times 10$  km ruter per sesong er vist i Figur 4-9, gitt en sjøbunnsutblåsning. Influensområde for olje på strandlinjen berører ruter i området langs kysten fra Østfold i sør til Nordland i nord, samt kartruter i Danmark, Sverige og på Shetland. Det er størst strandings sannsynlighet i øyområdene oppover langs kysten fra Nord-Jæren til Ytre Sula (60-80 % treffsannsynlighet).



Figur 4-9: Sannsynlighet for treff av olje i 10 x 10 km kystruter gitt et sjøbunnsutslipp. Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter [1].

## 4.7 Miljøårbare ressurser

### 4.7.1 Sjøfugl

Tetthet av sjøfuglarter i åpent hav i området nær Johan Sverdrup feltet er basert på nyeste tilgjengelig datasett fra SEAPOPOP [22]. Gjennom hele året er det middels til høy tetthet av flere arter sjøfugl. Faktisk tilstedeværelse av fugl skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode. Tabell 4-11 viser predikert tetthet pr art og sesong for kartruten hvor Johan Sverdrup er lokalisert. Hver kartrute er 10 x 10 km.

Kategoriene for tetthet (antall individ/rute) er basert på SEAPOP:

- < 0,3 individ pr rute → lav tetthet
- 0,3 – 10 individ pr rute → middels tetthet
- <10 individ pr rute → høy tetthet
- - → ingen data tilgjengelig.

Arter med særlig sensitivitet til olje på overflaten er uthevd i fet skrift, og artenes nasjonale IUCN status (fastland) fra 2015 er gjengitt kritisk truet (CR), Sterkt truet (EN), Sårbar (VU), Nær truet (NT), livskraftig (LC), og ikke egnet (NA). Kategoriene truet er understreket (CR, EN, VU).

**Tabell 4-11: Prediktert tetthet per art og sesong i den aktuelle kartruten (10 x 10 km<sup>2</sup>) fra SEAPOP hvor installasjonen er lokalisert.**

Art og sensitivitet	IUCN 2015	Sommer (apr - juni)	Høst (juli - okt)	Vinter (nov - mars)
<b>Alkekonge</b>	LC	-	Lav	Middels
<b>Alke</b>	<u>EN</u>	Lav	Lav	Lav
<b>Lunde</b>	<u>VU</u>	Lav	Lav	Lav
Havhest	<u>EN</u>	Høy	Høy	Høy
Fiskemåke	NT	Lav	Lav	Lav
Polarmåke	NA	-	-	Lav
Svartbak	LC	Lav	Middels	Middels
Gråmåke	LC	Lav	Lav	Høy
<b>Krykkje</b>	<u>EN</u>	Middels	Middels	Høy
Havsule	LC	Middels	Middels	Middels
<b>Polarlomvi</b>	<u>EN</u>	-	-	-
<b>Lomvi</b>	<u>CR</u>	Middels	Høy	Høy

#### 4.7.2 Sjøpattedyr

Sjøpattedyr som vil kunne være sårbar for akutt oljeforurensning vil i første rekke være kystnære arter som oter og selartene steinkobbe og havert.

Figur 4-10 og Figur 4-11 viser utbredelsesområdet og området av høy konsentrasjon av både steinkobbe og havert.

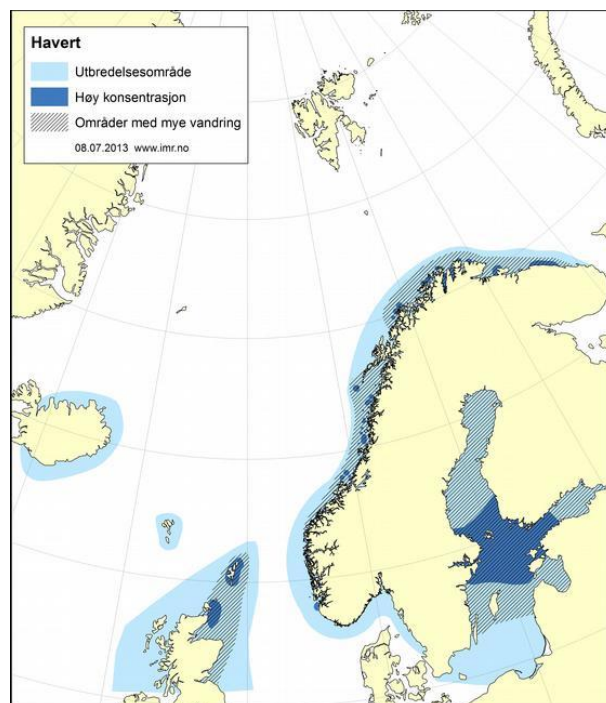
Høy konsentrasjon av steinkobbe og havert er forventet i parringstid og ungekasting og når hårfelling foregår (august-september). Tabell 4-12 viser perioden for de to arter.

**Tabell 4-12: Parringstid og ungekasting (P) og hårfellingstid (H) for steinkobbe og havert i influensområdet til Johan Sverdrup [24]**

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Steinkobbe						P	P	H	H			
Havert		H	H	H					P	P	P	P



**Figur 4-10: Utbredelsesområde for steinkobbe. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (juni-juli) og hårfelling foregår (august-september) [24]**



**Figur 4-11: Utbredelsesområde for havert. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (september-desember) og hårfelling foregår (februar-april) [24]**

### 4.7.3 Fisk og gyteområder

Gyteperiode er hentet fra oversikter for 28 arter gjort tilgjengelig av Havforskningsinstituttet [25]. I perioden januar til juli forekommer det gyting av ulike arter fisk innenfor influensområdet til Johan Sverdrup feltet. I perioden august til desember forekommer det lite eller ingen gyting. Faktisk tilstedeværelse av fisk og gyteprodukter skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

**Tabell 4-13: Gyteperiode (G) for fisk i området nær (50 nm) Johan Sverdrup feltet [25]. Kun arter med gyting i området er tatt med i oversikten.**

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Hvitting	G	G	G	G	G	G	G					
Nordsjøhyse			G	G	G							
Makrell					G	G	G					
Rognkjeks			G	G	G							
Sei i Nordsjøen		G	G									
Nordsjøtorsk	G	G	G	G								
Øyepål	G	G	G	G	G							

## 5 Resultater

Beredskapsbehov og responstider for mekanisk oppsamling av olje for Johan Sverdrup er beskrevet for barriere 1 og 2, barriere 3 og 4 og barriere 5 i de følgende avsnitt.

### 5.1 Mekanisk oppsamling

#### 5.1.1 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2

Systembehov for utslipp scenarioene er beregnet med hjelp av Equinors beredskapskalkulator og basert på Avaldsnes olje. Beregning av systembehov er utført for definerte sommer- og vinterforhold, presentert i Tabell 5-1 – 5-5. Beregningene viser et beredskapsbehov i barriere 1 og 2 på 1 NOFO system for både 100 m<sup>3</sup> og 1000 m<sup>3</sup>. For store punktutslipp fra feltinterne rør og stigerør er beredskapsbehovet 7 systemer i barriere 1. Utblåsingsscenarioet er dimensjonerende for beredskapskapen, hvor det beregnes et behov på 14 NOFO systemer i barriere 1 og 2.

Krav til første NOFO system er satt til 5 timer etter at oljeutslipp er oppdaget basert på Equinors minimumskrav. Krav til full utbygd barriere settes til 42 timer. Dimensjonering av oljevernberedskapsressurser settes etter sesongen med høyest behov.

**Tabell 5-1 Beregnet systembehov ved et mindre utslipp – punktutslipp 100m<sup>3</sup> – Avaldsnes olje**

	Vinter 5°C, 10 m/s vind	Sommer 15°C, 5 m/s vind
Utslippsvolum (Sm <sup>3</sup> )	100	100
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	14	13
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	81	87
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	18	6
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	99	93
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	966	308*
<b>Behov for NOFO systemer i barriere 1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-2 Beregnet systembehov ved et middels utslipp – punktutslipp 1000m<sup>3</sup> – Avaldsnes olje**

	Vinter 5°C, 10 m/s vind	Sommer 15°C, 5 m/s vind
Utslippsvolum (Sm <sup>3</sup> )	1000	1000
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	14	13
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	810	870
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	18	6
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	988	926
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	966	308*
<b>Behov for NOFO systemer i barriere 1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-3 Beregnet systembehov ved utslipp – 18200 m<sup>3</sup> pr døgn over 28 timer (feltinterne rør og stigerør) – Avaldsnes olje**

	Vinter 5°C, 10 m/s vind	Sommer 15°C, 5 m/s vind
Utslippsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	15600	15600
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	14	13
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgj.for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	12636	13572
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	18	6
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	15410	14438
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	966	308*
<b>Behov for NOFO systemer i barriere 1</b>	<b>7</b>	<b>7</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-4 Beregnet systembehov ved langvarig utblåsning 16 200 m<sup>3</sup>/døgn (vektet utblåsningsrate ved boring) Avaldsnes olje**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 10 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	16 200	16 200
Tetthet (Kg/Sm <sup>3</sup> )	891	891
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	14	13
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	13122	14094
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	18	6
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	16002	14994
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	966	308*
Økt systembehovgrunnet høyt voksinnhold	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1 (primærkonfigurasjon)</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	8638	4101
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	7084	3855
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	19	18
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	17	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	5879	3623
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	57	31
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	13673	5251
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	11300	1350
Økt systembehovgrunnet høyt voksinnhold	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2</b>	<b>7</b>	<b>3</b>
<b>Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2</b>	<b>14</b>	<b>10</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

Tabellen under viser et forslag til systemene som kan inngå i responsen. Fartøy kan skiftes ut, men krav til første responstid og fullt utbygd barriere 1 og 2 beholdes.

**Tabell 5-5 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for Johan Sverdrup feltet (fartøy kan endres men korteste og lengste responstid, samt fartøykapasiteter forblir den samme).**

System nr	Fartøy (responstid)*	Slepefartøy (responstid)	Total responstid (t) (mekanisk oppdamling)	Dispergeringsmiddel ombord/på base (m <sup>3</sup> )	Total responstid (t) (kjemisk dispergering)
1	Esvagt Stavanger (5 t)	DC (5t), RS Haugesund (8t)**	5	49	5
2	Esvagt Bergen (9 t)	RS Egersund (9 t)	9	-	-
3	Stril Merkur (14t)	RS Måløy/Florø (14t)	14	33	14
4	Stril Mariner (15 t)	NOFO-pool (24t)	24	33	15
5	Stril Herkules (15t)	NOFO-pool (24t)	24	62	15
6	Ocean Alden (16t)	NOFO-pool (24t)	24	45	16
7	Skandi Hugen (18 t)	NOFO-pool (24t)	24	-	-
8	Stavanger base 1.NOFO system (18 t)	NOFO-pool (24t)	24	92	-
9	Mongstad base, 1.NOFO system (22t)	NOFO-pool (24t)	24	70	-
10	Ocean Response (31 t)	NOFO-pool (24t)	31	-	-
11	Stril Poseidon (31 t)	NOFO-pool (24t)	31	50	31
12	Krisiandsund base, 1.NOFO system (34t)	NOFO-pool (24t)	34	52	-
13	Havila Troll (37 t)	NOFO-pool (24t)	37	46	37
14	Stavanger base 2.NOFO system (42 t)	NOFO-pool (24t)	42	-	-

\*Inkl tid for utsetting av lense (1t).

\*\* Bruk av Daughter craft fremtil redningsस्कøyte kommer og avløser DC.

Ytterligere systemer og utstyr vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov. Nærmere detaljer om fartøy og systemer vil bli beskrevet i beredskapsplanen. Best oppnåelig ressursdisponering er basert på utstyr og kapasitet til de navngitte fartøyene. Fartøyene kan endres men tilsvarende utstyr og kapasiteter må være tilgjengelig innen samme responstid for at analysen skal være gjeldende.

### 5.1.2 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en sjøbunnsutblåsning (som har de største strandingsmengdene), er 108 535 tonn i vintersesongen og 127 660 tonn i sommersesongen. Dette er beregnet uten effekt av oljevernberedskap. Korteste modellerte drivtid til land er 4 døgn om vinteren og 9 døgn om sommeren. Oljedriftsmodelleringen for enkeltscenario for maksimal strandet mengde viser at perioden et større utslipp strander over er 40 døgn. Ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning gir dette en tilførselsrate inn i barriere 3 på 1322 tonn/døgn for vintersesongen og 556 tonn/døgn i sommersesongen. Beredskapsbehovet for å bekjempe tilførselsraten inn i barriere 3 er beregnet til å utgjøre 9 og 4 kystsystem, for henholdsvis vinter- og sommerforhold. Ved å ta effekten i barriere 3 i betraktning gir dette en tilførselsrate inn i barriere 4 på 1033 tonn/døgn for vintersesongen og 243 tonn/døgn i sommersesongen. Beredskapsbehovet for å bekjempe tilførselsraten inn i barriere 4 er beregnet å utgjøre 14 og 4 fjordsystem for henholdsvis vinter- og sommerforhold. Beregningene er basert på Avaldsnes olje og vist i Tabell 5-6.

Modelleringen viser maksimalt 12 prioriterte områder med kortere drivtid enn 20 døgn innenfor en sesong (høstsesong), hvilket er dimensjonerende for beredskapsbehovet i barriere 3. Det settes derfor krav til tilgjengelig grunnberedskap for de prioriterte områdene med kapasitet tilsvarende 12 kystsystem for barriere 3. Strandet oljeemulsjon er dimensjonerende for barriere 4, og det vil bære behov for 14 fjordsystem i barriere 4.

Første system vil være på plass innen 4 døgn (korteste drivtid til land) og fullt utbygd barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn.

Vurdering av behov for ytterligere ressurser og utstyr vil være en kontinuerlig prosess under en aksjon, og vil kunne mobiliseres etter behov og iht. eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og de berørte IUAene. Riktig og tilstrekkelig dimensjonert beredskap vil være et viktig tiltak for å redusere mengde olje inn til kyst og strand, og for å hindre remobilisering av olje.

**Tabell 5-6 Beregnet ressursbehov for barriere 3 og 4 for dimensjonerende hendelse, langvarig utblåsning fra Johan Sverdrup**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 15 °C - 5 m/s
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	108 535	127 660
Samlet barriereeffektivitet i barriere 1 (%)	40 %	73 %
Strandet mengde etter effekt av barriere 1 (tonn)	65 800	34 915
Samlet barriereeffektivitet i barriere 2 (%)	20 %	36 %
Strandet mengde etter effekt av barriere 2 (tonn)	52 846	22 232
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	40	40
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 3 (tonn/d)	1 322	556
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 3	<b>9</b>	<b>4</b>
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 4 (Sm <sup>3</sup> /d)	1 033	243
Antatt behov for fjordsystemer i barriere 4	<b>14</b>	<b>4</b>
Antall prioriterte områder med landpåslag innen 20 døgn	<b>12*</b>	<b>8</b>
<b>Behov for kystsystemer i barriere 3</b>	<b>12</b>	<b>8</b>
<b>Behov for fjordsystemer i barriere 4</b>	<b>14</b>	<b>8</b>

\* Høyeste antall prioriterte områder i en sesong, som er høst-sesong i denne analysen

For hvert prioritert område er det behov for strategiplaner og detaljerte kart. Strategiplanene skal inneholde en kortfattet beskrivelse av operativ strategi og miljøstrategi for de prioriterte områdene. Det tematiske kartmaterialet skal foreligge som storformat PDF-dokument (A1 format), tilgjengelig for utskrift ved behov. Følgende kart er utarbeidet for de prioriterte områdene:

- Basiskart
- Verneområder
- Operasjonsdyp og tørrfallsområder
- Strandtyper
- Adkomst og infrastruktur

### 5.1.3 Beregning av beredskapsbehov i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding, og når korteste drivtid til prioriterte områder er kortere enn 20 døgn beregnes det et beredskapsbehov for barriere 5.

Basert på beregninger gjennomført for aktiviteter i Barentshavet, antar man en rensekapasitet på 0,18 tonn per dagsverk. Strandsanering er beregnet på dagsverk, antall personer og avrundet opp til et antall strandrenselag. Hvert strandrenselag består av 10 personer. Equinor har valgt å gjøre beregninger for vinterstid og lagt inn en effektivitetsfaktor på dagsverk på 0,5. Det er beregnet at strandrensing skal være gjennomført innen 100 døgn.

Mobilisering av strandrenselag (personell og utstyr klar til operasjon) ved en lokalitet skal skje innen korteste forventede drivtid til lokaliteten.

Tabell 5-7 gir en indikasjon på drivtider til prioriterte områder i influensområdet. Korteste forventede drivtid til et prioritert område basert på modellering er 5 døgn (Utsira og Bømlo, vintersesong). Beregnet behov for antall strandrenselag i de forskjellige prioriterte områdene er vist i

Tabell 5-7.

**Tabell 5-7 Beregning av behov for strandrenselag i prioriterte områder for henholdsvis vinter og sommersesong. Strandingsmengdene er etter effekt av barrierene 1-4.**

Prioritert område	Vinter			Sommer		
	Strandet oljeemulsjon (tonn)	Drivtid (døgn)	Antall strandrenselag	Strandet oljeemulsjon (tonn)	Drivtid (døgn)	Antall strandrenselag
Austevoll	2828	5,8	32	188	13	2
Bømlo	2220	5,0	25	152	12	1
Lista-Loshavn	268	19	3			
Nord-Jæren	4154	6,6	47	315	15	2
Ognabukta	357	15	4			
Onøy (Øygarden)	2602	6,6	28	184	13	2
Runde	411	18	5	80	19	1
Sverslingsosen-Skorpa	861	13	10	91	18	1
Utsira	1626	4,9	19	122	9,9	1
Ytre Sula	2447	7,9	28	219	13	2
Frøya og Froan	2115*	19*	24			
Sandøy	163*	19*	2			
Smøla	1160*	18*	13			

\*høstverdier, <20 døgn drivtid kun om høsten

Ytterligere ressurser vil kunne mobiliseres ved behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og berørte IUAer.

Første steg for en effektiv strandrenseaksjon er undersøkelser av berørt og potensielt berørt strandlinje. Undersøkelsene gir standardiserte målinger og beskrivelser av omfang av forurensning, anbefalinger for tiltak, operasjonelle, logistiske og sikkerhetsmessige utfordringer, som vil brukes av beredskapsorganisasjonen til å sette mål, prioriteringer og endepunkt for strandrensing. Shoreline Clean-Up Assessment Technique (SCAT) er en anerkjent og standardisert metodikk som skal benyttes. Det er NOFO som vil organisere og koordinere dette arbeidet, eventuelt sammen med ressurser fra spesialteamet, IGSA og IUA. OSRL har kompetanse på SCAT og kan vurderes brukt i forbindelse med opplæring eller

rådgivning ved ytterligere behov.

## 5.2 Offshore dispergering

### 5.2.1 Overflatedispergering fra fartøy

Viskositeten til emulsjon av Avaldsnesolje indikerer godt potensiale for kjemisk dispergering (ref. kap. 0). Det er i utslippstillatelsen gitt forhåndstillatelse til bruk av kjemisk dispergering. Ved et utslipp skal alltid dispergerbarheten til olje/oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak i en hendelse.

I tillegg til å vurdere effektivitet av dispergering, skal en også alltid vurdere observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold før en igangsetter kjemisk dispergering. Vurderingene skal gjøres i henhold til NEBA prinsippet. Kjemisk dispergering vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl og/eller for å forhindre landpåslag.

Tabell 5-8 viser noen aktuelle beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler om bord og deres responstid til Johan Sverdrup feltet. Dispergeringsmiddelet om bord på NOFO fartøy og på NOFO baser er Dasic Slickgone NS. Equinor har også tilgang til OSRL's globallager som består av 5000 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel (Dasic Slickgone NS, Corexit EC9500A og Finasol OSR 52), hvorav 4000 m<sup>3</sup> er godkjent for bruk i Norge.

**Tabell 5-8 Et utvalg oljevernressurser med dispergeringskapasitet. Responstid inkluderer 1 times kjørgjøringstid for dispergering om bord på fartøyene.**

Oljevernressurs	Lokasjon	Dispergeringsmidler om bord (m <sup>3</sup> )	Responstid (timer)
Esvagt Stavanger	Utsira Nord	48	5
Stril Merkur	Troll Oseberg	33	14
Stril Mariner	Ula/Gyda/Tamber	33	15
Stril Herkules	Tampen	62	15
Ocean Alden	Gjøa	45	16
Ocean Response	Avløserfartøy	45	31
Stril Poseidon	Haltenbanken	50	31
Havila Troll	Norne/Aasta Hansteen	46	37

### 5.2.2 Overflatedispergering fra fly

Dispergering kan også gjennomføres fra fly gjennom avtale med OSRL. Equinor har også tilgang til OSRL's globale lager som består av 5000 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel (Dasic Slickgone NS, Corexit EC9500A og Finasol OSR 52). 4000 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel er godkjent for bruk i Norge.

Mobiliseringstid for OSRL's fly er 4 timer. Det er ca. 1 time transit fra Doncaster Sheffield Airport til Sola Lufthavn ved Stavanger. Dersom flyet tar base på Sola, vil hver dispergeringsoperasjon ta omtrent 4 timer. Dette inkluderer transit til Johan Sverdrup (45 min) (avstand 97 nm), dispergering (60 min), transit tilbake til Sola flyplass (45 min) og bunkring og påfylling av 15 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel (90 min). Det kan påregnes 2-3 turer til Johan Sverdrup pr dag for å dispergere, avhengig av lys forholdene. Dermed er antall mulige operasjoner pr dag større om sommeren sammenlignet med vintersesong.

Isingsforhold vil være begrensende faktorer siden OSRL flyet med dispergeringssystem er ikke godkjent for å fly under slike forhold. Dette betyr at fly må unngå områder med kjent isingsforhold. For å støtte dette vil meteorologiske data og observasjoner fra andre fly vurderes kontinuerlig. I tillegg til operasjonslys og ising er sikt en begrensende faktor og dispergeringsflyet har 5 km sikt og mulighet for å se havoverflaten som krav for å gjennomføre en dispergeringsoperasjon.

En dispergeringsoperasjon fra fly kan påføre 15 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel. Ved å anta en dosering 1:20 tilsvarer det behandlet emulsjon på 300 Sm<sup>3</sup> emulsjon per operasjon. Flyet kan være mobilisert og fylt opp med dispergeringsmidlene, men ikke mer enn 15 Sm<sup>3</sup>. Logistikk ved anskaffelse av dispergeringsmiddel skal være på plass for å sikre kontinuerlig dispergeringsoperasjon (kap 5.2.4).

### **5.2.3 Subsea dispergering**

Vanddyppet på 110-120 m gjør at det kan være utfordringer knyttet til effektiv undervannsdispergering, selv om GOR på 40 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> er relativt lav. På grunn av dette anser man subsea dispergering som lite egnet på Johan Sverdrup.

Subsea dispergering i forhold til capping respons er behandlet i egen plan om kildekontroll [26]. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning.

OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt. Det mobiliseres direkte på fartøy fra Stavanger base og gå direkte til feltet dersom det skal brukes i forbindelse med capping.

### **5.2.4 Logistikk ved offshore dispergering**

Dispergeringsmidler bør samles på en operasjonsbase for å muliggjøre effektive kontinuerlige operasjoner. En slik operasjonsbase kan være en flyplass for flyoperasjoner, eller en offshorebase for fartøy- eller subsea dispergering. Dispergeringsmidler fra OSRL kan transporteres med fly, båt eller veitransport. Dispergeringsmidler som er planlagt brukt til fly-dispergering bør lagres direkte på aktuell flyplass. Dispergeringsmidler tiltenkt overflatedispergering fra fartøy eller subsea dispergering transporteres til operasjonsbase eller med båt direkte til lokasjon der det skal brukes. Dispergeringsmidler som fraktes fra utlandet, omfattes ikke av importrestriksjoner grunnet produktenes sammensetning og det antas at det ikke vil være store forsinkelser forbundet med import.

Dispergeringsmiddelprodusenter er generelt ansett å kunne produsere 100 Sm<sup>3</sup>/d dispergeringsmiddel innen 30 døgn, og ytterlige dispergeringsmidler vil dermed kunne være tilgjengelig ved en langvarig hendelse [27].

Kjemisk dispergering, enten på overflaten (fra fartøy og/eller fly) eller sjøbunn krever tillatelse fra myndighetene [28]. Gjeldende tillatelse på Johan Sverdrup omfatter bruk av dispergeringsmidler fra fartøy eller fly, men ikke subsea. Det må derfor søkes om subsea dispergering dersom det skulle oppstå et behov, som inkluderer dokumentasjon av vurdering av effektivitet og en ansett miljøgevinst av tiltaket vurdert opp mot andre beredskapstiltak. Miljødirektoratet vil kunne vurdere en søknad og kunne gi tillatelse under en hendelse.

### 5.3 Oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak

Den konsekvensreducerende effekten av oljevernberedskap i barriere 1 og 2 kan beregnes ut fra hvor mye av oljemengden på overflaten som reduseres i forhold til en situasjon uten oljeverntiltak. Tabell 5-9 viser eksempel for dimensjonerende hendelse, langvarig utblåsning fra Johan Sverdrup. Tabellen viser at oljevernberedskapen er et vesentlig konsekvensreducerende tiltak ved en utblåsning. Mekanisk oppsamling i barriere 1 og 2 med 14 havgående systemer er forventet å ha en effektivitet på 49,5 % om vinteren. Mekanisk oppsamling i barriere 1 og 2 med 8 havgående systemer er forventet å ha en effektivitet på 82 % om sommeren.

**Tabell 5-9 Konsekvensreducerende effekt av barriere 1 og 2 (åpent hav) vist som reduksjon av emulsjonsmengde på overflate for dimensjonerende hendelse, langvarig utblåsning på Johan Sverdrupfeltet.**

	Vinter (5 °C - 10 m/s vind)	Sommer (10 °C - 5 m/s vind)
Utstrømningsrate (m <sup>3</sup> /d)	16200	16200
Antall og systemtyper i valgt beredskapsløsning i barriere 1 og 2	14 Havgående opptakssystem	10 Havgående opptakssystem
Ytelse av valgt beredskapsløsning i barriere 1 og 2 (m <sup>3</sup> /d) (emulsjon)	9324	12800
Emulsjonsmengde ut av barriere 2 (m <sup>3</sup> /d)*	12332	3344
Emulsjonsmengde på overflaten uten oljevernberedskap i Barriere 1 og 2 (m <sup>3</sup> /d)	25329	19201
Reduksjon i emulsjonsmengde med bruk av oljevernberedskap i barriere 1 og 2	51 %	83 %

\* tar i betraktning fordampning, naturlig nedblanding og økning av emulsjonsmengde i B1 og B2 pga vannopptak

### 5.4 Utslippsdeteksjon og overvåking, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner

#### 5.4.1 Utslippsdeteksjon og overvåking under hendelser

Utslippsdeteksjon vil bli utarbeidet i en egen fjernmålingsplan for Johan Sverdrup. Planen vil gi en oversikt over ulike deteksjonssystemer på Johan Sverdrup, inkludert operasjonelle og tekniske begrensninger og funksjonalitet til disse. Deteksjonssystemer på Johan Sverdrup vil inkludere: satellittradar, visuelle observasjoner fra fast innretning og fra mobile rigger, observasjon fra helikopter og båter (visuell, lukt), manuell overvåking av prosess og utstyr, gassdetektor, OSD-radar (ISPAS) og alarm på oljeeksportør. Fjernmålingstiltakene vil sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt.

NOFO områdeberedskapsfartøy i Sleipnerområdet har utstyr for å kartlegge og overvåke et utslipp under en hendelse. Slikt utstyr inkluderer oljedetekterende radar (OSD radar) og IR kamera. Det er etablert rutiner for å oppdage olje og kartlegge oljeutbredelse under en eventuell aksjon. I tillegg til oljedetekterende radar og IR kamera, er det mulighet for nedlastning av bilder tatt fra fly til bruk for å optimalisere innsatsen (digital downlink). Satellittradar vil inngå som en kapasitet både for deteksjon og kartlegging gjennom nedlastning av daglige radarbilder. NOFO har avtale med KSAT om satellittdekning av alle produserende felt på norsk sokkel som vises på Figur 5-1. Alle produserende felt dekkes en gang per 28. time.



**Figur 5-1 Satellittdekning for en dag gjennom NOFOs avtalen med KSAT - de andre dagene vil være tilsvarende med mindre variasjoner i forhold til hvilken satellitt som brukes.**

NOFO har tilgang på aerostat (Ocean Eye), som kan benyttes for å få oversikt over olje ved en aksjon. Kystverkets overvåkningsfly LN-KYV vil bli benyttet under en hendelse. SAR helikoptre vil også kunne benyttes i en aksjon.

#### **5.4.2 Modellering og visualisering av utslipp ved en hendelse**

Modellering av utslippet ved en hendelse og frem i tid ved de rådende værforhold og oljens forvitringsegenskaper er viktig for å planlegge og gjennomføre effektive tiltak. Modellering vil kunne utføres både hos NOFO og OSRL. Modellering og observasjoner fra overvåkning og oljevernaksjonen vil settes sammen i et visualiseringsverktøy (Common Operating Picture) til bruk for beredskapsorganisasjonen hos Equinor og NOFO.

### **5.5 Håndtering av oljeskadet vilt**

Miljødirektoratet, Fiskeridirektoratet, Mattilsynet og Kystverket har et formalisert samarbeid for å bestemme hvilke tiltak som bør gjennomføres ved en hendelse med oljeskadet vilt (blant annet gjennom Kystverkets rådgivende gruppe) [29]. Tiltak i forbindelse med oljeskadet vilt omfatter hovedsakelig sjøfugl og marine pattedyr. I utgangspunktet er det tre alternative tiltak for levende oljeskadet vilt; rehabilitering, avliving og å ikke gjøre noe. Norske myndigheter er restriktive i forhold til rehabilitering av oljeskadet vilt, basert på etiske hensyn til enkeltindividet og suksessfaktoren ved tidligere erfaring og forskning. For tiden er det bare to arter sjøfugl, Stellerand og Dverggås i Varanger- og Porsangerfjorden i Finnmark som skal vurderes for rehabilitering. Avliving av individ som lar seg fange inn, eller å ikke gjøre noe vil kunne være det mest forsvarlige alternativet etter dyrevelferdsloven. Avliving ved skyting i felt skal unngås. Etter en endring av Dyrevelferdsloven i 2009, falt hjemmelsgrunnlaget for lokalt iverksatte aksjoner bort. Det er dermed ikke lenger tillatt med privat initiativ for vask, avliving eller innsamling av oljeskadet vilt, herunder initiativ igangsatt av operatør uten tillatelse fra myndigheter. Dødt oljeskadet vilt må fjernes fra naturen så fort som mulig for å unngå sekundær forurensning. En del av

det døde oljeskadede viltet skal sendes til videre undersøkelser, mens resten skal håndteres som smittefarlig og oljeholdig avfall [30]. Det kreves også en tillatelse fra Miljødirektoratet for håndtering av dødt oljeskadedt vilt.

Plan for håndtering av oljeskadedt vilt er pt. under revisjon av Equinor [32]. Denne vil beskrive varslingsrutiner og aksjoner i forbindelse med potensiale for oljetilsøling av vilt og oljeskadedt vilt. Utkastet til revidert plan vil være tilgjengelig for aksjonsledelsen ved en hendelse. Equinor skal i en oljevernaksjon stå i dialog med Kystverket om framgangsmåte for behandling av oljeskadedt vilt, både døde og levende individer. Søknad om håndtering av dødt og oljeskadedt vilt skal sendes Miljødirektoratet.

## 5.6 Miljøundersøkelser

Equinors medlemskap i NOFO inkluderer miljøundersøkelser som skal iverksettes ved akutte oljeutslipp på den norske sokkelen. Miljøundersøkelser skal settes i gang så raskt som det er sikkerhetsmessig forsvarlig. «Retningslinjer for miljøundersøkelser» vil benyttes, og skisserer aksjoner for akutfasen og oppfølgingsfasen. Naturressurser som inngår i miljøundersøkelser omfatter plankton, fisk og skalldyr, sjøfugl, sjøpattedyr, strand og sedimenter, dypt vann, biomarkører og friluftsliv. NOFO har rammeavtaler med SINTEF [32], Akvaplan Niva [33] og Norsk Institutt for Naturforskning (NINA) [34] for å utføre miljøundersøkelser fordelt på de ulike naturressursene. Rammeavtalene inkluderer leveranser detaljert i form av utstyr, personell, responstid og øvelser, og gjelder norske farvann og hele norske kysten (inklusive Svalbard og Jan Mayen). Vilkår for ytterligere forhøyet beredskap eller andre relevante biologiske undersøkelser kan avtales fra tilfelle til tilfelle. Alle avgjørelser forbundet med miljøundersøkelser vil gjøres i samråd mellom NOFO og Equinor. Leverandør kan bistå i utvalg av områder som skal undersøkes.

### 5.6.1 Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA

Avtalen mellom NOFO og NINA består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Identifisere viktige sjøfugl- og sjøpattedyrlokalteter i berørte og potensielt berørte områder
- Kartlegge fordeling og tetthet av sjøfugl og sjøpattedyr i influensområdet (i oljens drivbane)
- Gi løpende informasjon, vurdering og rådgiving med henhold til:
  - Skjerming av viktige områder for sjøfugl og sjøpattedyr
  - Andre skadebegrensende tiltak som bruk av dispergeringsmidler
- Registrering av skadeomfang og potensialet for skadeomfang i åpent hav og i kystnære områder
- I etterkant, registrere langtidseffekter og restitusjon i berørte populasjoner
- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Responstidskrav er satt til 24 timer for at erfaren sjøfuglspesialist er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer for å gjennomføre miljøundersøkelse/rådgivning.

### 5.6.2 Prøvetaking av olje på vannoverflaten og i vannsøylen – SINTEF

Avtalen mellom NOFO og SINTEF består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Prøvetaking og deteksjon av olje på havoverflaten, i vannsøylen og i strandsonen
- Kartlegging av oljens kjemiske- og fysiske egenskaper
- Bevisikring/identifikasjonsanalyser
- Rådgiving knyttet til valg og bruk av ulike bekjempningsmetoder/strategier
- Modellberegninger av drift og spredning av oljen i overflaten og i vannsøylen for innspill til operasjonsledelse og til miljøundersøkelse som gjennomføres av andre leverandører.

- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Responstidskrav er satt til 24 timer for at ett feltlag bestående av 2 personer (beredskapsleder og medarbeider) er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer for å gjennomføre miljøundersøkelse/rådgi NOFO. SINTEF har lagret relevante analyse- og prøvetakingsutstyr i Trondheim. NOFO er ansvarlig under mobilisering for å skaffe til veie egnede fartøy for SINTEF for å kunne gjennomføre avtalte aktiviteter.

### 5.6.3 Undersøkelse i strandsoner – Akvaplan-Niva

Avtalen mellom NOFO og Akvaplan-Niva består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Kartlegging av plante- og dyreliv i strandsoner (hardbunn) i områder som etter drivbaneberegninger kan bli eller har vært utsatt for oljeforurensning
- Biologisk prøvetaking bløtbunn i kystnære områder som etter drivbaneberegninger kan bli eller har vært utsatt for oljeforurensning
- Informasjon, vurdering og rådgivning med henhold til:
  - Skjerming av viktige områder for plantesamfunn, dyr og økosystemer i kyst- og strandsonen
  - Strandtyper
  - Vernestatus (verneformer: naturreservat, marine verneområder, nasjonalparker landskapsvernområder, biotopvernområder)
- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Responstidskrav er satt til 48 timer for at ett feltlag bestående av 2 personer (beredskapsleder og medarbeider) er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer. Akvaplan-Niva har lagret ett sett med prøvetakingsutstyr/utrusting til littoralundersøkelser og bløtbunnsprøvetaking i Tromsø, og dette vil bli benyttet i hele landet.

## 6 Konklusjon

Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippsscenario beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 14 NOFO-systemer i barriere 1 og 2 med responstid 5 timer for første system og fullt utbygd barriere innen 42 timer. Johan Sverdrup har forhåndsgodkjennelse for kjemisk dispergering fra fartøy/fly. Flere av beredskapsfartøyene, deriblant første system, har dispergeringsmidler og utstyr klargjort for bruk. Operasjoner fra fartøy og fly er operasjonelt mulig og tilgjengelig gjennom Equinor sine avtaler (både NOFO og OSRL). Subsea dispergering er vurdert som lite egnet bekjempelsesmetode på Johan Sverdrup.

For barriere 3 og 4 settes det krav til en kapasitet tilsvarende 12 kystsystemer og 14 fjordsystemer. Første system på plass innen 4 døgn (korteste drivtid til land) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn. For barriere 5 avhenger det endelige antall strandrenselag av oljens geografiske spredning og tilgjengelighet. Det er kort drivtid til land og det vil være behov for tidlig varsling og mobilisering ved en hendelse med oljedrift mot kysten. Krav til initiell responstid for barriere 5 settes til 5 døgn (korteste drivtid til et prioritert område).

Denne beredskapsanalysen bør oppdateres dersom forutsetningene endres.

**Tabell 6-1 Oppsummering av krav til oljevernberedskap for Johan Sverdrup feltet**

<b>Barriere 1 – 2 Bekjempelse nær kilden og på åpent hav – Tier 1 og 2</b>	
Systemer og responstid	14 NOFO systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 42 timer Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering, der første beredskapsfartøy med dispergeringskapasitet kan være på plass innen 5 timer
<b>Barriere 3 – 4 Bekjempelse i kyst- og strandsone – Tier 2</b>	
Systemer og responstid	12 kystsystemer (typer A eller B) og 14 fjordsystemer (type A eller B). Første system på plass innen 4 døgn (korteste drivtid til land) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn.
<b>Barriere 5 – strandrensing – Tier 2</b>	
Systemer og responstid	Initiell responstid 5 døgn (korteste drivtid til prioritert område). Personell og utstyr skal være klar til operasjon i aktuelt område innen korteste drivtid til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn.
<b>Miljøundersøkelser</b>	
Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer	

## 7 Referanser

- [1] Acona (2018) – Stokastisk oljedriftsimulering og miljørisikoanalyse for produksjonsaktivitet på feltet Johan Sverdrup
- [2] Equinor (2016) Equinor Requirement R-38072 - Oil spill preparedness and response
- [3] IPIECA/OGP (2015) Tiered preparedness and response, good practice guidelines for using the tiered preparedness and response framework
- [4] NOFO [www.nof.no](http://www.nof.no)
- [5] OSRL [www.oilspillresponse.com](http://www.oilspillresponse.com)
- [6] Kystverket [www.kystverket.no](http://www.kystverket.no)
- [7] Kystverket, Norsk Olje og Gass (2016) Etablering av statlig aksjonsledelse under forurensningssituasjoner med ekstremt omfang der petroleumsindustrien er ansvarlig Brodokument mellom operatørene og Kystverket Versjon 2 – 31. januar 2016
- [8] Kystverket, NOFO (2013) Overordnet samarbeidsavtale mellom Kystverket og Norsk oljevernforening for operatørselskap
- [9] Equinor (2018) – Blowout scenario analysis for Johan Sverdrup - Input to the environmental risk analysis.
- [10] Equinor (2014) – Equinor Rådgivende dokument. GL 0339. Retningslinje for analyser av beredskap mot akutt oljeforurensning fra offshoreaktiviteter på norsk sokkel.
- [11] Norsk Olje og Gass (OLF) (2014) – Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.
- [12] Total (2016) Sikkerhetsdatablad Finasol OSR 52, SDS #30034
- [13] Todnem AS (2012) Sikkerhetsdatablad Dasic Slickgone NS



- 
- [14] Nalco Environmental Solutions LLC (2012) Safety Data Sheet Corexit ® EC9500A
- [15] IPIECA IOGP (2015) Dispersants: surface application Good practice guidelines for incident management and emergency personnel
- [16] NOFO (2017) Olje På Vann 2016 rapport 13.- 16. juni 2016
- [17] Equinor (2017) Avfallshåndteringsplan - oljevernaksjon
- [18] SINTEF (2012) Avaldsnes crude oil – Weathering properties related to oil spill response. Rapport nr: Sintef A22484.
- [19] SINTEF (2015) Subsurface oil releases – experimental study of droplet size distributions Phase-II (Report A26866)
- [20] SINTEF (2014) Subsurface oil release – experimental study of droplet distributions and different dispersant injection technique – version 2 (Report A26122)
- [21] SINTEF (2016) Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)
- [22] SINTEF (2016) Implementing new features in OSCAR; Oil temperature and viscosity during droplet formation and area specific biodegradation (Report A27807)
- [23] SEAPOP database <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/>
- [24] IMR. (2017). *Temasider - Sjøpattedyr - Sel*. Hentet fra IMR:  
[http://www.imr.no/filarkiv/2016/05/sel\\_havert\\_og\\_steinkobbe.pdf/nb-no](http://www.imr.no/filarkiv/2016/05/sel_havert_og_steinkobbe.pdf/nb-no)
- [25] IMR (2017) <http://www.imr.no/temasider/nb-no>
- [26] Equinor (2018) TR3506 - Addendum Subsea - Well Incident and blowout contingency plan for Johan Sverdrup subsea field, Phase 1 Wells
- [27] IPIECA IOGP (2013) Dispersant logistics and supply planning
- [28] Lovdata (2004) Forskrift om begrensnng av forurensning (forurensningsforskriften)
- [29] Kystverket (2015) Nasjonal plan Beredskap mot akutt forurensning eller fare for akutt forurensning i Norge (ISBN 978-82-90177-18-3)
- [30] Klima og forurensningsdirektoratet (2012) Retningslinje miljøundersøkelser, Miljøundersøkelser i marint miljø etter akutt forurensning (TA2955)
- [31] Equinor (2018) Plan for ivaretagelse av oljeskadet vilt (under utarbeidelse).
- [32] NOFO, SINTEF (2014) Rammeavtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og Stiftelsen SINTEF ved institutt Materialer og Kjemi, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp – rammeavtale og rutiner for avrop av aktiviteter
- [33] NOFO, Akvaplan-Niva AS (2014) Avtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og Akvaplan-Niva AS, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp – rammeavtale og rutiner for avrop av aktiviteter
- [34] NOFO, Norsk Institutt for naturforskning (2014) Avtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og NINA – Norsk institutt for naturforskning – Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp.