

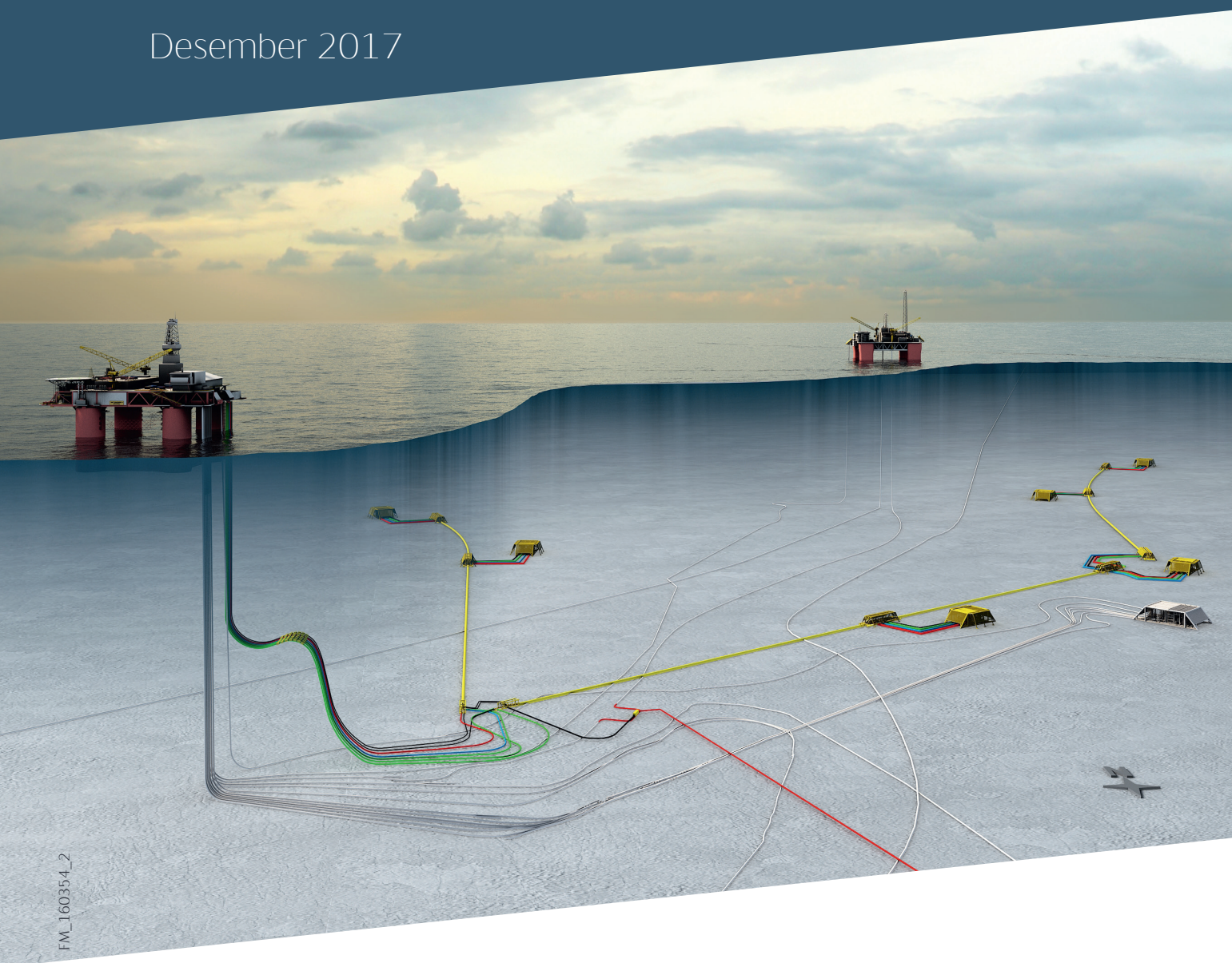
# PL057 og PL089 Snorre Expansion Project

Konsekvensutredning

Oppsummering av høringsuttalelser og tilsva

Vedlegg 3 - Beredskapsanalyse Snorre

Desember 2017



FM\_160354\_2






# **Beredskapsanalyse Snorrefeltet 2017**

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

Tittel:		
<b>Beredskapsanalyse Snorrefeltet 2017</b>		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:

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

Forfatter(e)/Kilde(r): <b>Øystein Rantrud</b>	
Omhandler (fagområde/emneord): <b>Beredskap mot akutt forurensning, analyse, krav</b>	
Merknader:	
Trer i kraft: <b>2017-10-10</b>	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:

Utarbeidet (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Øystein Rantrud</b>	Dato/Signatur: 23.11.2017 
Anbefalt (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Anne-Lise Heggø</b>	Dato/Signatur: 27.11.2017 for A-L.Heggø 
Godkjent (organisasjonsenhet/ navn): <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Hanne Greiff Johnsen</b>	Dato/Signatur: 27.11.2017 

## 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	Aktivitetsbeskrivelse .....	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 .....	12
3.4	Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone .....	13
3.5	Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing .....	13
3.6	Kjemisk dispergering .....	13
3.7	In situ brenning .....	14
3.8	Avfallshåndtering .....	15
<b>4</b>	<b>Grunnlag</b> .....	<b>15</b>
4.1	Oljetyper ved Snorrefeltet .....	15
4.1.1	Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling .....	16
4.1.2	Oljenes potensiale for kjemisk dispergering på overflate .....	17
4.1.3	Oljenes potensiale for subsea dispergering .....	17
4.2	Operasjonslys ved Snorrefeltet .....	18
4.3	Bølgeforhold nær lokasjon til Snorrefeltet .....	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 .....	20
4.5.3	Tier 3 – OSRL ressurser .....	23
4.6	Influensområder og stranding .....	24
4.7	Miljøfølsomme ressurser .....	26
4.7.1	Sjøfugl .....	26
4.7.2	Sjøpattedyr .....	27
4.7.3	Fisk og gyteområder .....	28
<b>5</b>	<b>Resultater</b> .....	<b>28</b>
5.1	Mekanisk oppsamling .....	29
5.1.1	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2 .....	29
5.1.2	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4 .....	34
5.1.3	Beregning av beredskapsbehov i barriere 5 .....	34
5.1.3.1	Shoreline Clean-Up Assessment Technique (SCAT) .....	35
5.2	Offshore dispergering .....	35

---

5.2.1	Overflatedispergering fra fartøy .....	35
5.2.2	Overflatedispergering fra fly .....	36
5.2.3	Subsea dispergering .....	37
5.2.4	Logistikk ved offshore dispergering .....	38
5.3	Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner .....	38
5.3.1	Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser .....	38
5.3.2	Modellering og visualisering av utslipp ved en hendelse .....	39
5.4	Håndtering av oljeskadet vilt .....	39
5.5	Miljøundersøkelser .....	40
5.5.1	Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA .....	40
5.5.2	Prøvetaking av olje på vannoverflaten og i vannsøylen – SINTEF .....	40
5.5.3	Undersøkelse i strandsone – Akvaplan Niva .....	41
<b>6</b>	<b>Konklusjon .....</b>	<b>42</b>
<b>7</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>42</b>

---

## Definisjoner og forkortelser

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

- *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.
- *Korteste drivtid*: 95-persentilen i utfallsrommet for korteste drivtid til kysten.
- *KYV*: Kystverket
- *Miljørisikoanalyse*: Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
- *NOFO*: Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
- *OR-fartøy*: Fartøy med kapasitet for å bekjempe oljeutslipp i barriere 1 og 2, kan være mekanisk, kjemisk eller begge
- *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 kystsone, 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.
- *Størst strandet emulsjonsmengde*: 95-persentilen i utfallsrommet for størst strandet mengde
- *SIMA - Spill Impact Mitigation Assessment*: Metode for å sammenligne og rangere netto miljøgevinst forbundet med forskjellige bekjempelsesmetoder innen oljevern, eksempelvis oppsamling, mekanisk og kjemisk dispergering. Erstatte NEBA (Net Environment Benefit Analysis)



## 1 Sammendrag

Statoils krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Snorrefeltet er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i tabellen under. Det er satt krav til 13 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 og senest innen 60 timer. Kjemisk dispergering vil, basert på aktuell oljetype og en Spill Impact Mitigation Assessment (SIMA) vurdering, kunne bidra til et effektivt oljevern til havs. For barriere 3 og 4 stilles det krav til 8 kystsystem og 8 fjordsystem innen 8 døgn, som er korteste drivtid til land. For barriere 5 stilles det krav til 46 strandrenselag med initiell responstid på 12 døgn.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) og Kystverket (KyV). Gjennom aksjonsledelsen vil Statoil fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning for Snorrefeltet er oppsummert i Tabell 1-1.

**Tabell 1-1 Krav til Beredskap ved Snorrefeltet**

<b>Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav</b>	
Systemer og responstid	6 NOFO system i barriere 1 7 NOFO system i barriere 2 med tilgang til tungolje-skimmere Første system innen 5 timer, fullt utbygde barriere innen 60 timer
<b>Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone</b>	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 8 Kystsystem og 8 Fjordsystem innen 8 døgn
<b>Barriere 5 - strandrensing</b>	
Systemer og responstid	46 strandrenselag – initiell respons innen 12 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. Analysen skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av beredskapsressurser. Beredskapsanalysen er spesifikk for Snorrefeltet. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av miljørisiko og beredskapsbehov som grunnlag for beredskapsplanlegging i forbindelse med aktiviteter som kan gi miljøforurensning som følge av akutte utslipp. Det er utført en oppdatert miljørisikoanalyse for Snorrefeltet som inkluderer bidrag fra Snorre Expansion Project [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. Statoil 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. Hovedstrategier for aksjoner er bekjempelse nær kilden. En vil tilstrebe å benytte den bekjempelsesmetoden som gir høyest miljøgevinst.

Statoil 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 utslippet og 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 Statoil 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 tilleggsberedskap grunnet størrelsen, kompleksiteten og potensiell konsekvens av hendelsen.

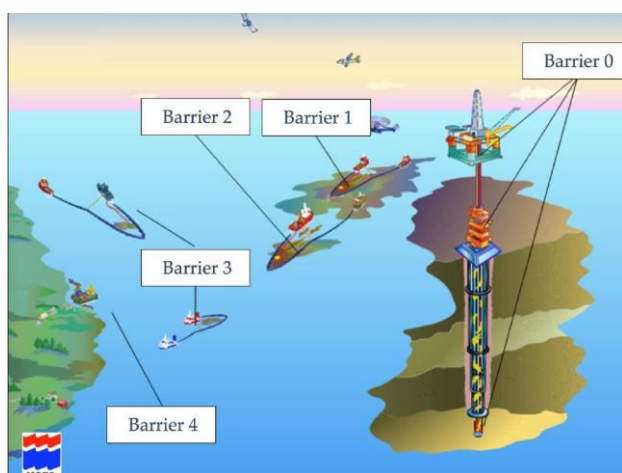
I følgende beredskapsanalyse vil det gis en systematisk gjennomgang av ulike beredskapsfunksjoner som er sentrale for gjennomføring av en oljevernaksjon på feltet. Beredskapsfunksjonene som skal inngå i beredskapsanalysen er beskrevet i Statoils styrende dokumentasjon, og er hentet fra IPIECA [3]. Beredskapsfunksjonene 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 av utslipp; 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 utslippspunktet. Figur 2-1 illustrerer barrierekonseptet: Barriere 1 er nær kilden, barriere 2 åpent hav (i noe avstand fra kilden), barriere 3 kyst, barriere 4 fjord, og barriere 5 strandsanering. For hver barriere har Statoil spesifikke ytelseskrav, og ulikt utstyr og ulike metoder vil være aktuelle. Barriere 0 er kildekontroll, og omtales ikke i denne analysen. Tiltak i en barriere kan være fordelt på ulike beredskapsfunksjoner, og komme fra ulike «Tier»-nivå.





**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]**

Statoil vil ha det fulle ansvaret for oljevernberedskap ved et oljeutslipp som følge av sin egen aktivitet. 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 30 operatørselskap, som også i felleskap finansierer aktiviteten. NOFO er klar til aksjon hele døgnet, hele året. NOFO ressurser omtales som Tier 2 ressurs. Felt- og områdeberedskapsfartøylene 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. I 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 Statoil 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 Statoil 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 forurensner 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 et eget brodokument [7], øvelser og trening gjort forberedelser for at staten kan overta ledelsen av aksjonen 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].

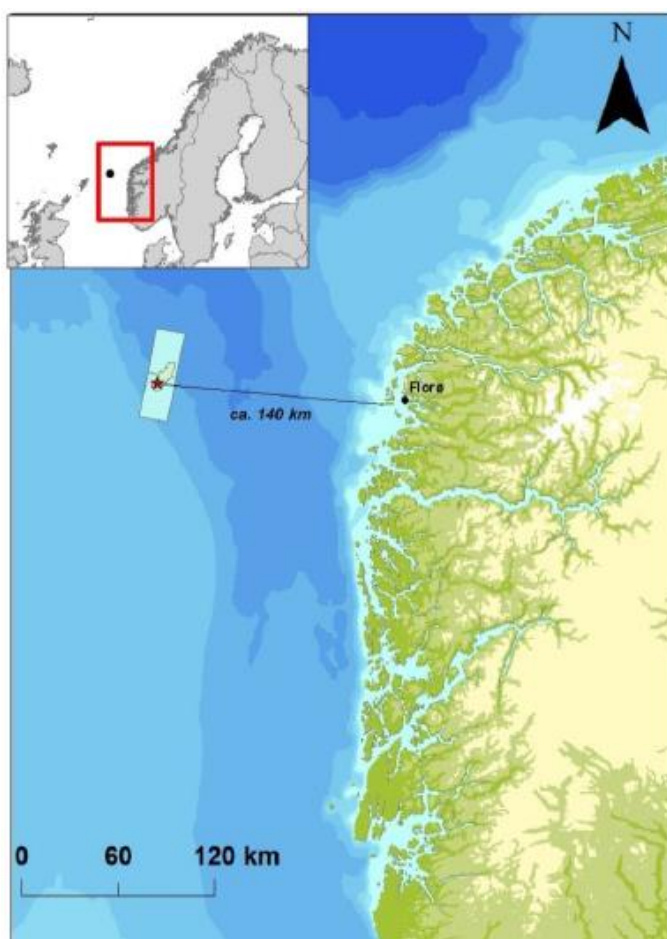
## 2.2 Aktivitetsbeskrivelse

Denne beredskapsanalysen gjelder Snorrefeltet. Snorre er et oljefelt som er lokalisert i den nordlige delen av Nordsjøen, i Tampenområdet, nordøst for Statfjordfeltet. Snorrefeltet består av to plattformer, Snorre A (tidligere Snorre TLP) og Snorre B. Oljefeltet Vigdis ligger på Tampen, 7 km fra Snorre A. Feltet er bygget ut med havbunnsinstallasjoner. Brønnstrøm fra Vigdis transporteres til Snorre A-plattformen.

Statoil er i gang med et utviklingsprosjekt på Snorrefeltet for å øke oljeutvinning gjennom Snorre Expansion Project – SEP (tidligere SN2040). SEP består av havbunnsinstallasjoner med tie-back til eksisterende Snorre A plattform og gassimport fra Gullfaks A. SEP er basert på 12 nye produksjonsbrønner og 9 injeksjonsbrønner. Installasjon av SEP skal skje i løpet av tre boresesonger i 2019, 2020 og 2021 og første olje forventes i 2021. Produksjon fra SEP er planlagt til og med 2040.

Lokasjon til Snorre vises i Figur 2-2. Basisinformasjon for feltet er oppsummert i Tabell 2-1.

Miljørisikoanalyse for Snorrefeltet ble oppdatert i 2017 [1] med nye utblåsningsrater og -sannsynlighet for utblåsning [9], utarbeidet av DNV.



Figur 2-2 Lokasjon til Snorrefeltet. Korteste avstand til land er 140 km.

**Tabell 2-1 Basisinformasjon for Snorrefeltet**

	<b>Snorrefeltet</b>
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	61° 26' 58" N, 002° 08' 40" Ø
Vanddyb	350 m
Sannsynlighet for utblåsning	$5,4 \cdot 10^{-3}$
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	46/54
Utblåsningsrate til dimensjonering av oljevern	P90 produksjon fra Snorre A og SEP; 5800 m <sup>3</sup> /d
Oljetype (tetthet)	Flere typer, Snorre TLP brukt i denne analysen; 834 kg/m <sup>3</sup>
Maksimal varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	91 døgn

## 2.3 Utslippsscenarioer

Utslippstyper som inngår i miljørisikoanalysen for Snorrefeltet omfatter utblåsning, utslipp fra produksjonsskipet og skytteltanker, utslipp i forbindelse med omlasting og lekkasjer fra feltinterne rør. Disse utslippsscenarioene er grunnlaget som benyttes til beredskapsdimensjonering (Tabell 2-2).

Snorrefeltet produserer to typer råolje, Snorre TLP og Snorre B. Snorre TLP produseres fra Snorre A-plattformen, mens Snorre B produseres fra Snorre B-plattformen. Vigdisfeltet er lokalisert like sør for Snorre. Vigdis-reservene produseres gjennom et undervanns produksjonsanlegg knyttet opp mot Snorre A. Til bruk i beregning av beredskapsbehov og som underlag for oljedriftssimuleringene [1] er Snorre TLP benyttet. Dette er begrunnet med at det er denne oljetypen som har lengst levetid på sjøen, og som vil medføre høyest behov for beredskap i barriere 1 og 2.

**Tabell 2-2 Utslippsscenarioer som inngår i beredskapsanalysen for Snorrefeltet**

<b>Type utslipp</b>	<b>Valgt representativ oljetype</b>	<b>Bakgrunn for rate/volum</b>
Mindre punktutslipp – 100 m <sup>3</sup>	Snorre TLP	Eksempelvis lekkasje fra lasteslange.
Middels punktutslipp – 1000 m <sup>3</sup>	Snorre TLP	Eksempelvis lekkasje fra rørledning, stigerør eller lasteslange etc.
Langvarig utblåsning – 5800 m <sup>3</sup> /døgn	Snorre TLP	P 90 utblåsningsrate fra produksjon for Snorre A og SEP [9]
Langvarig utblåsning – 7800 m <sup>3</sup> /døgn	Snorre B	P 90 utblåsningsrate fra produksjon for Snorre B [11]
Langvarig utblåsning – 10200 m <sup>3</sup> /døgn	Vigdis	P 90 utblåsningsrate fra produksjon for Vigdis [12]

Dimensjonerende hendelse på Snorrefeltet er en langvarig utblåsning. 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 settes 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. Den maksimale forventede varigheten av en utblåsning er beregnet til 91 døgn, og vektet sannsynlighet for at en utblåsning på feltet har denne varigheten er 13,05 %. Beredskapsbehov er beregnet ut fra initiell vektet utblåsningsrate, dermed er varigheten av en utblåsning ikke hensyntatt direkte inn i denne analysen. Utblåsningsvarighet

er likevel inkludert i oljedriftberegning som er gjort som en del av miljørisikoanalysen og inngår dermed indirekte i dimensjonering av beredskapen i kyst- og strandsonen.

Dimensjonerende hendelse er valgt for en utblåsningsrate fra produksjon på 5800 m<sup>3</sup>/døgn fra Snorre A [9]. Blow-out scenarioanalysen [10] med tilhørende underlagsdokumenter viser at tilsvarende utblåsningsrater på Snorre B og Vigdis-templaten er på henholdsvis 7800 [11] og 10200 m<sup>3</sup>/døgn [12]. Statoils beredskapskalkulator viser at beredskapsbehovet ved utblåsninger fra Snorre B og Vigdis er lavere for disse scenariene enn for en utblåsning fra Snorre A, selv om selve raten er lavere. En oversikt over de forskjellige oljenes levetid på sjø er vist i Figur 4-1 i kapittel 4.1. Beregning av beredskapsbehovet (barriere 1 og 2, mekanisk oppsamling) ved utblåsning fra Snorre A, Snorre B og Vigdis er vist i Tabell 5-3, Tabell 5-4 og Tabell 5-5 i kapittel 5.1.1.

### 3 Metode

Beredskapsanalysen utføres for å sikre tilgjengeligheten av nødvendig beredskapsressurser for ulike utslippsscenarioer og særlig fokus på dimensjonerende hendelse. Dimensjonering av ressurser for mekanisk bekjempelse i de ulike barrierene er gjort kvantitativt, basert på ytelseskrav, forutsetninger og begrensninger som er satt av Statoil og bransjen. Dimensjonering av ressurser for kjemisk dispergering er gjort semikvantitativt med bakgrunn i beste praksis fra bransjen og at dispergering vil benyttes som supplement til mekanisk oppsamling. De resterende beredskapsfunksjonene er vurdert kvalitativt.

#### 3.1 Ytelseskrav

Statoils ytelseskrav til beredskap mot akutt forurensning er satt ut fra Statoils forutsetninger og metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [13], som også er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOROG veiledning [14] 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 drivtid til land, basert på beregnet kapasitetsbehov.

Statoil 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 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 drivtid til land.

**Barriere 5 (strandsonen):** 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 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.

### 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 bølgeforld)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforld, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftstans (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 Statoil 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 15000 cP). Kapasiteten til havgående dispergeringssystem i NOFO-klasse er satt til 1950 m<sup>3</sup>/døgn. For flere detaljer henvises det til Statoils metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [13]. Det er et pågående arbeid i regi av NOFO, som reviderer og oppdaterer planforutsetningene. Dette arbeidet var ikke ferdig i tide for å inngå i følgende analyse, men vil inngå ved neste oppdatering av Snorrefeltet sin beredskapsanalyse. Det kan dermed ikke utelukkes at det beregnede beredskapsbehovet endres som resultat av det pågående arbeidet.

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

- Havgående NOFO-system
- 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. Ved utslipp forbundet med lagring av olje på skip (skytteltanker eller FPSO) antas det at utslippet vil pågå i 2 døgn, og det beregnes dermed et behov for antall systemer i barriere 1 basert på døgnrate med utsluppen olje.

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 oljevernstyr 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 Statoil 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.

Statoil stiller krav til at beredskapen i barriere 3 og 4 skal være etablert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land. Dersom 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. Når korteste drivtid er lengre enn 20 døgn beregnes det ikke et spesifikt beredskapsbehov for barriere 5, og det stilles dermed heller ikke spesifikke krav. Basert på erfaringer antar man en rensekapasitet på 0,18 tonn per dagsverk. Statoil 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 tas med 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 dråper. Oljedråpene flyttes 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 fordeles 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 tid i vannkolonnen gir høyere grad av biodegradering og økt utløsning av gasser i vannfasen før oljen når overflaten.

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 i felt 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 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 landpåslag.

Bruk av dispergeringsmidler i norske farvann er regulert i Forurensningsforskriften §19 og setter krav til toksisitetstester 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 Statoils avtaler: Dasic Slickgone NS, Finasol OSR 52 og Corexit 9500. Dasic Slickgone NS og Finasol OSR 52 har sikkerhetsdatablad som dokumenter lovlig bruk i Norge basert på toksisitet [15] [16]. Corexit 9500 er ikke lov å bruke i Norge da det ikke tilfredsstiller kravene til toksisitet [17]

Den aktuelle oljen skal være testet for dispergeringsevne, som utføres i forvittringsstudiene til oljene, som er regulert i samme forskrift.

Operasjonelt kan de samme dispergeringsmidlene benyttes til dispergering på havoverflaten fra fartøy, ved dispergeringsoperasjon fra luften, eller subsea ved brønnhode i forbindelse med capping av brønnen. 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 overflatedispergering [18]

### 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 beredskapsfunksjon i isfyllte 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 blir undersøkt i forskningsprosjekter for bruk på norsk sokkel, for eksempel under Olje På Vann 2016 [19]. 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. Eventuelle nye funn eller retningslinjer vil tas til etterretning i neste oppdatering av beredskapsanalysen.

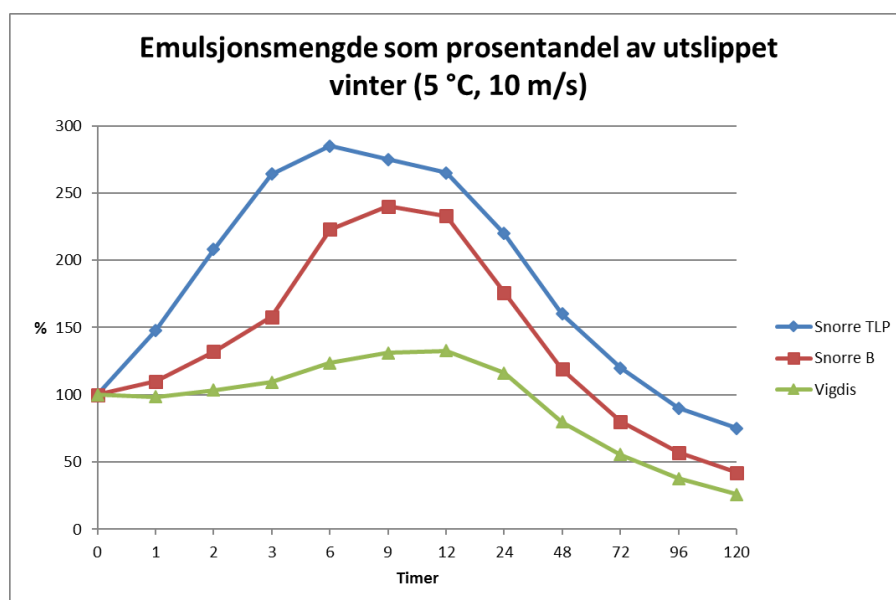
### 3.8 Avfallshåndtering

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 Statoils operasjoner på norsk sokkel [20]. 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 Grunnlag

### 4.1 Oljetyper ved Snorrefeltet

Snorrefeltet produserer to typer råolje, Snorre TLP og Snorre B. Snorre TLP produseres fra Snorre A-plattformen, mens Snorre B produseres fra Snorre B-plattformen. Til bruk i beregning av beredskapsbehov og som underlag for oljedriftssimuleringene [1] er Snorre TLP benyttet. Dette er begrunnet med at det er denne oljetypen som har lengst levetid på sjøen, og som vil medføre høyest behov for beredskap i barriere 1 og 2. Levetid på sjø for emulsjoner av Snorre TLP, Snorre B og Vigdis er vist i Figur 4-1. Emulsjonens levetid på sjø er en kombinasjon av fordampning, naturlig dispergering og vannopptak av den aktuelle oljen [21].



**Figur 4-1 Utvikling av emulsjonsmengde over tid.**

Det er foretatt en resjekk av Snorre TLPs egenskaper som kan påvirke Snorre TLPs forvitringsegenskaper. Dette er gjort ved å analysere en oljeprøve ved laboratoriet på Mongstad [22] og sammenligne med resultatene fra Snorre TLPs forvitringsstudie. Konklusjonen av resjekken [23] er at Snorre TLP ikke har endret seg betydelig siden forvitringsstudiet [21] ble utført, og dette ansees som fortsatt gyldig. Data fra forvitringsstudiet er derfor brukt i denne beredskapsanalysen.

Snorre TLP er en relativt lett olje  $834 \text{ kg/m}^3$  som vil miste 25-40 % av de letteste komponentene i løpet av det første døgnet på sjøen. Snorre TLP har et middels asfalteninnhold (0,28 vekt %). Voksinnholdet er også i det midlere området (5,2 vekt %). Snorre TLP har et potensiale for dispergering, med god virkningsgrad i minst tre timer etter et eventuelt utslipp [21].

For punktutslipp fra FPSO og skytteltanker, vil oljetypen være en blanding av oljene som produseres på gjeldende tidspunkt, og forvitringsegenskapene vil dermed kunne variere noe ettersom produksjonen endres over tid. Snorre TLP oljen er benyttet til beregning av beredskapsbehov for alle typer utslipp.

Forvitringsegenskaper for Snorre TLP er angitt i Tabell 4-1. Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på  $15^\circ \text{C}$  og vindstyrke på  $5 \text{ m/s}$ , mens for vinterhalvåret er representative forhold satt til en overflatetemperatur på sjøen på  $5^\circ \text{C}$  og vindstyrke på  $10 \text{ m/s}$ . Tidsintervall som tilsvarer forventet forvitningsgrad i barriere 1 og 2 er satt til 2 timer og 12 timer.

**Tabell 4-1 Forvitringsegenskaper til oljene på feltet ved 2 og 12 timer, vinter ( $5^\circ \text{C}$ ,  $10 \text{ m/s}$  vind) og sommer ( $15^\circ \text{C}$ ,  $5 \text{ m/s}$  vind)**

		Snorre TLP	
		Vinter	Sommer
2 timer	Fordampning (%)	24	21
	Nedblanding (%)	5	0
	Vanninnhold (%)	66	32
	Viskositet av emulsjon (cP)	2200	230
	Gjenværende emulsjon på overflate (%)	206	116
12 timer	Fordampning (%)	32	30
	Nedblanding (%)	15	1
	Vanninnhold (%)	80	76
	Viskositet av emulsjon (cP)	15000	5500
	Gjenværende emulsjon på overflate (%)	245	287

#### 4.1.1 Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling

Erfaring fra norske feltforsøk viser at risikoen for lekkasje av olje under lensa er størst for oljer/emulsjoner med viskositet under  $1000 \text{ cP}$ . Når viskositeten er over  $15000 \text{ cP}$  vil det kunne være behov for skimmer for høyviskøse oljer (tungoljeskimmer). Tabell 4-2 oppsummerer potensialet for mekanisk oppsamling av Snorre TLP ved definerte vinter- og sommerforhold, basert på kun viskositeter.

Emulsjon av Snorre TLP vil ha viskositeter over  $1000 \text{ cP}$  etter 3 timer ved sommer- og etter en time ved vinterforhold.

Snorre TLP oljens emulsjoner vil ha viskositeter over  $15000 \text{ cP}$  etter 12 timer ved vinterforhold ( $5^\circ \text{C}$  -  $10 \text{ m/s}$ ) og etter 2-3 døgn ved sommerforhold ( $15^\circ \text{C}$  -  $5 \text{ m/s}$ ). Ved høyere vindhastigheter om sommeren reduseres dette vinduet. Det er anbefalt å bruke tungoljeskimmer ved en viskositet over  $15000 \text{ cP}$ .

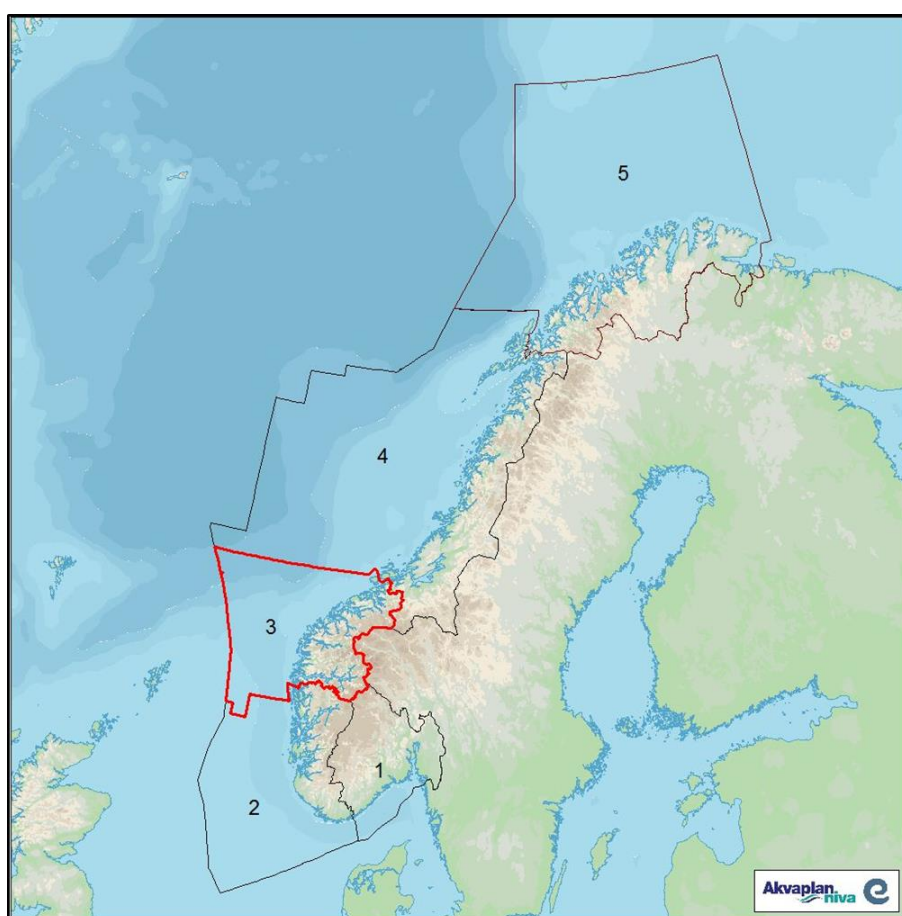
**Tabell 4-2 Potensiale for mekanisk oppsamling basert på viskositet av oljene på Snorrefeltet. Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 15°C og 5 m/s vind.**

Viskositet	Tid (timer)					Tid (døgn)				
	1	3	6	9	12	1	2	3	4	5
Snorre TLP										
<b>Sommerforhold (15°C - 5m/s)</b>										
<b>Vinterforhold (5°C - 10m/s)</b>										

dybde scenario (350m) 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.

## 4.2 Operasjonslys ved Snorrefeltet

Andel operasjonslys 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. Statoil har valgt å beregne operasjonslys for 5 regioner på norsk sokkel, se Figur 4-2. For Snorrefeltet (region 3) er andel operasjonslys oppsummert i Tabell 4-4.



Figur 4-2 Andel operasjonslys i region 3.

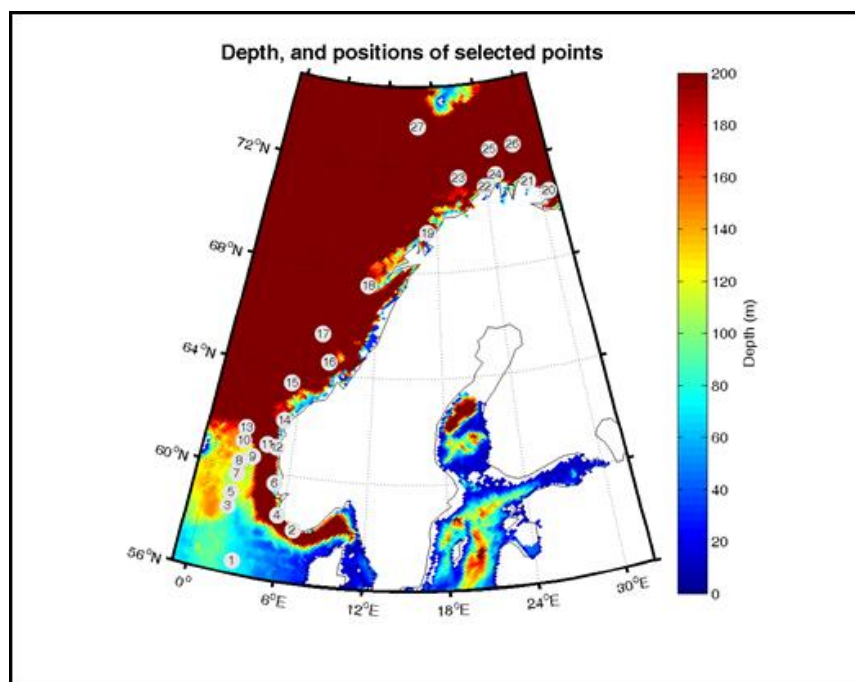
Tabell 4-4 Andel operasjonslys i region 3, hvor Snorrefeltet er lokalisert

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
Operasjonslys	36 %	69 %	90 %	49 %	61 %

## 4.3 Bølgeførhold nær lokasjon til Snorrefeltet

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. Statoil har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 4-3. Stasjon 13 er antatt å best

representere bølgeforholdene ved Snorrefeltet. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for NOFO- og Kystvaktsystem (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 4-5. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon er oppsummert i Tabell 4-6.



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

Tabell 4-5 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Snorre (antatt stasjon 13 for NOFO system og Kystvaktsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
NOFO-system	39 %	59 %	75 %	53 %	57 %
Kystvakt-system	26 %	48 %	67 %	40 %	45 %

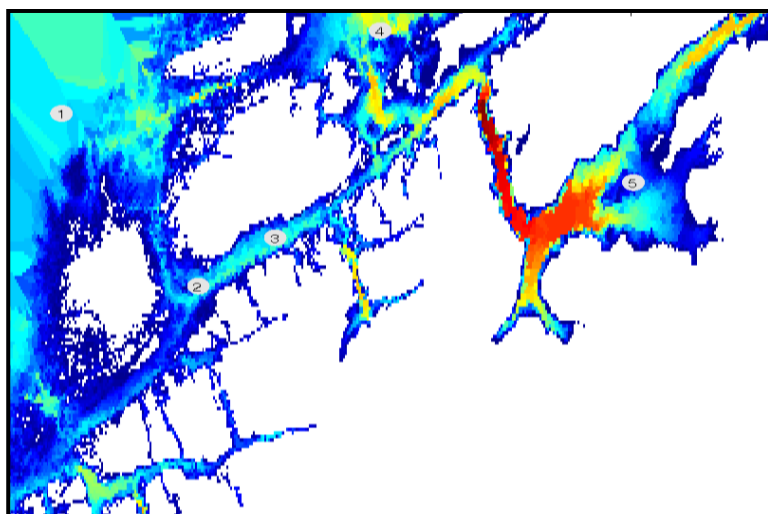
Tabell 4-6 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon, gitt bølgeforhold ved Snorre (antatt stasjon 13 for NOFO system og Kystvaktsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
NOFO-system (Hs < 4 m)	62 %	85 %	99 %	79 %
NOFO-dispergering (Hs < 4 m)	62 %	85 %	99 %	79 %
Kystvakt-system (Hs < 3 m)	39 %	70 %	94 %	59 %

#### 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. Statoil 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 fjordssystem. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kyst- og fjordssystem er oppsummert i Tabell 4-7. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordssystemer er oppsummert i Tabell 4-8.





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

Tabell 4-7 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem)

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

Tabell 4-8 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystem, gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem).

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

## 4.5 Oljevernressurser – utstyrs plassering og forutsetninger

Oljevernressurser tilgjengelig for Snorrefeltet er beskrevet nedenfor, kategorisert etter Tier-nivå og beredskapsfunksjon.

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

Statoil 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]. Kravet oppfylles ved at beredskapsfartøyet som er en del av områdeberedskapen har oljevernutstyr tilgjengelig om bord.

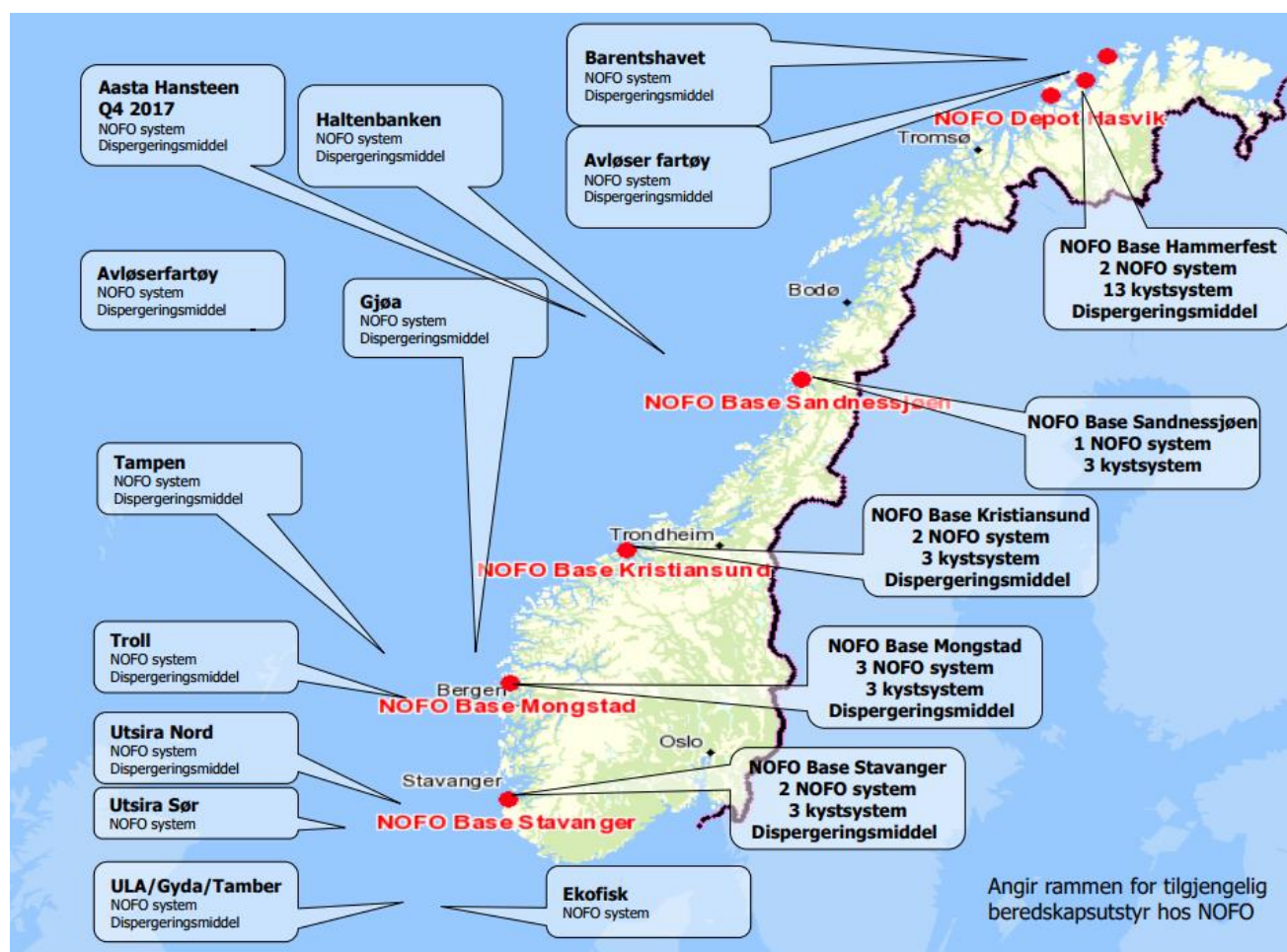
Per i dag dekkes områdeberedskapen for Snorrefeltet av Stril Herkules. Stril Herkules er en del av områdeberedskapen i Tampenområdet, og har en utgangsposisjon 19 nautiske mil fra Snorre.

### 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 2017 [4]. Det kan ikke utelukkes endringer i utstyrs plassering. Avstanden fra aktuelle oljevernressurser til feltet er

brukt som grunnlag for responstider for barriere 1 og 2 er vist i Tabell 4-09. Tabell 4-10 presenterer ytterligere forutsetninger som gangfart, avgivelsestid for beredskapsfartøy og slepefartøy samt tid for mobilisering av utstyr fra baser. Et NOFO system inkluderer oljelenser, skimmer, tankvolum for oppsamlet emulsjon og overvåkningsutstyr. De fleste fartøyene har også utstyr for å samle opp høyviskøse olje.

Totalt disponerer NOFO om lag 750 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel fordelt på baser og fartøy. Dispergeringsmiddelet er av type Dasic Slickgone NS, som tilfredsstillers norske myndigheters krav til toksikologiske tester.



Figur 4-5 NOFOs utstyrsoversikt per november 2017

**Tabell 4-9 Avstander fra Snorrefeltet til oljevernressurser benyttet i analysen**

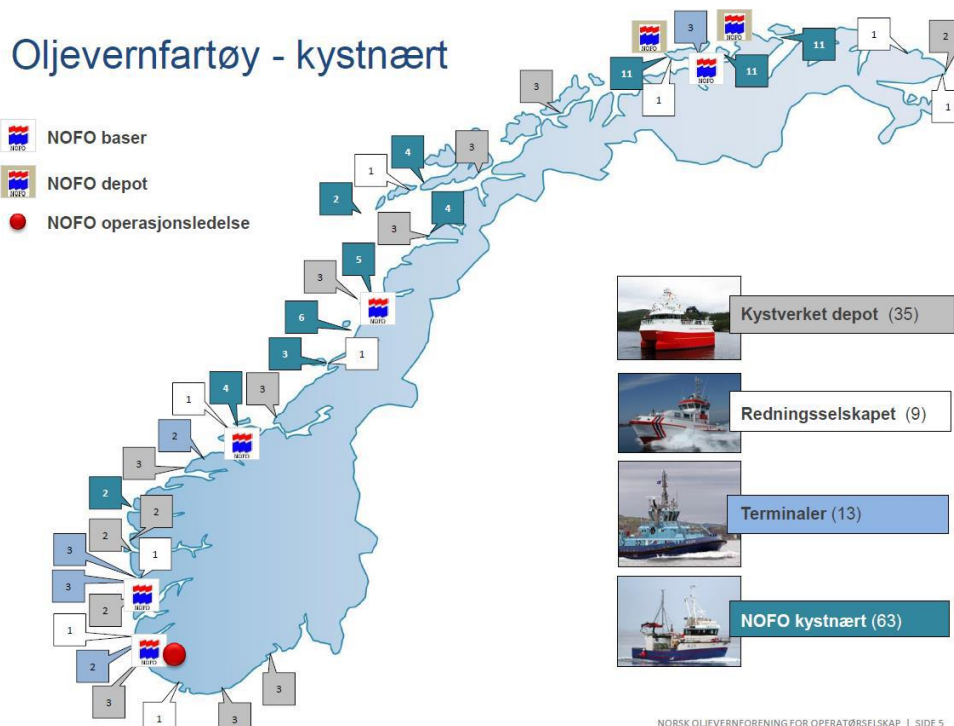
Oljevernressurser	Avstand fra Snorrefeltet (nm)
Tier 1 / Stril Herkules – på lokasjon	19
Ocean Alden – Gjøa	51
Stril Merkur – Troll/Oseberg	58
Stril Power – Balder	130
Esvagt Stavanger – Grane Heimdal	134
Esvagt Bergen – Sleipner	185
Stril Poseidon – Haltenbanken	261
Stril Mariner – Ula Gyda Tamber	266
Skandi Hugen – Ekofisk	307
Havila Troll – Aasta Hansteen	361
Mongstad – NOFO base	95
Stavanger – NOFO base	185
Kristiansund – NOFO base	197
Sandnessjøen – NOFO base	397
Måløy – redningsskøyte	92
Kleppestø – redningsskøyte	137
Haugesund – redningsskøyte	155

**Tabell 4-10 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av beredskapsbehov i barriere 1 og 2**

Gangfart, OR-fartøy	14 knop (17 knop for Statoils egne fartøy)
Mobilisering, klargjøring, lasting og lossing på base – system 1 fra NOFO-base	10 timer Unntatt Sandnessjøen – 20 timer
Mobilisering av system 2 fra NOFO-base	30 timer
Mobilisering av system 3 fra NOFO-base	48 timer
Avgivelsestid for beredskapsfartøyer	Ekofisk/sørfeltene: 6 timer Ula/Gyda/Tamber: 6 timer Sleipner/Volve: 6 timer Balder: 6 timer Oseberg: 6 timer Troll: 6 timer Tampen: 0 timer Haltenbanken: 6 timer Aasta Hansteen (planlagt): 6 timer Goliat: 4 timer Gjøa: 4 timer Avløserfartøy: 6 timer
Responstid for slepefartøy	Slepefartøy fra NOFO-pool: 24 timer
Redningsskøyter	Gangfart 20 knop, avgivelsestid 2 timer Sørvær, Båtsfjord, Vadsø, Ballstad, Rørvik, Kristiansund, Måløy, Kleppestø, Haugesund, Egersund
Tid til å sette lenser på sjøen / klargjøre dispergering ombord	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 oljevernssystemer, det inkluderer oppsamlings- optaks-, kommando- og støttefartøy. 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 fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. 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, NOFOs Innsatsgruppe Strand Akutt (IGSA) og Spesialteam, WWF, Maritim Miljø Beredskap (MMB), Norlense og Kystverket depotstyrker. Kjemisk dispergering vil som regel ha høyest effekt nær kilden, men ved behov vil også NOFO kunne gjennomføre dispergeringsoperasjoner kystnært.



Figur 4-6 Oljevern fartøy kystnært NOFO [4]

### 4.5.3 Tier 3 – OSRL ressurser

Statoil har flere avtaler med OSRL: Service Level Agreement (SLA), Global Dispersant Stockpile (GDS) og Subsea Well Intervention Services (SWIS). SLA går ut på at Statoil kan mobilisere halvparten av OSRLs tilgjengelige utstyr og personell til enhver tid. Dette inkluderer blant annet dispergeringsmidler, flybåren dispergeringspåføringsystemer, modellering av oljedrift, satellittovervåking og rådgivning forbundet med håndtering av oljeskadet 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 og Corexit EC9500A. Dasic Slickgone NS [15] og Finasol OSR 52 [16] tilfredsstiller norske myndigheters krav til toksikologiske tester, dermed er 4000 m<sup>3</sup> dispergeringsmidler tilgjengelig for bruk i norske farvann. SWIS gir tilgang til utstyr for subsea brønnintervensjon, som inkluderer capping og subsea dispergering.

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

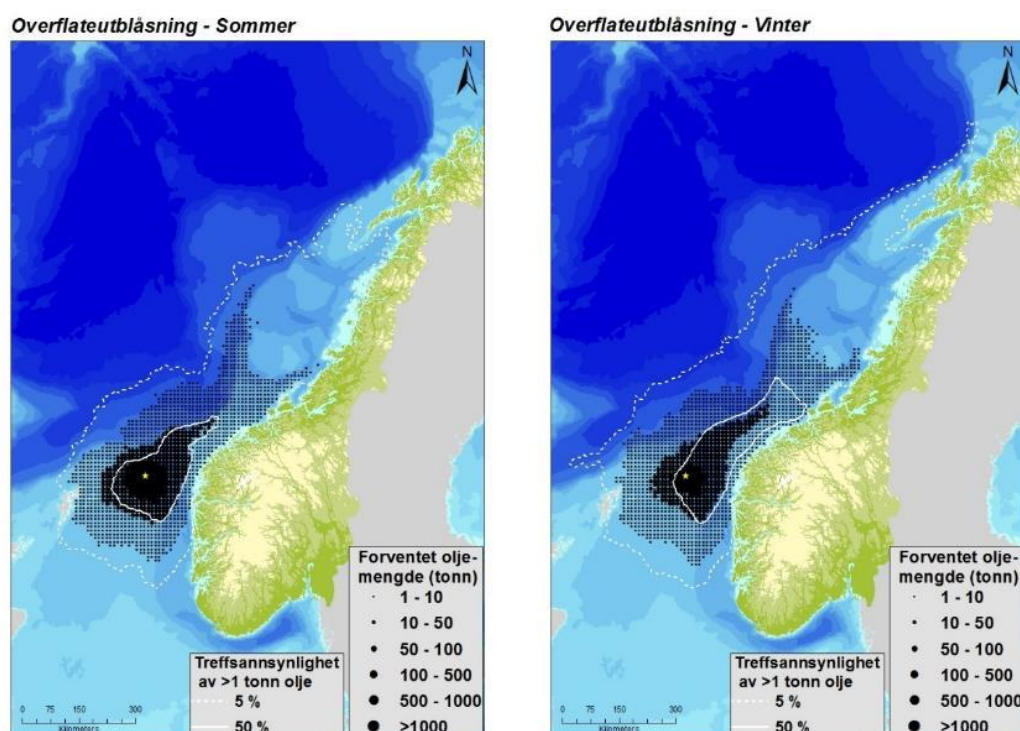


**Figur 4-7 Lokasjon til dispergeringsmidler i GDS og utstyr fra SWIS som er tilgjengelig for Statoil. Capping stack i Norge og Brasil er klargjort for subsea kjemisk dispergering**

## 4.6 Influensområder og stranding

Influensområdet for overflateutslipp fra Snorrefeltet er vist i Figur 4-8. Figurene er hentet fra oppdatert miljørisikoanalyse for feltet fra 2017 [1].





**Figur 4-8 Sesongvise forventede treff av oljemengder ( $\geq 5\%$  treff av  $> 1$  tonn olje) i  $10 \times 10$  km sjøruter gitt en overflateutblåsning fra Snorre-feltet. Forventet treff av olje er basert på alle utblåsningsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men er det området som berøres i  $\geq 5\%$  av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong [1].**

Korteste modellerte drivtid til land brukes til å dimensjonere beredskapen i kyst- og strandsone. Drivtiden til land er tiden olje bruker på å drive fra utslippspunkt til første rute som er definert som land i modellverktøyet. Miljørisikoanalysen utført for Snorrefeltet viser at korteste drivtid til land ved en overflateutblåsning er 8 døgn. 95-persentil av størst strandet mengde ved en utblåsning fra Snorrefeltet er 17989 tonn oljeemulsjon om sommeren og 16299 tonn om vinteren [1]. Merk at selv om mengde strandet emulsjon er lavere om vinteren enn om sommeren vil beredskapsbehovet være større om vinteren enn om sommeren.

Tilførselsraten er et uttrykk for strandingsmengde over tid. Tilførselsraten er basert på største strandingsmengde og over hvor mange dager det antas at denne strandingen vil forekomme. Denne faktoren benyttes til å dimensjonere omfanget av beredskapen, eller identifisere antall beredskapsfartøy, som er nødvendig for å kunne håndtere den mengden oljeemulsjon som driver inn i kyst- og strandsone hver dag. Det antas at all emulsjon vil strande over 10 døgn. Dette gir en tilførselsrate for kyst- og strandsone på 1798 tonn/døgn om sommeren og 1629 tonn om vinteren.

Det er 18 prioriterte områder i influensområdet til Snorrefeltet som har mer enn 5% sannsynlighet for stranding. Største strandingsmengde er 8568 tonn (Frøya om sommeren). Strandingstider til prioriterte områder varierer mellom 12 og 104 dager.



## 4.7 Miljøfølsomme ressurser

### 4.7.1 Sjøfugl

Sjøfugl er blant ressursene som ofte rammes hardest av akutt oljeforurensning i marint miljø. De typiske sjøfuglene tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er bare avhengige av å oppsøke land i hekketiden. Ved akutt oljeforurensning er det svært sannsynlig at sjøfugl i området kommer i kontakt med oljen i deler av året.

Den individuelle oljefølsomheten til en sjøfugl varierer med en lang rekke forhold som blant annet art, fysisk tilstand og flyge-dyktighet samt fuglenes tilstedeværelse, atferd og arealutnyttelse i det berørte området (Anker-Nilssen 1987). Sårbarheten er generelt størst for de artene som ligger på havoverflaten og dykker etter næring.

Tetthet av sjøfuglarter i åpent hav i området nær Snorrefeltet er basert på nyeste tilgjengelig datasett fra SEAPOPOP [27]. Gjennom hele året er det middels til høy tetthet av sjøfugl. Faktisk tilstedeværelse av fugl skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å velge beste bekjempelsesmetode. Tabell 4-11 viser predikert tetthet pr art og sesong for kartruten hvor Snorre 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: Predikert tetthet per art og sesong fra SEAPOPOP for Snorrefeltet.**

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

## 4.7.2 Sjøpattedyr

Sjøpattedyr langs norskekysten som er aktuelle for miljøundersøkelser i forbindelse med akutt oljeforurensning vil i første rekke være kystnære og til dels stedbundne arter og omfatter oter og selartene steinkobbe og havert.

Figur 4-9 og 4-10 viser utbredelsesområdet og området av høy konsentrasjon av både steinkobbe og havert.

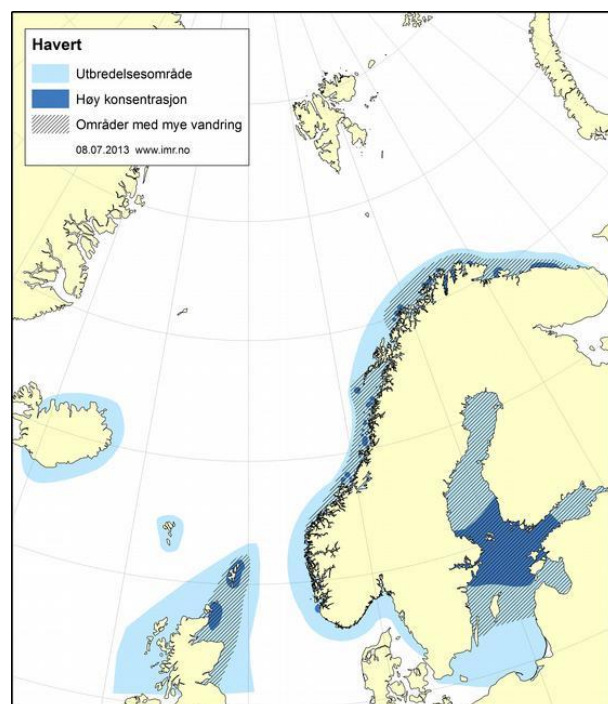
Influensområdet for Snorrefeltet omfatter området av høy konsentrasjon i området langs Møre og Trøndelagskysten. Høy konsentrasjon av steinkobbe og havert er forventet i parringstid og ungekasting og når hårfelling foregår (August-September). Tabell 4-12 viser perioden (månedlig fordeling) der det er forventet høy konsentrasjon i influensområde for de to artene.

**Tabell 4-12: Parringstid og ungekasting (P) og hårfellingstid (H) for steinkobbe og havert i influensområdet av Snorrefeltet [28]**

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

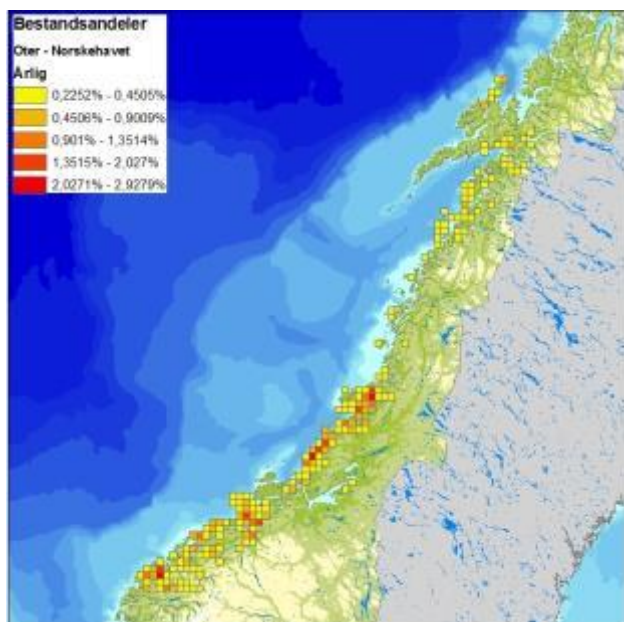


**Figur 4-9: Figuren viser omtrentlig utbredelse av steinkobbe. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (Juni-Juli) og hårfelling foregår (August-September) [28]**



**Figur 4-10: Figuren viser omtrentlig utbredelse av havert. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (September-Desember) og hårfelling foregår (Februar-April) [28]**

Influensområdet fra en utblåsning fra Snorrefeltet omfatter også deler av kysten langs Møre- og Trøndelagskysten med forekomst av oter, som vist i Figur 4-11.



**Figur 4-11 Utbredelse av oter (otterområder) og bestandsandeler i Nordsjøen/Norskehavet**

### 4.7.3 Fisk og gyteområder

Gyteperiode er hentet fra oversikter for 28 arter gjort tilgjengelig fra Havforskningsinstituttet [29]. I perioden desember til juni forekommer det gyting av ulike arter fisk innenfor influensområdet av feltet. I perioden juli til desember forekommer det ikke 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 influensområdet av Snorrefeltet [29]. Kun arter med gyting i området er tatt med i oversikten.**

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Blålange					G	G						
Nordsjøhyse			G	G	G							
Nordsjøtorsk	G	G	G	G								
Nordsjøsei		G	G									
Øyepål	G	G	G	G	G							

## 5 Resultater

Beredskapsbehov og responstider for mekanisk oppsamling av olje for Snorrefeltet er beskrevet for barriere 1 og 2, barriere 3 og 4 og barriere 5 i det følgende kapittel.

## 5.1 Mekanisk oppsamling

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

For Snorrefeltet er behov for antall mekanisk oppsamlingssystemer beregnet for de ulike utslippsscenarioer (Tabell 5-1, Tabell 5-2, og Tabell 5-3). Systembehov er beregnet med hjelp av Statoils beredskapskalkulator og basert på Snorre TLP olje for alle utslippsscenarioer. Beregning av systembehov er utført for definerte sommer- og vinterforhold.

For punktutslipp på 100 Sm<sup>3</sup> med Snorre TLP olje er det beregnet et behov 1 NOFO system i barriere 1, og det vil ikke være behov for systemer i barriere 2. For et punktutslipp på 2000 Sm<sup>3</sup> Snorre TLP olje er det beregnet et behov for 2 NOFO system i barriere 1. For dimensjonerende utslipp, P90 rate fra produksjon på Snorre A inkludert SEP, er det beregnet et behov for 6 NOFO system i barriere 1 og 7 systemer i barriere 2. Det er tatt hensyn til behov for bruk av tungoljeskimmer i barriere 2 på grunn av viskositet over 15000 cP med påfølgende reduksjon i systemeffektivitet. For behov for systemer i barriere 3 og 4, se kapittel 5.1.2.

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

	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 (%)	24	21
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	71	79
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	66	32
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	209	116
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	2200	230
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	nei	nei
<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 2000m<sup>3</sup> – Snorre TLP**

	Vinter 5°C, 10 m/s vind	Sommer 15°C, 5 m/s vind
Utslippsvolum (Sm <sup>3</sup> )	2000	2000
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	24	21
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	1420	1580
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	66	32
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	4176	2324
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	2200	230
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	nei	nei
<b>Behov for NOFO systemer i barriere 1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-3 Beregnet systembehov ved langvarig utblåsning 5800 m<sup>3</sup>/døgn, Snorre TLP**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 15 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	5800	5800
Tetthet (Kg/Sm <sup>3</sup> )	834	834
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	24	21
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	4118	4582
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	66	32
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	12112	6738
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	2200	230*
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1</b>	<b>6</b>	<b>3</b>
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	8406	1877
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	2858	1276
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	32	30
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	15	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	2343	1149
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	80	76
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	11717	4786
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	15000	5500
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	Ja	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2</b>	<b>7</b>	<b>2</b>
<b>Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2</b>	<b>13</b>	<b>5</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-4 Beregnet systembehov ved langvarig utblåsning 7800 m<sup>3</sup>/døgn, Snorre B**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 15 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	7700	7700
Tetthet (Kg/Sm <sup>3</sup> )	826	826
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	22	19
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	4	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	5698	6237
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	45	17
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	10360	7514
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1100	300*
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1</b>	<b>5</b>	<b>4</b>
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	7190	2093
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	3954	1737
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	32	31
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	19	2
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	2966	1494
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	79	62
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	14123	3932
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	7000	2100
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2</b>	<b>6</b>	<b>2</b>
<b>Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2</b>	<b>11</b>	<b>6</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes



**Tabell 5-5 Beregnet systembehov ved langvarig utblåsning 10200 m<sup>3</sup>/døgn, Vigdis**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 15 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	10200	10200
Tetthet (Kg/Sm <sup>3</sup> )	841	841
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	19	17
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	7752	8415
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	27	20
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	10619	10519
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1100	400*
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	<b>nei</b>	<b>nei</b>
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	7370	2930
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	5380	2344
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	26	26
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	20	2
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	4196	2098
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	60	49
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	10491	4114
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	3700	1300
Økt systembehov grunnet høy viskositet?	nei	nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2</b>	<b>5</b>	<b>2</b>
<b>Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2</b>	<b>10</b>	<b>7</b>

\* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

Det settes krav til 13 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 60 timer. Dimensjonering av oljevernberedskapsressurser settes etter sesongen med høyest behov. Tabell 5-6 viser et forslag til systemene som kan inngå i responsen. Den totale responstiden er satt ut en del høyere enn best oppnåelige tid. Dette er gjort for å gjøre det enklere å planlegge logistikken med fartøybestilling, samt å gjøre beredskapsløsningen mer robust i forhold til midlertidige eller permanente endringer i ressursplassering.

**Tabell 5-6 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for Snorrefeltet (fartøy kan endres men responstid for første og siste system, samt fartøykapasiteter forblir den samme)**

System nr	Fartøy	Responstid*	Slepefartøy	Responstid*	Total responstid (t)*
1	Områdeberedskapsfartøy Tampen	2	På lokasjon / Måløy	2	5
2	Beredskapsfartøy Gjøa	9	Kleppestø	10	10
3	Områdeberedskapsfartøy Troll Oseberg	10	Haugesund	11	11
4	NOFO Base Mongstad 1. system	18	NOFO slepebåt	24	24
5	Områdeberedskapsfartøy Utsira Nord	15	NOFO slepebåt	24	24
6	Områdeberedskapsfartøy Utsira Sør	18	NOFO slepebåt	24	24
7	NOFO Base Stavanger 1. system	24	NOFO slepebåt	24	36
8	Avløserfartøy Sør Haltenbanken	22	NOFO slepebåt	24	36
9	Områdeberedskapsfartøy Haltenbanken	22	NOFO slepebåt	24	36
10	NOFO base Kristiansund 1. system	25	NOFO slepebåt	24	48
11	Områdeberedskapsfartøy Ula/Gyda/Tamber	26	NOFO slepebåt	24	48
12	Beredskapsfartøy Aasta Hansteen	28	NOFO slepebåt	24	60
13	NOFO Base Mongstad 2. system	38	NOFO slepebåt	24	60

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

Ytterligere systemer 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

Det forekommer stranding i oljedriftsmodelleringen i 8 prioriterte områder innen 20 døgn om vinteren. Disse er:

- Atløy/Værlandet
- Frøya og Froan
- Runde
- Sandøy
- Smøla
- Sverslingsosen-Skorpa
- Vikna vest
- Ytre Sula

Dette gir krav om kapasitet tilsvarende 8 kystsystem i barriere 3 og 8 fjordsystem i barriere 4.

Hvis man legger til grunn 95-persentilen av total strandet mengde inn til kysten (se Tabell 5-7) kreves det kapasitet tilsvarende 7 kystsystemer og 9 fjordsystemer. Det er valgt å bruke antall prioriterte områder som utslagsgivende for beredskapsbehovet i barriere 3 og 4.

For oversikt over strandede mengder inn til prioriterte mengder vises det til Tabell 5-8 i kap 5.1.3.

**Tabell 5-7 95-persentil total strandede mengder og drivtid til kysten**

Strandet emulsjon (tonn – 95-persentil)		Drivtid til land (døgn – 95-persentil)	
Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
17989	16299	12	8

### 5.1.3 Beregning av beredskapsbehov i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding. Når korteste drivtid til prioriterte områder er kortere enn 20 døgn beregnes det et spesifikt beredskapsbehov for barriere 5, basert enten på hvor mye emulsjon som når hvert enkelt prioritert område eller total mengde emulsjon som når kysten.

For Snorrefeltet er det 95-persentilen av total mengde emulsjon som når prioriterte områder som er dimensjonerende, vist i Tabell 5-8. For barriere 5 stilles det krav til 46 strandrenselag med mobiliseringstid 12 dager som er korteste drivtid til kysten.

For strandingsstatistikk til hvert enkelt prioritert område med tilhørende antall strandrenselag vises det til Tabell 5-8.

**Tabell 5-8 Strandingsmengder og drivtid til prioriterte områder – kun områder med drivtid kortere enn 20 døgn er vist**

Eksempelområde	Strandet emulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)		Antall Strandrenselag	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Atløy/Værlandet	662	618	18	12	1	2
Frøya og Froan	8568	7924	15	12	1	25
Runde	719	536	17	12	1	2
Sandøy	331	357	19	15	1	2
Smøla	3046	2698	14	12	1	9
Sverslingsosen-Skorpa	238	223	24	13		1
Vikna vest	886	666	27	18		3
Ytre Sula	679	595	18	13	1	2
			<b>Sum</b>		<b>6</b>	<b>46</b>

Forskjell i kapasitetsbehov mellom sommer og vinter skyldes flere faktorer. Ved beregning av antall strandrenselag tar man hensyn til effekten av forutgående barrierer. Effektiviteten av forutgående barrierer er beregnet til 71,7% om vinteren, og hele 98,7 % om sommeren. Effektiviteten om vinteren er også redusert med 50 % om vinteren grunnet kulde og mørke.

### 5.1.3.1 Shoreline Clean-Up Assessment Technique (SCAT)

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 [30]. 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

Snorre TLP kan ha potensiale for dispergering under visse forhold. Tidsvinduet for dispergering er lenger om sommeren enn om vinteren (ref. kap 4.1.2). Ved et utslipp skal alltid dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes in situ (i felt) for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

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 SIMA prinsippet. Kjemisk dispergering vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl og/eller for å forhindre landpåslag.

Tabell 5-9 viser noen aktuelle beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler om bord og deres responstid til Snorrefeltet. Dispergeringsmiddelet om bord på NOFO fartøy og på NOFO baser er Dasic Slickgone NS. Statoil har også tilgang til OSRLs 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 Dasic Slickgone NS og Finasol OSR 52 som er godkjent til bruk i forhold til norsk regelverk.

**Tabell 5-9 Oljevernressurser med dispergeringskapasitet. Responstid inkluderer 1 times klargjøringstid**

System nr	Oljevernressurs	Lokasjon	Responstid
1	Stril Herkules	Tampen	5
2	Ocean Alden	Gjøa	9
3	Stril Merkur	Troll Oseberg	10
4	Esvagt Stavanger	Sleipner/Utsira Nord	15
5	Ocean Response	Avløserfartøy Sør (Haltenbanken)	22
6	Stril Poseidon	Haltenbanken	22
7	Stril Mariner	Ula/Gyda/Tamber	26
8	Havila Troll	Aasta Hansteen	28

### 5.2.2 Overflatedispergering fra fly

Det er forventet at fly brukt til dispergering på Snorrefeltet vil bli basert på Flesland Lufthavn ved Bergen. Mobiliseringstid for OSRLs fly er 4 timer. Gangtid fra Doncaster Sheffield Airport (UK) hvor fly er basert til Flesland er i overkant av 1 time. Hvis flyet dispergerer på vei fra UK til Norge kan første dispergeringsoperasjon skje innen 5 timer. Påfølgende dispergeringsoperasjoner vil kunne vare i 4,5 timer pr operasjon. Detaljer om dispergeringsoperasjon finnes i Tabell 5-10 (Basert på informasjon på OSRLs nettsider).

Avstand Snorre – Flesland 125 nm

**Tabell 5-10: Varighet pr dispergeringsoperasjon fra fly – flytider er konservative og inkluderer mer enn kun gangtid**

Operasjon	Tid
Flytid fra Flesland til Snorrefeltet (ca 125 nm)	1 time
Dispergering på feltet (avhengig av størrelse av oljeflak)	1 time
Flytid fra Snorrefeltet til Flesland	1 time
Refuel og reload av dispergeringsmiddel	1,5 time
<b>Total</b>	<b>4,5 timer</b>

Dispergeringsoperasjoner er avhengig av operasjonslys og dermed er antall mulig operasjoner per dag større om sommeren sammenlignet med vintersesong. Avhengig av operasjonslys, kan flyet gjennomføre maks 2 til 3 operasjoner per døgn. Antall mulige dispergeringsoperasjoner per dag fra fly er oppsummert i Tabell 5-11 for Snorrefeltet.

**Tabell 5-11: Antall mulige dispergeringsoperasjoner per dag ved Snorre basert på operasjonslys**

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Antall dispergeringsoperasjoner per dag	1	2	2	3	3	3	3	3	2	2	1	1

Isingsforhold kan være en begrensende faktor for dispergeringsoperasjoner. OSRLs fly med dispergeringsystem 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. Dispergeringsflyet må ha 5 km sikt og mulighet for å se havoverflaten for kunne å gjennomføre en dispergeringsoperasjon.

En dispergeringsoperasjon fra fly kan påføre 15 m<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 m<sup>3</sup>. Logistikk ved anskaffelse av dispergeringsmiddel må være på plass for å sikre en kontinuerlig dispergeringsoperasjon (kap 5.2.4).

### 5.2.3 Subsea dispergering

Det antas at vanddyppet og andre operasjonelle forhold ved Snorrefeltet gjør bruk av capping (kapsling av brønnen) og subsea dispergering egnet som beredskapsmetode.

OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Raskeste transportvei vil være med veitransport dersom kjøreforholdene tillater det. Utstyret er pakket klart til frakt. Transporten krever 9 lastebiler. Alternativt kan det mobiliseres direkte på fartøy fra Stavanger base og gå direkte til feltet.

Capping respons skal være behandlet i egen plan om kildehandtering som skal utarbeides spesifikt for feltet [31]. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning.

Standard dosering av dispergeringsmiddel ved subseadispergering er satt til 1:100. Ved en utblåsning på 5800 m<sup>3</sup>/d vil det derfor være behov for 58 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel pr dag. Mengde dispergeringsmiddel som er tilgjengelig via OSRL og tilfredsstillende krav til bruk i norske farvann er 4000 m<sup>3</sup>. Ved en hendelse som krever bruk av dispergeringsmidler vil OSRL starte arbeidet med å erstatte brukt dispergeringsmiddel. Det er estimert at det tar ca 30 dager å starte produksjon av dispergeringsmiddel. Med et daglig forbruk på 58 m<sup>3</sup> vil det være brukt 1740 m<sup>3</sup> dispergeringsmidler i løpet av de første 30 dagene av dispergeringsoperasjonen.

Antall døgn med behov for SSDI varierer mellom 7 og 80. Forutsetninger basert på tidligere arbeid for brønner i Barentshavet inkluderer at subsea dispergering kan starte ved utblåsningsdøgn 11, med en total varighet på utblåsning på 18 døgn ved vellykket installasjon av capping stack. Alternativt vil utblåsningen kunne stanses etter 91 døgn grunnet vellykket boring av avlastningsbrønn [32].

Akkumulert behov for dispergeringsmidler til bruk i subseadispergering varierer derfor mellom 406 og 4640 m<sup>3</sup>.

Utblåsningsrate er antatt å avta naturlig over tid grunnet endret trykk i reservoaret, og dermed kan det forventes å være behov for mindre mengder dispergeringsmiddel per døgn over tid. Et forbruk på 4600 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel kan derfor sees på som et konservativt anslag.



## **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 subseadispergering. Dispergeringsmidler fra OSRL kan transporteres med fly, båt eller veitransport. Dispergeringsmidler som er planlagt brukt til flydispergering bør lagres direkte på aktuell flyplass. Dispergeringsmidler tiltenkt overflatedispergering fra fartøy eller subseadispergering transporteres til operasjonsbase eller transporteres 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 m<sup>3</sup>/d dispergeringsmiddel innen 30 døgn, og ytterlige dispergeringsmidler vil dermed kunne være tilgjengelig ved en langvarig hendelse [33].

Kjemisk dispergering, enten på overflaten (fra fartøy og/eller fly) eller sjøbunn krever tillatelse fra myndighetene [34]. Snorrefeltets tillatelse til drift inneholder ikke forhåndstillatelse for bruk av dispergeringsmidler og man må søke tillatelse ved en faktisk hendelse før bruk av dispergering. Miljødirektoratet vil kunne vurdere en søknad og kunne gi en forhåndstillatelse gjennom utslippstillatelsen for feltet på generelt grunnlag. Kystverket gir tillatelse til overflatedispergering dersom en hendelse har skjedd. Søknad om bruk av subseadispergering ved en hendelse skal sendes til Miljødirektoratet.

## **5.3 Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner**

### **5.3.1 Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser**

Utslippsdeteksjon utarbeides i en egen fjernmålingsplan for Snorrefeltet med satellitter [35]. Fjernmålingsplanen gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. Planen gir en oversikt over ulike deteksjonssystemer på Snorre med satellittfelter, inkludert operasjonelle og tekniske begrensninger og funksjonalitet til disse. Deteksjonssystemer på Snorre med satellittfelter kan inkludere: satellittovervåking, visuelle observasjoner fra FPSO, observasjon fra helikopter og båter (visuell, lukt, IR-kamera, radar og UV skanner ut fra hva som er tilgjengelig), akustiske lekkasjedeteksjonssensorer, Kapasitive HC sensorer, prosessovervåkning (trykk og strøm) etc.

NOFOs områdeberedskapsfartøy i Tampenområdet har utstyr for å kartlegge og overvåke et utslipp under en hendelse. Slikt utstyr inkluderer oljedetekterende radar (OSD radar) og IR kamera, og det er etablert rutiner for å kartlegge oljeutbredelse under en eventuell aksjon. I tillegg er det mulighet for nedlastning av bilder tatt fra fly eller helikopter 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** Daglig satellittdekning gjennom NOFOs avtale med KSAT

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

### **5.3.2 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 Statoil og NOFO.

## **5.4 Håndtering av oljeskadet vilt**

Miljødirektoratet, Fiskeridirektoratet, Mattilsynet, og Kystverket har et formalisert samarbeid for å bestemme hvilke tiltak som bør gjennomføres ved en konkret hendelse med oljeskadet vilt (blant annet gjennom Kystverkets rådgivende gruppe) [36]. Tiltak i forbindelse med oljeskadet vilt omfatter hovedsakelig sjøfugl og marine pattedyr. I utgangspunktet er det tre alternative tiltak for levende oljeskadet vilt; rehabilitering, avlivning og å ikke gjøre noe. Ved en hendelse med potensiale for oljeskadet vilt, vil Kystverket adressere konkrete saker til den rådgivende gruppen. 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. Avlivning av individ som lar seg fange inn, eller å ikke gjøre noe vil kunne være det mest forsvarlige alternativet etter Dyrevelferdsloven §3. Avlivning 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 [37].

## 5.5 Miljøundersøkelser

Statoils 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 akuttfasen 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 [38], Akvaplan Niva [39] og Norsk Institutt for Naturforskning (NINA) [40] 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 Statoil. Leverandør kan bistå i utvalg av områder som skal undersøkes.

### 5.5.1 Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA

Avtalen med NINA består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Identifisere viktige sjøfugl- og sjøpattedyrlokaliteter 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:
  - Mht skjerming av viktige områder for sjøfugl og sjøpattedyr
  - Mht 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.

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

Avtalen med 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
- Beviskring/identifikasjonsanalyser
- Rådgiving knyttet til valg og bruk av ulike bekjempingsmetoder/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 felt-lag bestående av 2 personer (beredskapsleder og medarbeider) er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer for å gjennomføre miljøundersøkelse/rådgivning. SINTEF har lagret relevante analyse- og prøvetakingsutstyr i Trondheim. NOFO er ansvarlig under mobilisering for å skaffe til veie egnede fartøyer for SINTEF for å kunne gjennomføre avtalte aktiviteter.

---

### **5.5.3 Undersøkelse i strandsoner – Akvaplan Niva**

Avtalen med 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 mht:
  - 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 felt-lag 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 bløtbunns-prøvetaking i Tromsø, og vil bli benyttet i hele landet.

## 6 Konklusjon

Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippsscenario beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 13 NOFO-systemer i barriere 1 og 2 med responstid 5 timer for første system og fullt utbygd barriere innen 60 timer. For barriere 3 og 4 settes det krav til kapasitet tilsvarende 8 kystsystem og 8 fjordsystem innen 8 døgn. For barriere 5 settes det krav til 46 strandrenselag med initiell respons innen 12 døgn.

Dimensjonerende hendelse vil kunne håndteres også med kjemisk dispergering offshore i kombinasjon med mekanisk oppsamling. Operasjoner fra fartøy, fly og eventuelt subsea dispergering er operasjonelt mulig og tilgjengelig gjennom Statoil sine avtaler (både NOFO og OSRL).

Denne beredskapsanalysen bør oppdateres dersom forutsetningene for beredskapseffektivitet endres.

**Tabell 6-1 Oppsummering av krav til oljevernberedskap for Snorrefeltet**

<b>Barriere 1-2 Bekjempelse nær kilden og på åpent hav – Tier 2</b>	
Systemer og responstid	6 NOFO system i barriere 1 7 NOFO system i barriere 2 med tilgang til tungoljeskimmere Fullt utbygd barriere innen 60 timer Tilgang til ressurser for påføring av kjemisk dispergering
<b>Barriere 3 – 4 Bekjempelse i kyst- og strandsone – Tier 2</b>	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 8 Kystsystem i barriere 3 og 8 fjordsystem i barriere 4 innen 8 døgn
<b>Barriere 5 – strandrensing – Tier 2</b>	
Systemer og responstid	46 strandrenselag – initiell responstid innen 12 døgn
<b>Miljøundersøkelser</b>	
Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer	

## 7 Referanser

- [1] DNV-GL (2017) rapport 2017-0677 – Miljørisikoanalyse (MRA) for Snorre-feltet I Nordsjøen inkludert Snorre Expansion Project (SEP)
- [2] Statoil (2016) Statoil 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] Statoil (2017) – Utblåsningsrater for risikoanalyser, Snorre A, Hans Christian Karlsen 19.09.2017
- [10] Statoil (2017) – Snorre Blowout scenario analysis (Appendiks A i MRA [1])
- [11] Statoil (2017) – Utblåsningsrater for risikoanalyser, Snorre B, Hans Christian Karlsen, 19.09.2017
- [12] Statoil (2017) – Utblåsningsrater for risikoanalyser, Vigdis, Hans Christian Karlsen, 19.09.2017
- [13] Statoil (2014) – Statoil Rådgivende dokument. GL 0339. Retningslinje for analyser av beredskap mot akutt oljeforurensning fra offshoreaktiviteter på norsk sokkel.
- [14] Norsk Olje og Gass (OLF) (2014) – Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.
- [15] Todnem AS (2012) Sikkerhetsdatablad Dasic Slickgone NS
- [16] Total (2016) Sikkerhetsdatablad Finasol OSR 52, SDS #30034
- [17] Nalco Environmental Solutions LLC (2012) Safety Data Sheet Corexit® EC9500A
- [18] IPIECA IOGP (2015) Dispersants: surface application Good practice guidelines for incident management and emergency personnel
- [19] NOFO (2017) Olje På Vann 2016 rapport 13.- 16. juni 2016
- [20] Statoil (pågående) Avfallshåndteringsplan - oljevernaksjon
- [21] SINTEF (2004) rapport STF66 F04041. Snorre TLP, Snorre B og Vigdis oljene Forvitringsegenskaper relatert til beredskapstiltak
- [22] Statoil (2017) Forvitningsstudie Snorre A rapport 120-0011
- [23] Statoil (2017) – e-postmemo «Analyseresultat Forvitningsstudie Snorre A» fra Anne-Laure Szymanski datert 29.08.2017 med svar datert 30.08.2017
- [24] SINTEF (2015) Subsurface oil releases – experimental study of droplet size distributions Phase-II (Report A26866)
- [25] SINTEF (2016) Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)
- [26] SINTEF (2016) Implementing new features in OSCAR; Oil temperature and viscosity during droplet formation and area specific biodegradation (Report A27807)
- [27] SEAPOP (2015) <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/>
- [28] 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)
- [29] IMR (2017) [www.imr.no/temasider/fisk/nb-no](http://www.imr.no/temasider/fisk/nb-no)
- [30] IPIECA (2016) A Guide to oiled shoreline assessment (SCAT) Surveys
- [31] Statoil (2016) Technical Requirement TR3506 Well Incident and Blowout preparedness
- [32] Statoil (2014) Barents Sea Capping Response Plan Safety Case: 7324/2-1 Apollo D&W-C&C-BTR2014 (internal)
- [33] IPIECA IOGP (2013) Dispersant logistics and supply planning
- [34] Lovdata (2004) Forskrift om begrensning av forurensning (forurensningsforskriften)
- [35] Statoil (pågående) Feltspesifikk fjernmålingsplan for Snorrefeltet
- [36] Kystverket (2015) Nasjonal plan Beredskap mot akutt forurensning eller fare for akutt forurensning i Norge (ISBN 978-82-90177-18-3)
- [37] Klima og forurensningsdirektoratet (2012) Retningslinje miljøundersøkelser, Miljøundersøkelser i marint miljø etter akutt forurensning (TA2955)
- [38] 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
- [39] 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
- [40] NOFO, Norsk Institutt for naturforskning (2014) Avtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og NINA – Norsk institutt for naturforskning, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp