

# **Beredskapsanalyse for oljevern Johan Castberg**

Title:  <b>Beredskapsanalyse for oljevern Johan Castberg</b>		
Document no. :	Contract no.:	Project:

Classification: <b>Open</b>	Distribution: <b>Open</b>
Expiry date:	Status <b>Final</b>

Distribution date: <b>24-04-2017</b>	Rev. no.: <b>0</b>	Copy no.: <b>1</b>
---	-----------------------	-----------------------

Author(s)/Source(s): <b>Louise-Marie Holst</b>	
Subjects: Oljevern, beredskap, akutt forurensning	
Remarks:	
Valid from: 24-04-2017	Updated:
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Techn. responsible (Organisation unit / Name):  <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Louise-Marie Holst</b>	Date/Signature:
Recommended by (Organisation unit/ Name):  <b>TPD R&amp;T FT SST Anne-Lise Heggø</b>	Date/Signature:
Approved by (Organisation unit/ Name):  <b>TPD R&amp;T FT SST ERO Hanne Greiff Johnsen</b>	Date/Signature:

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Sammendrag</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>7</b>
2.1	Bakgrunn.....	7
2.2	Aktivitetsbeskrivelse.....	10
2.3	Utslippsscenarioer .....	11
<b>3</b>	<b>Metode</b> .....	<b>12</b>
3.1	Ytelseskrav .....	12
3.2	Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer .....	13
3.3	Dimensjonering av barriere 1 og 2 – nær kilden og på åpent hav .....	14
3.4	Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone .....	14
3.5	Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing.....	15
3.6	Kjemisk dispergering.....	15
3.7	In situ brenning .....	16
3.8	Avfallshåndtering .....	16
<b>4</b>	<b>Grunnlag</b> .....	<b>17</b>
4.1	Oljetyper ved Johan Castberg .....	17
4.1.1	Oljenes egenskaper ved mekanisk oppsamling.....	18
4.1.2	Oljenes egenskaper ved kjemisk dispergering på overflaten.....	18
4.1.3	Oljenes egenskaper ved subsea dispergering.....	19
4.1.4	Oljens egenskaper ved in-situ brenning.....	19
4.2	Operasjonslys ved feltet Johan Castberg .....	19
4.3	Sikt og isingsforhold.....	20
4.4	Bølgeforhold nær lokasjon til Johan Castberg .....	21
4.5	Bølger i kystsonen (generisk for Norges kystlinje).....	22
4.6	Oljevernressurser- utstyrs plassering og forutsetninger .....	23
4.7	Influensområder og stranding .....	27
4.8	Miljøfølsomme ressurser .....	29
<b>5</b>	<b>Resultater</b> .....	<b>30</b>
5.1	Anbefalinger for beredskap på feltet.....	30
5.2	Mekanisk oppsamling .....	32
5.3	Offshore dispergering .....	35
5.4	Utslippsdeteksjon og overvåking, modellering og visualisering av utslippet under oljevernaksjoner .....	38
5.5	Håndtering av oljeskadet vilt.....	38
5.6	Miljøundersøkelser.....	39
<b>6</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>40</b>
<b>7</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>41</b>

---

## Liste over Figurer

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].....	9
Figur 2-2 Lokasjon til Johan Castberg. Korteste avstand til land er 205 km og avstand til Snøhvit er 100 km. ....	10
Figur 2-3 Skisse av valgte utbyggingsløsning for Johan Castberg, med havbunnsutbygging, flytende produksjonsenhet og lagerskip og helårlig boring i perioden 2019-2024.....	11
Figur 4-1 Regioner brukt i beregning av operasjonslys .....	20
Figur 4-2 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold for åpent hav .....	21
Figur 4-3 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut som representative for norskekysten.....	22
Figur 4-4 NOFOs utstyrsoversikt per april 2017 .....	24
Figur 4-5 Oljevern fartøy kystnært NOFO [4].....	25
Figur 4-6 Lokasjon til dispergeringsmidler i GDS og Capping Stack System og som er tilgjengelig for Statoil. *symboliserer at capping stack har utstyr for subsea kjemisk dispergering. I tillegg er 300 m <sup>3</sup> dispergeringsmiddel fra SLA lokalisert i England.....	27
Figur 4-7 Treffsannsynlighet av mer enn 1 tonn olje på overflaten i en 10x10 km rute beregnet fra alle simuleringene av en sjøbunnsutblåsning under boringen av produksjonsbrønner på Johan Castbergfeltet [1]. Influensområdet for utblåsning fra overflaten er noe mindre. ....	28

## Liste over Tabeller

Tabell 2-1 Basisinformasjon for Johan Castberg .....	10
Tabell 2-2 Utslippsscenarioer for Johan Castberg .....	11
Tabell 4-1 Forvitringsegenskaper til oljene på feltet ved 2 og 12 timer, vinter (5 °C, 10 m/s vind) og sommer (10 °C, 5 m/s vind) .....	17
Tabell 4-2 Potensiale for mekanisk oppsamling basert på viskositet av oljene på Johan Castberg. Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 10°C og 5 m/s vind. ....	18
Tabell 4-3 Dispergeringspotensial for emulsjon av oljene på Johan Castberg. Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 10°C og 5 m/s vind. ....	18
Tabell 4-4 Andel operasjonslys i region 5, hvor Johan Castberg er lokalisert .....	20
Tabell 4-5 Månedlig sannsynlighet for at horisontal sikt ikke oppnås (%) basert på sikt på Bjørnøya i perioden 2001 – 2013. ....	20
Tabell 4-6 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforshold ved lokasjon 7317/9-1 Johan Castberg (Stasjon 25) ..	21
Tabell 4-7 Andel av tiden hvor bølgeforsholdene tillater operasjon, gitt bølgeforshold ved lokasjon 7317/9-1 Johan Castberg (Stasjon 25) .....	22
Tabell 4-8 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforshold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem) .....	22
Tabell 4-9 Andel av tiden hvor bølgeforsholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystem, gitt bølgeforshold ved stasjon 4 og 3. ....	22
Tabell 4-10 Avstander i nautiske mil fra oljevernressurser til Johan Castberg .....	24
Tabell 4-11 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av barriere 1 og 2 [4] .....	24
Tabell 4-12: Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til land gitt en utblåsning fra boring på Johan Castberg (95-persentiler). ....	29
Tabell 4-13 Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til prioriterte områder gitt en utblåsning fra boring, produksjon, komplettering og kabeloperasjoner på Johan Castberg (95-persentiler). ....	29
Tabell 4-14 Hovedresultater på miljøsårbare ressurser fra miljørisikoanalysen [1] .....	29
Tabell 5-1 Beregnet behov for mengde dispergeringsmiddel for å ivareta Statoils minimumskrav .....	31
Tabell 5-2 Beregnet systembehov i barriere 1 ved punktutslipp på 100 m <sup>3</sup> Skrugardolje .....	32
Tabell 5-3 Beregnet systembehov i barriere 1 ved et punktutslipp på 16600 Sm <sup>3</sup> Skrugardolje over 2 døgn .....	33
Tabell 5-4 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse utblåsning 8100 Sm <sup>3</sup> /d Skrugardolje .....	33
Tabell 5-5 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse for Johan Castberg (Skrugard) i barriere 3 og 4 – langvarig utblåsning 8100 Sm <sup>3</sup> /d .....	34
Tabell 5-6 Antall mulige dispergeringsoperasjoner per dag ved Johan Castberg basert på operasjonslys .....	36
Tabell 5-7 Beregning av akkumulert behov for dispergeringsmiddel ved subsea dispergering dersom utblåsningsraten er konstant 8100 Sm <sup>3</sup> /d .....	37
Tabell 6-1 Beregnet beredskapsbehov i hver barriere for dimensjonerende utslippsscenario på Johan Castberg .....	41

---

## Definisjoner og forkortelser

- DFU: Definert fare- og ulykkessituasjon.
- Capping: Ukontrollerte utblåsninger fra petroleumsbrønner stanses oftest ved at avstengningsanordninger settes på brønnhodet og stenges
- FPSO Floating Production Storage and Off-take Unit
- Grunnberedskap: 1 Kystsystem (type A eller B) og 1 Fjordsystem (type A eller B).
- IGSA. Innsatsgruppe Strand Akutt
- IKV: Indre Kystvakt
- IUA: Interkommunal Utvalg for akutt forurensning
- IPIECA: International Petroleum Industry Environmental Conservation Association
- Influensområde: Område som med mer enn 5 % sannsynlighet vil bli berørt av et oljeutslipp (>1 tonn olje i en 10 x10 km rute), 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.
- NINA: Norsk Institutt for Naturforskning
- 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.
- OSRL: Oil Spill Response Limited
- OR-Fartøy: Oil Recovery fartøy
- 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 kystsoner, 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
- SCAT: Shoreline Clean Up Assessment Technique
- SWIS: Subsea Well Intervention Services
- WWF: World Wildlife Fund

## 1 Sammendrag

Statoils krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for boring og produksjon av Johan Castberg er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse, basert på myndighetskrav og Statoil interne krav, samt retningslinjer og metodikk satt av bransjen.

Dimensjonerende utslippsscenario er en utblåsning på feltet. Det er beregnet et beredskapsbehov som trengs for å håndtere denne hendelsen, og vurdert at Statoil sine avtaler på tier 2 og 3 nivå er tilstrekkelig for å kunne håndtere en slik hendelse over lengre tid.

Det gis anbefalinger for utstyr for oljevernberedskap som bør være tilgjengelig på feltet for å kunne tilfredsstillere Statoils minimumskrav for oljevernberedskap på tier 1 nivå. Dette inkluderer utstyr for mekanisk oppsamling (2 alternativer), kjemisk dispergering og fjernmåling. Det er videre opp til Johan Castberg å sørge for anskaffelse av oljevernberedskapsutstyret.

For mekanisk oppsamling av dimensjonerende utslippsscenario, som er en utblåsning under produksjonsboring på feltet, er det analysert et behov for 15 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, og 4 kyst- og 4 fjordsystemer i barriere 3 og 4. Utstyr som er tilgjengelig via Statoils avtaler på tier 2 nivå dekker dette behovet.

Oljevernberedskapen med tilstrekkelig utstyr og personell vil kunne bygges opp på en sømløs måte og være mobilisert og operative i god tid før potensiell stranding av emulsjon, slik krav om responstid er satt.

Kjemisk dispergering vil kunne være en aktuell bekjempelsesmetode i tillegg til mekanisk oppsamling, og det er tilstrekkelig ressurser via Statoils avtaler på tier 2 og 3 nivå til bruk av kjemisk dispergering ved en større hendelse på Johan Castberg feltet.

Beredskapsplanlegging er en kontinuerlig prosess og det vil være behov for å vurdere oppdatering av foreliggende analyse ved vesentlige endringer på feltet (eller endringer i forutsetninger) eller minimum innen 5 år. En oppdatering bør vurderes før oppstart av aktiviteter på feltet blant annet grunnet nært forestående endringer i planforutsetninger, arbeid som er initiert av bransjen. I tillegg må prosjektet sikre at den anbefalte feltberedskapsløsningen på feltet, eller tilsvarende kapasitet, er operativ innen oppstart.

## 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 Johan Castberg feltet. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av miljørisiko og beredskapsbehov som grunnlag for beredskapsetablering i forbindelse med 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 vesentlige 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. Hovedstrategien for aksjoner er bekjempelse nær kilden. En vil tilstrebe å benytte den bekjempelsesmetoden, mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering, som resulterer i minst miljøskade.

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 vurderinger om behov for å bygge opp eller trappe ned beredskapen etter hvordan aksjonen utvikler seg. Beredskapsfunksjoner 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 (internasjonal)ressurser for utslipp som krever vesentlig tilleggsberedskap grunnet størrelsen, kompleksiteten og potensiell konsekvens av hendelsen.

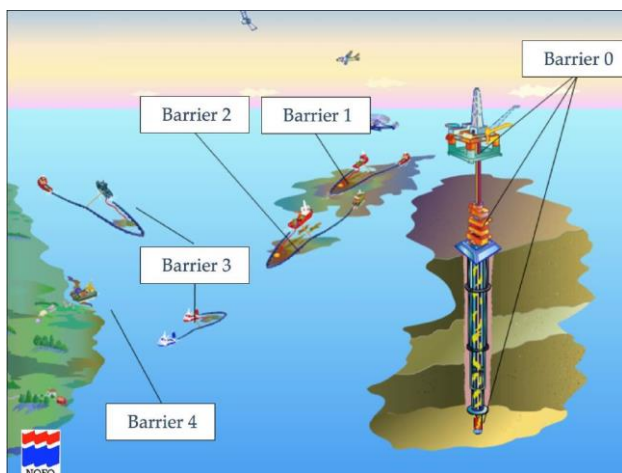
I følgende beredskapsanalyse vil det gis en systematisk gjennomgang av ulike beredskapsfunksjoner som er sentrale for gjennomføring av en oljevernaksjon på feltet. Beredskapsfunksjonene som skal inngå i beredskapsanalysen er beskrevet i Statoils styrende dokumentasjon, og er hentet fra IPIECA [3]. Beredskapsfunksjonene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

- mekanisk bekjempelse;
- offshore overflate dispergering (fra fly og fartøy);
- offshore subsea dispergering;
- utslippsdeteksjon og overvåkning (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 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: nær kilden, barriere 2: åpent hav (i noe avstand fra kilden), barriere 3: fjord, barriere 4: kyst, 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]

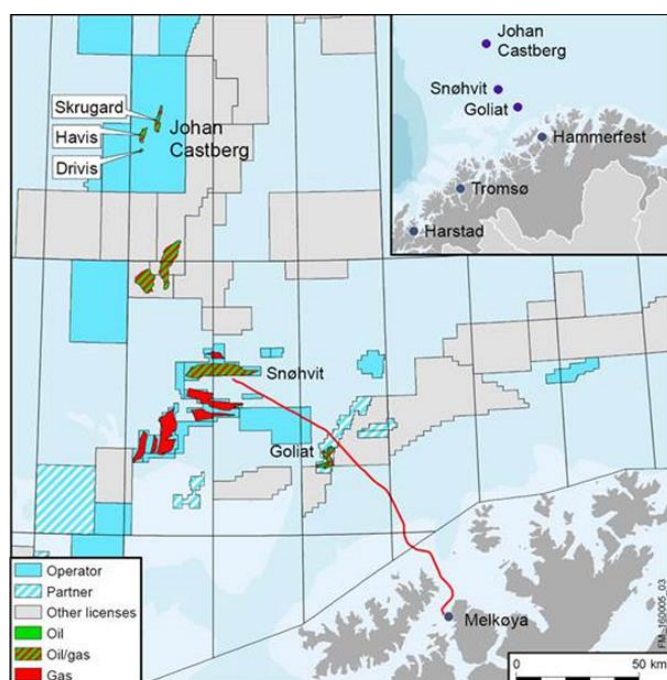
Statoil vil ha det fulle ansvaret for oljevernberedskap ved et (akutt) oljeutslipp som følge av sin egen aktivitet. Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner, og disponerer ressurser og 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. 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 Statoil medlem i Oil Spill Response Limited (OSRL) og vil kunne benytte oljevernressurser herfra, som for eksempel kjemisk dispergering, strandrenseutstyr 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. 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

Johan Castberg er en fellesbetegnelse for den planlagte feltutbyggingen av reservoarene Skrugard, Havis og Drivis i Barentshavet. Feltet ligger i produksjonslisens PL 532. Statoil er operatør for produksjonslisensene PL 532 med en eierandel på 50 prosent. Øvrige rettighetshavere er ENI Norge AS (30%) og Petoro AS (20%). Vanndybden på feltet er mellom 360 og 405 m. Johan Castberg er lokalisert 240 km nordvest for Hammerfest og 150 km nordvest for Goliat, og 100 km fra Snøhvit. Feltet ligger omtrentlig midt mellom Finnmarkskysten og Bjørnøya. Korteste avstand til land er Ingøya i Måsøy kommune og er ca 205 km. Lokasjon til Johan Castberg vises i Figur 2-2.



Figur 2-2 Lokasjon til Johan Castberg. Korteste avstand til land er 205 km og avstand til Snøhvit er 100 km.

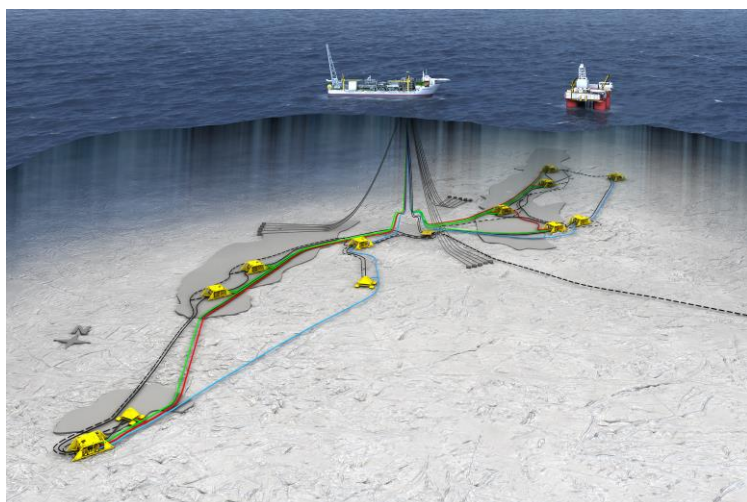
Produksjonsboring er planlagt med oppstart i løpet av tredje kvartal 2019, med høyest forventet total aktivitet i 2022. Produksjon er planlagt å starte i løpet av Q3/Q4 2022. Skrugard og Havis vil bores først, og for Drivis er planlagt å gjennomføre produksjonsboring i perioden 2023 - 2024. Boring av til sammen 18 produksjonsbrønner vil pågå i fem år i perioden 2019-2024, to år inn i produksjonsperioden. Feltets forventede levetid er 30 år, med muligheter for forlengelse gjennom innfasing av eventuelle andre funn senere. Basisinformasjon for feltet med fokus på oljevernberedskap er oppsummert i Tabell 2-1.

Tabell 2-1 Basisinformasjon for Johan Castberg

	Johan Castberg
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	73° 26' N, 17° 47' Ø
Vanndyp	360-405 m
Planlagt boreperiode	Helårlig, 2019-2024
Sannsynlighet for utblåsning (årlig, basert på høyaktivitetsår 2022)	$1,44 \cdot 10^{-3}$
Dimensjonerende hendelse for beredskap tom 2024	Utblåsning ved produksjonsboring
Vektet utblåsningsrate ved produksjonsboring	8100 (Sm <sup>3</sup> /d)
Oljetype (tetthet)	Skrugard (871 kg/ m <sup>3</sup> )

	Havis (883 kg/ m <sup>3</sup> ) Drivis (838 kg/ m <sup>3</sup> )
Maksimal forventet varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	70 døgn

Den valgte utbyggingsløsningen innebærer havbunnsinstallasjoner, og et produksjonsskip (FPSO) der råoljen lagres om bord før den omlastes 1-2 ganger i uken for eksport med oljetankere fra feltet (Figur 2-3).



**Figur 2-3** Skisse av valgte utbyggingsløsning for Johan Castberg, med havbunnsutbygging, flytende produksjonssenhet og lagerskip og helårlig boring i perioden 2019-2024

## 2.3 Utslippsscenarioer

Utslippsscenarioer på feltet omfatter hendelser forbundet med utblåsning, brudd på tank på produksjonsskipet og skytteltanker og lekkasjer ved lasteprosess og feltinterne rør, disse er presentert i egne notat [9 og 10], og har vært grunnlag for miljørisikoanalysen for feltet. Tre utslippsscenarioer er valgt ut og vurdert dekkende i forhold til beredskapsdimensjonering da de til sammen representerer verste utslippsscenario og et spekter av ulike beredskapsbehov (Tabell 2-2).

**Tabell 2-2** Utslippsscenarioer for Johan Castberg

Type utslipp	Oljetype	Referanse – bakgrunn for rate/volum
Utblåsning under produksjonsboring – 8100 Sm <sup>3</sup> /døgn	Skrugard, Havis, Drivis	Vektet utblåsningsrate for Johan Castberg
Utslipp FPSO – 16600 Sm <sup>3</sup> over 2 døgn	Blend av Skrugard, Havis, Drivis	Volum olje i den største tanken på FPSO, dekker også utslipp fra skytteltanker (12000 Sm <sup>3</sup> -over to døgn)
Utslipp av 100 Sm <sup>3</sup> punktutslipp	Skrugard, Havis, Drivis	Konservativt anslag for lekkasje fra stigerør eller feltinterne rør

Dimensjonerende hendelse på Johan Castberg er en utblåsning under produksjonsboring. Når produksjonsboring på feltet er ferdig, vil dimensjonerende hendelse være forbundet med utblåsing i driftsfasen og er beregnet å ha en vesentlig lavere utblåsningsrate.

For produksjonsboring på feltet, legges det til grunn vektet utblåsningsrate som dimensjonerende rate for utblåsning. Denne raten gjelder hele feltet, og er ikke spesifikk per reservoar, og er beregnet å være lik for overflate og sjøbunnsutblåsning. Ved en hendelse er utblåsningsraten antatt å avta naturlig over tid grunnet reduksjon i trykk i reservoarene. Reduksjon i utblåsningsrate er ikke hensyntatt i denne analysen, men det tilsier at beredskapsbehovet vil avta over tid ved en langvarig hendelse.

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 brønnhodet, 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 70 døgn, og sannsynligheten for at en utblåsning på feltet har denne varigheten er 0,01 %. Beredskap er beregnet for et døgnlig beredskapsbehov basert på 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.

Punktutslipp på feltet er representert ved fullt brudd av den største tanken på et skip på feltet og brudd på feltinterne rør. Den største tanken på feltet er vurdert å være på produksjonsskipet (FPSO) med et volum på 16600 Sm<sup>3</sup>. Det er vurdert at dette utslippet vil kunne slippe olje til sjø over to døgn.

## 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, med hensyn til ytelseskrav, 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 og at de 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 [11], som også er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOROG veiledning [12] 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 Sm<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 (strandsoner):** 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 bølgeførhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeførhold, 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 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 Sm<sup>3</sup>/døgn (for oljer med viskositet under 15000 cP). Kapasiteten til havgående dispergeringssystem i NOFO-klasse er satt til 1950 Sm<sup>3</sup>/døgn. For flere detaljer henvises det til Statoils metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [11]. Det er et pågående arbeid i regi av NOFO, som reviderer og oppdaterer planforutsetningene. Dette arbeidet vil inngå ved neste oppdatering av Johan Castberg 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 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.

For operasjoner i kulde og is, er det et pågående arbeid i bransjen som vil utrede effektiviteten og begrensinger av operasjoner i slike forhold og legge frem en eventuell reduksjonsfaktor. Resultatet av dette arbeidet vil legges til ved neste oppdatering av denne analysen, men hensynstas ikke i denne omgang.

### 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 4 skal ha kapasitet til å bekjempe emulsjonen som passerer barriere 3. Beredskapsbehovet i barriere 3 og 4 er beregnet basert på resultater fra oljedriftssimuleringer 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.

---

Andre hensyn kan tas med for å styrke beredskapen ytterligere. For Johan Castberg er det lagt til følgende tilleggskrav:

- Prioriterte områder med kjente lokaliteter av sjøfugl som skal vurderes for rehabilitering, som er berørt av stranding uavhengig av drivtid og sesong (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.

Dette tilleggskravet medfører at Statoil dimensjonerer ut fra særlig hensyn for å unngå stranding av olje i områder hvor det er kjente lokaliteter med sjøfugl som skal vurderes for rehabilitering.

### 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 stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. 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 oljedråper. 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 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 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). Forvitningsprosessen 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 NEBA (Net Environmental Benefit Analysis) 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  $EC_{50} > 10\text{mg/l}$ , ISO/DIS 10253). Testene utføres av produsenten av dispergeringsmiddelet og dokumenteres i produktets sikkerhetsdatablad. Tre typer dispergeringsmidler er tilgjengelig gjennom Statoils avtaler: Corexit 9500, Finasol OSR 52 og Dasic Slickgone NS. Finasol OSR 52 og Dasic Slickgone NS har sikkerhetsdatablad som dokumenter lovlig bruk i Norge basert på giftighet [13,14 og 15].

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 (stenging) 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 overflate dispergering [16].

### 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 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 blir undersøkt i forskningsprosjekter for bruk på norsk sokkel, for eksempel under Olje På Vann 2016 [17]. 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 Statoil's operasjoner på norsk sokkel [18]. 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 Johan Castberg

Hver av de tre reservoarene på feltet, Skrugard, Havis, og Drivis, har ulike oljetyper, og det utført eget forvitningsstudie for hver [19, 20 og 21]. Forvitningsstudiet til Drivis har sammenlignet de tre oljene, og oppsummerer at det er Skrugardoljen som er dimensjonerende i forhold til beredskapsbehov grunnet høyest og raskest vannopptak. 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. Konservativt er Skrugardoljen benyttet til beregning av beredskapsbehov for punktutslipp. I den feltspesifikke beredskapsplanen vil det være aksjonsplaner for hver type utslipp, med tilhørende oljetype.

Forvitningsstudie av Skrugardolje ble utført av SINTEF i 2012. Skrugardolje er en naftensk olje med middels tetthet, og lavt asfalten og voksinnhold. Skrugardolje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring av olje.

Forvitningsstudie av Havis oljen ble utført av SINTEF i 2013. Havis er en parafinsk råolje, med middels tetthet (0,850 g/ml), og lavt asfalteninnhold (0,1 wt%) og medium voksinnhold (4,5 Wt%). Havis olje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring.

Forvitningsstudie av Drivisolje i ble utført av SINTEF i 2017. Drivis er en parafinsk olje med middels tetthet (0,838 g/ml), og lavt asfalteninnhold og middels til lavt voksinnhold. Drivis danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil kunne være effektivt ved lagring av olje. Drivis har et relativt rask og høyt vannopptak (80%), og høy nedblanding og fordampningsgrad.

Forvitringsegenskaper for de tre oljene er angitt i Tabell 3-2. Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på 10° C og vindstyrke på 5 m/s, mens for vinterhalvåret er satt til en sjøtemperatur på overflaten 5°C og vindstyrke på 10m/s. Disse forholdene stemmer overens med egen rapport for feltspesifikke meteorologiske data for Johan Castberg [22], som tilsier en gjennomsnittlig overflatetemperatur på sjøen i desember på 4,5°C og 8.2 °C i august. 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 °C, 10 m/s vind) og sommer (10 °C, 5 m/s vind)**

		Skrugard		Havis		Drivis	
		Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
2 timer	Fordampning (%)	6	5	14	12	21	18
	Nedblanding (%)	3	0	3	0	9	0
	Vanninnhold (%)	52	21	21	7	19	6
	Viskositet av emulsjon (cP)	439	84	304	110	288	95
	Gjenværende olje på overflate (%)	90	94	81	87	68	81
12 timer	Fordampning (%)	13	11	24	22	29	27
	Nedblanding (%)	17	1	22	2	27	2
	Vanninnhold (%)	79	68	64	34	64	30
	Viskositet av emulsjon (cP)	4580	1270	2060	611	2970	601
	Gjenværende olje på overflate (%)	68	87	53	75	42	69

#### 4.1.1 Oljenes 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 cP. Når viskositeten er over 15000 cP vil det kunne være behov for skimmer for høyviskøse oljer. Tabell 4-2 oppsummerer potensialet for mekanisk oppsamling av Skrugard, Havis og Drivis ved definerte vinter- og sommerforhold, basert på kun viskositeter.

Emulsjon av Skrugardolje vil ha viskositeter over 1000 cP etter 12 timer ved sommerforhold og etter 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Emulsjon av Havisolje vil ha viskositeter over 1000 cP ved 24 timer ved sommerforhold og ved 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Emulsjon av Drivis vil ha viskositeter over 1000 cP ved 24 timer ved sommerforhold og ved 6 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke.

Oljenes forvitringsegenskaper tilsier at det ikke er behov for eget utstyr for høyviskøse oljer (tungoljeskimmere). Bruk av emulsjonsbryter for alle tre oljer bør vurderes ettersom de stabile emulsjonene har høyt vannopptak som krever stor tankkapasitet ved oppsamling. De tre oljene er testet for effekt av emulsjonsbryter og dosering i forvitningsstudiene. Emulsjonsbryter vil skille vann ut av emulsjonen, som kan dreneres ut og vil frigjør lagringskapasitet for oppsamlet emulsjon. Effekten av emulsjonsbryter er vurdert i forvitningsstudiet å være god for alle tre oljetyper.

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

		Tid (timer)				Tid (døgn)					
		1	3	6	12	1	2	3	4	5	
Skrugard	Vinterforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
	Sommerforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
Havis	Vinterforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
	Sommerforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
Drivis	Vinterforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
	Sommerforhold	[Yellow bar]				[Green bar]					
		[Green bar]	Godt potensial for mekanisk oppsamling								
		[Yellow bar]	Risiko for lekkasje under lenser grunnet lav viskositet								
		[Orange bar]	Mulig behov for tungoljeskimmere grunnet høy viskositet								

#### 4.1.2 Oljenes egenskaper ved kjemisk dispergering på overflaten

Tabell 4-3 oppsummerer potensiale for kjemisk dispergering av Skrugard, Drivis og Havis ved definerte vinter- og sommerforhold. Alle tre oljer har godt potensiale for effektiv kjemisk dispergering på havoverflaten, særlig de første timene. Ved et langvarig utslipp vil kontinuerlig tilførsel av fersk olje føre til at barriere 1 vil kunne benyttes for kjemisk dispergering. Tidsvindu for dispergering, med antatt effektivitet for hver av oljene ved de definerte vinter- og sommerforhold er vist i tabellen under.

**Tabell 4-3 Dispergeringspotensial for emulsjon av oljene på Johan Castberg. Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 10°C og 5 m/s vind.**

		Tid (timer)				Tid (døgn)					
		1	3	6	12	1	2	3	4	5	
Skrugard	Vinterforhold	[Green bar]				[Red bar]					
	Sommerforhold	[Green bar]				[Yellow bar]					
Havis	Vinterforhold	[Green bar]				[Yellow bar]					
	Sommerforhold	[Green bar]				[Yellow bar]					
Drivis	Vinterforhold	[Green bar]				[Red bar]					
	Sommerforhold	[Green bar]				[Yellow bar]					
		[Green bar]	Godt potensial for kjemisk dispergering								
		[Yellow bar]	Redusert potensial for kjemisk dispergering								
		[Red bar]	Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering								

### 4.1.3 Oljenes egenskaper ved subsea dispergering

Gjeldende krav fra myndigheter oppgir foreløpig ikke testkriterier eller innhold i behov for dokumentasjon i forhold til oljens egenskaper spesifikt 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 [23]. 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, Staffjord C, Troll B, Kobbe, Oseberg Blend, Veslefrikk, Norne og Claire har alle vært testet med en eller flere ulike dispergeringsmidler [24]. Alle oljene viser god dispergeringsevne.

### 4.1.4 Oljenes egenskaper ved in-situ brenning

Gjeldende krav fra myndigheter oppgir foreløpig ikke testkriterier eller innhold i behov for dokumentasjon i forhold til oljens egenskaper spesifikt for in-situ brenning. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av brenning.

Generelt sett vil forvittringsgrad og særlig vanninnhold og fordampningsgrad være hovedforutsetninger i forhold til mulighet for antenning. Forvittringsstudiene har ikke vurdert oljene spesifikt for in-situ brenning. Men bransjen jobber med emnet, og eventuelle resultater vil benyttes ved neste oppdatering av denne analysen.

## 4.2 Operasjonslys ved feltet Johan Castberg

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, se Figur 4-1. For Johan Castberg (region 5) er operasjonslys oppsummert i Tabell 4-4.


**Figur 4-1 Regioner brukt i beregning av operasjonslys**
**Tabell 4-4 Andel operasjonslys i region 5, hvor Johan Castberg er lokalisert**

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
Operasjonslys	23 %	79 %	100 %	48 %	63 %

### 4.3 Sikt og isingsforhold

Siktforholdene ved Johan Castberg er basert på historiske data fra Bjørnøya [22], som er ca 220 km nord for Johan Castberg). Resultatene må anses som konservative for Johan Castberg, da Bjørnøya har generelt sett kortere avstand til polarfronten gjennom hele året, som vil være hovedkilden til tåke. Sannsynligvis er sikten ved Johan Castberg mer tilsvarende forholdene på Goliat. Sikten er redusert av snøfall i vintersesong, og tåke i sommersesong (Tabell 4-5). Det er en pågående studie for sikt i Barentshavet [25], som vil kunne benyttes i neste oppdatering av denne beredskapsanalysen. Sikten vil kunne redusere effektivitet ved oljevernoperasjoner på havoverflaten. Fjernmåling som helhet vil likevel være uavhengig av sikt, selv om spesifikke teknologier har begrensninger i forhold til horisontal sikt: FLIR (800 m), visuell observasjon (300 m), IR fra fly (800 m), håndholdt IR (300m), mens SAR, SLAR og OSDradar har ingen begrensning i forhold til horisontal sikt [26].

**Tabell 4-5 Månedlig sannsynlighet for at horisontal sikt ikke oppnås (%) basert på sikt på Bjørnøya i perioden 2001 – 2013.**

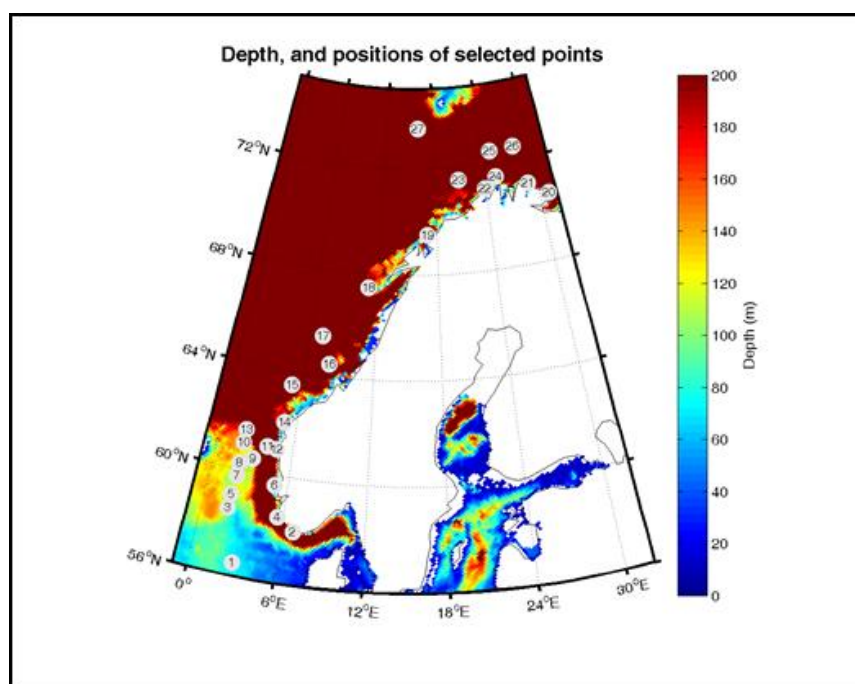
	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
< 50 m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
< 200 m	0	1	1	1	3	2	6	6	3	1	1	1
< 500 m	3	4	3	4	5	7	15	14	9	3	4	3
< 1 km	6	7	6	6	7	9	18	17	12	5	6	7

To typer isingsfenomen kan oppstå på Johan Castberg, atmosfærisk ising og isdannelse grunnet sjøspray. Atmosfærisk ising kan påvirke strukturer som er høyt på installasjoner, fartøy og flyoperasjoner. Generelt sett, vil isdannelse grunnet sjøspray og oljevernberedskap i isfylte farvann vil kunne redusere effektiviteten av oljevernoperasjoner. Foreløpig er det ikke kvantifisert en reduksjonsfaktor for operasjoner på havoverflaten. Dette er pågående arbeid som utføres av NOFO, og vil benyttes ved neste oppdatering av beredskapsanalyse og beredskapsplan.

Helse, miljø og sikkerhet er en utfordring i forhold til arbeid mot akutt forurensning i kaldt klima. For å sikre at beredskapspersonell er rustet og kompetente til å håndtere kulde og vinter, gjennomfører både NOFO og OSRL kurs i oljevern i kulde og is for aktuelt mannskap.

#### 4.4 Bølgeforhold nær lokasjon til Johan Castberg

Bølgeforhold 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 4-2. Stasjon 25 er antatt å best representere bølgeforholdene ved Johan Castberg. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for NOFO- og Kystvaktssystem (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 4-6. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon er oppsummert i Tabell 4-7.



Figur 4-2 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold for åpent hav

Tabell 4-6 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved lokasjon 7317/9-1 Johan Castberg (Stasjon 25)

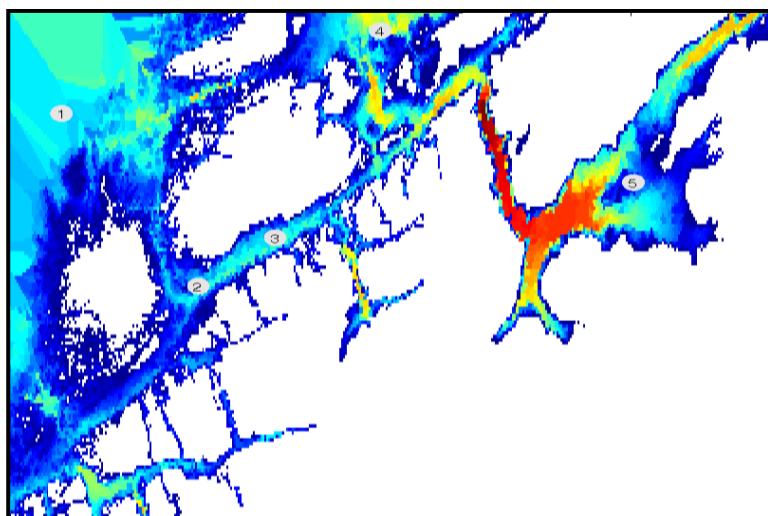
	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
NOFO-system	51 %	66 %	77 %	62 %	64 %
Kystvakt-system	41 %	58 %	70 %	54 %	56 %

**Tabell 4-7 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon, gitt bølgeforhold ved lokasjon 7317/9-1 Johan Castberg (Stasjon 25)**

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
NOFO-system (Hs < 4 m)	77 %	91 %	99 %	89 %
NOFO-dispergering (Hs < 4 m)	77 %	91 %	99 %	89 %
Kystvakt-system (Hs < 3 m)	61 %	82 %	96 %	77 %

## 4.5 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 4-3. Stasjon 4 og 3 er antatt mest konservative mtp å representere bølgeforholdene for henholdsvis kyst- og fjordsystem. Antatt gjennomsnittlig optakseffektivitet for kyst- og fjordsystem er oppsummert i Tabell 4-8. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon er oppsummert i Tabell 4-9.


**Figur 4-3 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut som representative for norskekysten**
**Tabell 4-8 Gjennomsnittlig optakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem)**

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

**Tabell 4-9 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystem, gitt bølgeforhold ved stasjon 4 og 3**

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Kyst-system (Hs < 1,5 m)	56 %	78 %	93 %	68 %
Fjord-system (Hs < 1 m)	91 %	92 %	99 %	94 %

---

## 4.6 Oljevernressurser- utstyrsplassing og forutsetninger

Oljevernressurser tilgjengelig for Johan Castberg er beskrevet nedenfor, kategorisert etter tiernivå og beredskapsfunksjon.

### 4.6.1 Tier 1 –Beredskap på feltet

Statoil setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 Sm<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, ettersom avstand til ressurser fra land og Goliat er for stor til å muliggjøre operasjon innen 5 timer.

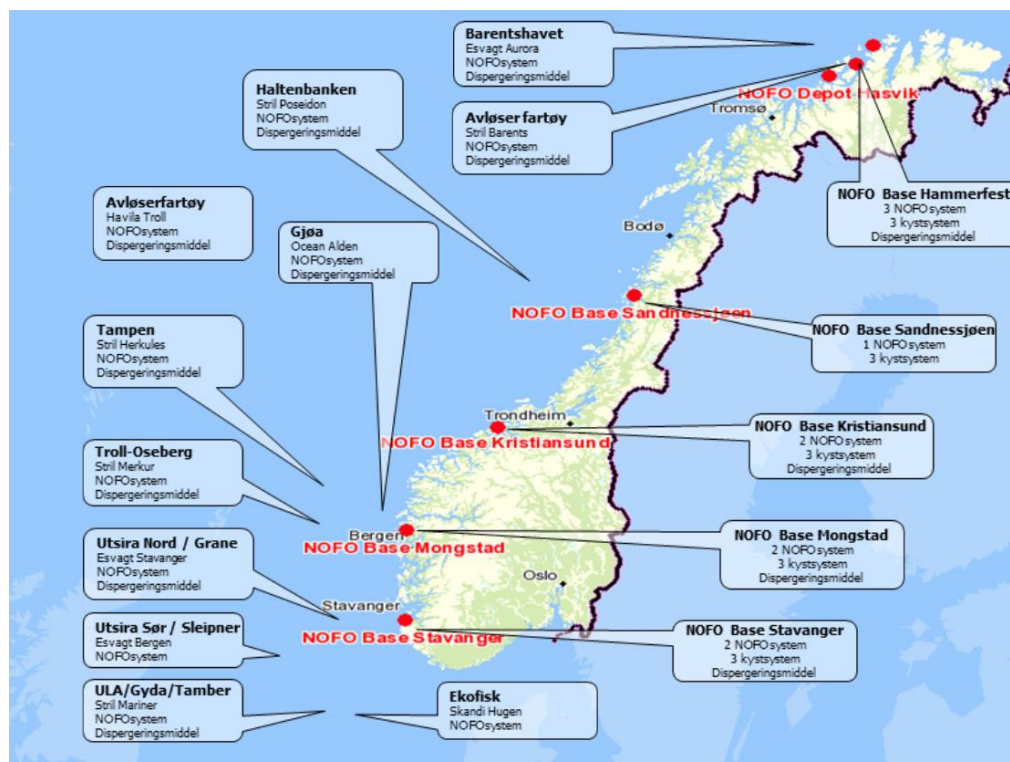
Delkapittel 5.1 gir en anbefaling på hva som bør foreligge av utstyr på feltet innen borestart. Anskaffelse av oljevernutstyr, trening og øvelse vil foregå i god tid i forveien slik at det er operativt ved oppstart av feltet.

### 4.6.2 Tier 2 – NOFO ressurser

Figur 3-4 viser plasseringen av NOFO utstyr for barriere 1 og 2, mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering fra fartøy per mars 2017 [4]. Det kan ikke utelukkes endringer i utstyrsplassing frem til operasjonsstart på feltet. Avstanden fra aktuelle oljevernressurser til feltet er brukt som grunnlag for responstider for barriere 1 og 2 er vist i Tabell 4-10. Tabell 4-11 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 høyviskøse olje.

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





Figur 4-4 NOFOs utstyrsoversikt per april 2017

Tabell 4-10 Avstander i nautiske mil fra oljevernressurser til Johan Castberg

Oljevernressurser	Avstander fra Johan Castberg (NM)
Esvagt Aurora (Goliat)	73
Stril Poseidon (Haltenbanken)	523
Stril Mariner (Ula Gyda Tamber)	1026
Ocean Alden (Gjøa)	771
Stril Herkules (Tampen)	806
Stril Merkur (Troll Oseberg)	803
Esvagt Stavanger (Utsira Nord/ Grane)	905
Sandnessjøen NOFO-base	447
Kristiansund NOFO-base	634
Mongstad NOFO-base	803
Stavanger NOFO-base	918
Hammerfest NOFO-base	172
Redningsskøyte Sørvær	117
Redningsskøyte Båtsfjord	220

Tabell 4-11 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av barriere 1 og 2 [4]

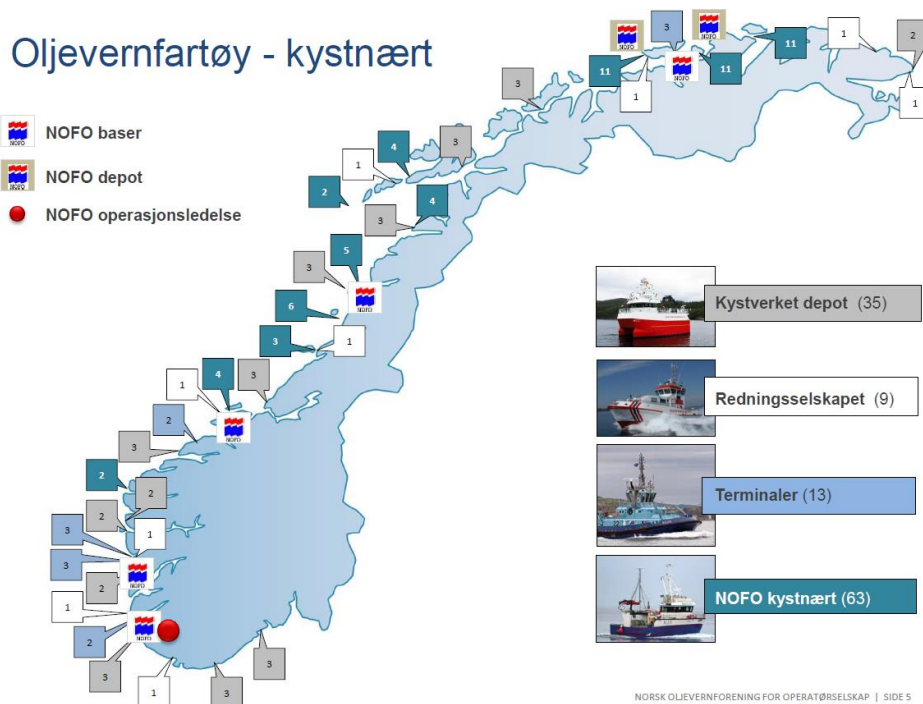
Gangfart, OR-fartøy	14 knop (17 knop for Statoils egne fartøy)
Mobilisering, klargjøring, lastning og lossing på base – system 1 fra NOFO-base	10 timer Unntatt Sandnessjøen – 20 timer
Mobilisering av system 2 fra NOFO-base	30 timer
Mobilisering av system 3 fra NOFO-base	48 timer
Avgivelsestid for beredskapsfartøyer	<b>Ekofisk/sørfeltene:</b> 6 timer <b>Ula/Gyda/Tamber:</b> 6 timer



	<b>Sleipner/Volve:</b> 6 time <b>Balder:</b> 6 timer <b>Oseberg:</b> 6 timer <b>Troll:</b> 6 timer <b>Tampen:</b> 6 timer <b>Haltenbanken:</b> 6 timer <b>Goliat:</b> 4 timer <b>Gjøa:</b> 4 timer <b>Avløserfartøy:</b> 6 timer
Responstid for slepefartøy (>120 NM nord for Polarbase)	Slepefartøy fra NOFO-pool: 36 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- opptaks-, 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. Disse er presentert i Figur 4-5 og videre omtalt på NOFO sine hjemmesider [4]. Det presiseres at det er god dekningsgrad av kystberedskapen fra Hammerfest og nordover.



Figur 4-5 Oljevernartøy kystnært NOFO [4]

---

Goliat var det første oljefeltet som kom i produksjon i Barentshavet. Partnerne i Goliat lisensen, ENI Norge og Statoil, har vært foregangsselskaper for etableringen av en styrket oljevernberedskapen i Finnmark gjennom NOFO, med for eksempel to nye oljeverndepoter på Hasvik og Måsøy og en styrket avtale med fiskefartøy for operasjoner nær kysten. Det er NOFO som står for anskaffelsen, den daglige driften og vaktordninger knyttet til og i depotene og ressursene kan benyttes for alle hendelser hvor operatør er medlem av NOFO. Dette er altså ikke egne særavtaler mellom den enkelte operatør og fiskefartøy, slik som flere høringsuttalelser til «forslag til program for konsekvensutredning for Johan Castberg» har omtalt som «Goliatmodellen» [27].

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 Kystverket depotstyrke. Kjemisk dispergering vil som regel ha høyest effekt nær kilden, men ved behov vil også NOFO kunne gjennomføre dispergeringsoperasjoner kystnært.

#### **4.6.3 Tier 3 – OSRL ressurser**

Statoil har to avtaler med OSRL: Service Level Agreement (SLA) og Global Dispersant Stockpile (GDS). SLA går ut på at Statoil kan mobilisere halvparten av OSRL's tilgjengelige utstyr og personell til enhver tid. Dette inkluderer blant annet dispergeringsmidler, flybåren dispergeringspåføringssystemer, 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 4-6, 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 [14] og Finasol OSR 52 [13] tilfredsstiller 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 4-6 Lokasjon til dispergeringsmidler i GDS og Capping Stack System og som er tilgjengelig for Statoil. \*symboliserer at capping stack har utstyr for subsea kjemisk dispergering. I tillegg er 300 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel fra SLA lokalisert i England.

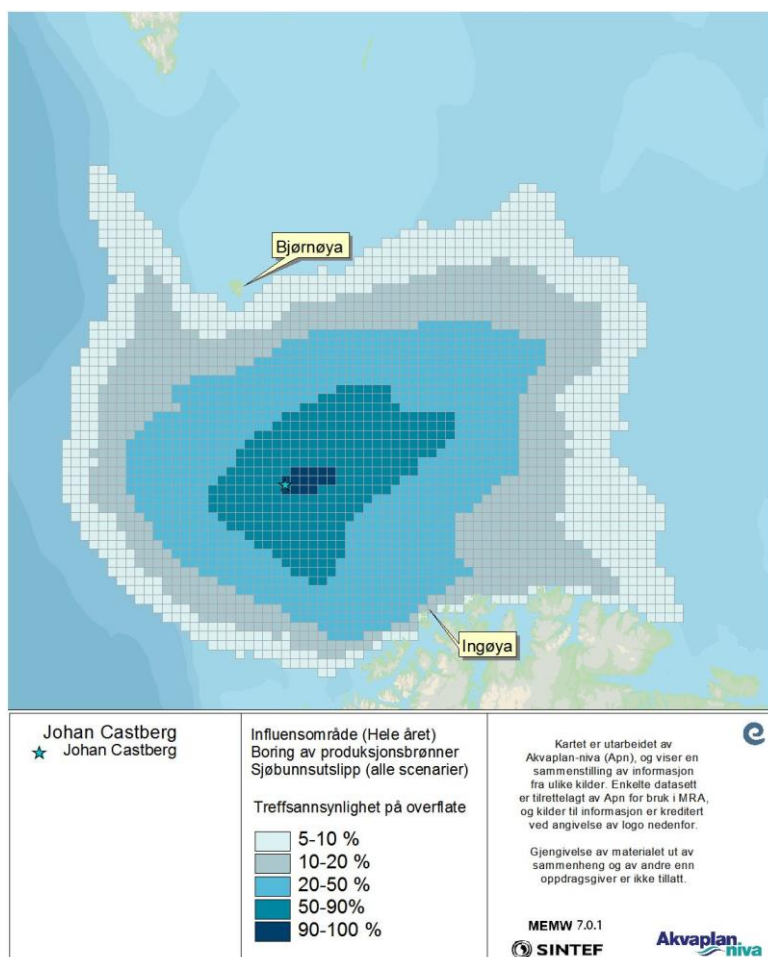
## 4.7 Influensområder og stranding

I miljørisikoanalysen for Johan Castberg, er det gjort oljedriftanalyser som et steg i beregning av feltets miljørisiko ved akutt forurensning [1]. Oljedriftanalysene er gjort for ulike type utslippshendelser. Influensområde er definert som området med mer enn 5 % treffsannsynlighet av > 1 tonn olje i en 10 x10 km rute. Influensområdet som presenteres er uten oljevernberedskap. Ettersom utblåsning ved boring av produksjonsbrønner har de høyeste utblåsningsratene gir disse oljedriftresultatene det største influensområdet, og disse er dermed benyttet som grunnlag for dimensjonering av beredskap i de ulike barrierene. Resultatene fra oljedriftanalysen viser noe ulik utstrekning i influensområdet for sesongene, både med hensyn til størrelse og beliggenhet. Dette skyldes hovedsakelig ulike vindforhold (styrke og retning). I april-juni finner vi den sørligste utstrekning av influensområdet, i juli-september den østligste, og i oktober-desember er den nordligste.

Det er også stor variasjonen i lokaliseringen av iskanten (10 - 30 % isdekke) fra måned til måned. Iskanten er et svært dynamisk system der vindens retning og styrke påvirker utbredelsen av isdekke fra dag til dag. I perioden januar til mars når iskanten har sin maksimale sørlige utstrekning, er det en lav sannsynlighet (5-10 %) for oljepåslag i iskanten (ca 13 sjøruter på 10 x 10 km<sup>2</sup>) dersom ingen oljevernberedskap er igangsatt. For de øvrige sesongene er det ikke overlapp mellom influensområdet og iskanten.

Resultater fra oljedriftsimuleringene i miljørisikoanalysen tilsier at det ikke er sannsynlig at et oljeutslipp fra Johan Castberg vil drive over til russisk farvann.

Influensområdet for sjøbunnsutslipp ved produksjonsboring på feltet er presentert i Figur 4-7, og for øvrige resultater på oljedriftanalysen henvises det til miljørisikoanalysen [1].



**Figur 4-7 Treffsannsynlighet av mer enn 1 tonn olje på overflaten i en 10x10 km rute beregnet fra alle simuleringene av en sjøbunnsutblåsning under boringen av produksjonsbrønner på Johan Castbergfeltet [1]. Influensområdet for utblåsning fra overflaten er noe mindre.**

Oljedriftsanalysen har beregnet korteste drivtid til land (95-persentil) og største strandet emulsjonsmengde (95-persentil) ved ulike utslippsscenarioer, blant annet utblåsning ved produksjonsboring er gjengitt i Tabell 4-12. Korteste drivtid til land, er funnet å være fra 20 til 25 døgn avhengig av sesong, dette er til Finnmarkskysten. Til sammenligning kan nevnes at Bjørnøya inngår i beregning av drivtid til land, men har lavere treffsannsynlighet og er beregnet til mer enn 90 døgn.

Tabell 4-13 oppgir strandingsresultater for prioriterte områder, som benyttes for beredskapsplanlegging i barriere 3 til 5. Prioriterte område hvor stranding forekommer har korteste drivtid lenger enn 20 døgn. De prioriterte områdene som har særlige hensyn i forhold til oljeskadet vilt og rehabilitering (stellerand) er trukket frem for å styrke beredskapen i barriere 3-4 ytterligere på tross av at strandingstiden er lengre enn 20 døgn.

For andre utslippsscenarioer enn utblåsning, er det svært lav sannsynlighet for stranding, og resultater i form av 95 prosentil gir ingen resultater eller vesentlig lavere resultater enn ved utblåsning.

**Tabell 4-12: Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til land gitt en utblåsning fra boring på Johan Castberg (95-persentiler).**

Periode	Korteste drivtid (døgn)	Maksimal strandet mengde (tonn)
Januar-mars	25	1121
April-juni	23	6546
Juli-september	22	3033
Oktober-desember	20	1011

**Tabell 4-13 Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til prioriterte områder gitt en utblåsning fra boring, produksjon, komplettering og kabeloperasjoner på Johan Castberg (95-persentiler).**

Prioritert område	Korteste drivtid (døgn)	Maksimal strandet mengde (tonn)	Særlige hensyn i forhold til oljeskadet vilt (rehabiliterbare arter) [28]
Ingøya	35	25	Ja
Gjesværstappan	55	23	Nei
Hjelmsøya	48	14	Nei
Nordkinn	47	14	Ja
Sværholtklubben	48	7	Nei
Nordkinnhalvøya nordøst	99	3	Ja
Bjørnøya naturreservat	94	15	Nei
Sørøya nordvest	54	55	Nei
Kongsfjord	88	11	Ja
Karlsøy	139	13	Nei

## 4.8 Miljøsårbare ressurser

Miljøsårbare ressurser er analysert med hensyn til akutt forurensning i miljørisikoanalysen for feltet [1]. I tillegg til de prioriterte områdene nevnt i kapittelet over, er ytterligere miljøsårbare ressurser trukket frem, da de vil kunne gi føringer for oljevernberedskapen, særlig i vurdering av potensiell nytte ved bruk av kjemisk dispergering.

Det er alkefuglene som gir størst utslag i miljørisiko. Disse pelagiske dykkerne er blant de mest sårbare, og de er tilstede i åpent hav innen influensområdet hele året. Utslagene for sjøfugl i åpent hav er høyere enn utslagene kystnært vinterstid, motsatt i hekkesesongen da det er mange kolonier langs Finnmarkskysten og på Bjørnøya. Næringssøksområdet for hekkefuglene kan gå opptil 100 km ut fra koloniene. Utslagene i miljørisiko vurderes som lave for alle analyserte arter av marine pattedyr. Kun et fåtall fiskeslag har gyteområder som overlapper med det berørte området ved et større uhellsutslipp fra Johan Castberg. Gyteperioden i Barentshavet er første og andre kvartal. Potensialet for skader på bestandsnivå for fisk vurderes som meget begrenset. Miljørisiko for strandhabitater er svært lav. Iskanten og polarfronten berøres i enkelte av oljedriftsimuleringene i miljørisikoanalysen.

**Tabell 4-14 Hovedresultater på miljøsårbare ressurser fra miljørisikoanalysen [1]**

	Vinter (januar-mars)	Vår (april-juni)	Sommer (juli-September)	Høst

Sjøfugl åpent hav	Få arter, men alkefugl og havhest får høyest utslag på miljørisiko (32% i skadekategori Moderat)	Flere arter, Havhest får høyest utslag i miljørisiko (10,5 % i skadekategori Moderat)	Flere arter, Lunde får høyest utslag i miljørisiko (38 % i skadekategori Moderat)	Få arter, lomvi får høyest utslag på miljørisiko (24% i skadekategori Moderat)
Sjøfugl kystnært	Svært få arter, kun praktærfugl gir utslag i miljørisiko (1,3% i skadekategori Moderat)	Flere arter grunnet vårtrekk og hekkeperiode, Lunde og alke har (17 % i skadekategorien Alvorlig)	Få arter, flere har trukket sørover for overvintring Lunde og alke gir størst utslag (10 og 5% i skadekategorien Alvorlig)	Svært få arter, kun praktærfugl gir utslag i miljørisiko (2% i skadekategori Moderat)
Rehabiliterbare arter	Kun stellerand slår ut i miljørisikoanalysen (0,4% i skadekategori Betydelig)  Dverggås overvintrer i Russland	Kun stellerand slår ut i miljørisikoanalysen (0,6% i skadekategori Alvorlig) Stellerand trekker til Russland i april. Dverggås overvintrer i Russland	Stellerand hekker i Russland.  Dverggås returner for hekking i mai. Ingen målbare utslag for dverggås	Stellerand returnerer fra Russland i november. (0,6% i skadekategori Betydelig) Dverggås tilstede, trekker til Russland i august/september. Ingen målbare utslag for dverggås Ingen målbare utslag for dverggås
Kystsel	Kystsel økt sårbarhet grunnet hårfelling (< 1% i skadekategori Moderat)	Kystsel økt sårbarhet Steinkobbe grunnet kasteperiode (< 1% i skadekategori Moderat)	Kystsel økt sårbarhet havert grunnet kasteperioden (< 1% i skadekategori Moderat)	Kystsel sårbarhet havert grunnet kasteperioden (< 1% i skadekategori Moderat)
Hval	Ingen eller svært begrenset overlapp mellom de ulike artene og influensområde			
Fisk	Meget små deler av gyteområdene for kysttorsk og NØA-hyse overlapper med områder med sannsynlig THC-konsentrasjon over 50 PPB. Miljørisikoen betegnes som svært lav for fisk.			

Basert på resultater fra miljørisikoanalysen, vurderes det dermed at kjemisk dispergering vil kunne ha nytteverdi i tillegg til mekanisk oppsamling.

## 5 Resultater

### 5.1 Anbefalinger for beredskap på feltet

Statoil har minimumskrav til nødvendig beredskapskapasitet for å håndtere minimum 500 Sm<sup>3</sup> oljeutslipp innen fem timer fra et utslipp er oppdaget.

Grunnet de ulike oljetypenes egenskaper, og avstand og responstid til andre beredskapsressurser i tier 2, anbefales det utstyr for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering på feltet.

Beregnet behov for mengde dispergeringsmiddel for å ivareta Statoils minimumskrav er vist i Tabell 5-1, og baserer seg på dosering på 1:20 og 2 timers forvitring av Skrugard oljen. Tilsvarende beregninger er gjort for oljetypene Havis og

Drivis, men disse resulterer i et lavere behov for dispergeringsmidler, og er dermed ikke gjengitt. Mengde dispergeringsmiddel om bord bør som et minimum være 50 Sm<sup>3</sup>.

Anbefalt type dispergeringsmiddel er Dasic Slickgone NS da det er bekreftet i forvitningsstudiene å gi god effekt på de tre oljetyperne, og er lovlig for bruk i norske farvann. I tillegg bør påføringssystem være tilgjengelig, og det anbefales samme utstyr som beskrevet i NOFO standard 2009 eller bedre [29].

**Tabell 5-1 Beregnet behov for mengde dispergeringsmiddel for å ivareta Statoils minimumskrav**

	Vinter 5 °C - 10 m/s vind	Sommer 15 °C - 5 m/s vind
Utslipp (Sm <sup>3</sup> )	500	500
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	6	5
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	3	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	455	475
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	52	21
Emulsjonsmengde tilgjengelig for kjemisk dispergering (Sm <sup>3</sup> )	948	601
Behov for dispergeringsmiddel (dosering 1:20) (Sm <sup>3</sup> )	47	30

For utstyr for mekaniske oppsamling, er det to mulige alternativer for Johan Castberg. Hvilket alternativ som anskaffes bør vurderes av Johan Castberg og vil være basert på andre faktorer som kostnad og logistikk.

Den første alternative utstyrstypen er et tradisjonelt NOFO-system (NOFO 2009 standard) som består av en Transrec (transfer and recovery system) inkludert skimmer, oljelense av type Norlense 1200, samt en Daughter Craft som vil kunne sette ut lensen og fungere som slepefartøy de første timene. Dette er standard utstyr på fartøyene i stående beredskap (områdeberedskapsfartøy i NOFO pool). En daughter craft vil ikke kunne benyttes som slepefartøy over lenger tid, anslagsvis kan denne benyttes i 5-10 timer, og vil være avhengig av et mer egnet slepefartøy deretter. Rednings-skøyte fra for eksempel Sørvær vil ha en responstid på 9 timer og kan dermed overta slepekapasiteten til Daughter Craft. Responstid for øvrige slepefartøy fra NOFO poolen (utenom redningsskøyter) som kan overta etter redningsskøyten er 36 timer.

Den andre alternative utstyrstypen for mekanisk oppsamling på feltet er et hurtiggående ettbåtsystem, som er uavhengig av slepefartøy, og kan operere med større hastighet eller i områder med sterkere strøm. Hurtiggående ettbåtsystem er utviklet for bruk i åpent hav, men er foreløpig ikke brukt som standard NOFO-utstyr i stående beredskap.

Lagringskapasitet for oppsamlet emulsjon på beredskapsfartøyet på feltet skal som et minimum være 1500 Sm<sup>3</sup> (NOFO Standard 2009). Det anbefales at man vurderer å øke tankkapasiteten på beredskapsfartøyet fordi gjeldende responstid for tankfartøy nord for Haltenbanken er 72 timer (sammenlignet med 48 timer for resten av sokkelen).

Det bør også sees på mulighet for å utvide den planlagte avtalen om transport av olje fra skytteltanker til å inkludere tankkapasitet for oppsamlet emulsjon i tilfelle et oljeutslipp.



Oljene på feltet har et raskt og høyt vannopptak. Det anbefales at beredskapsfartøyet på feltet har emulsjonsbryter tilgjengelig. Standard mengde emulsjonsbryter beregnet for NOFO-fartøy fra base er 0,5 Sm<sup>3</sup>. Dette bør være et minimum for Johan Castberg. Det er pågående arbeid i NOFO i forhold til type emulsjonsbryter som bør benyttes, som vil legges til grunn ved anskaffelse og inngå ved neste oppdatering av beredskapsanalysen.

For å kunne kartlegge et eventuelt utslipp anbefales det at beredskapsfartøyet på feltet har tilstrekkelig utstyr for fjernmåling og karlegging av et utslipp. Dette inkluderer IR kamera, oljedetekterende radar (Oil Spill Detection OSDradar) og digital downlink utstyr. Det gjøres et arbeid på behov for lekkasjedeteksjons på feltet, og resultatet vil inngå i fjernmålingsplanen for feltet (se også kapittel 5.4).

I tillegg til beredskapsfartøyet på feltet bør det være en sekundær løsning når dette fartøyet ikke er tilgjengelig (vedlikehold, mannskapsskifte og lignende). Det er igangsatt en dialog og arbeid med ENI i forhold til bruk av beredskapsressursene på Goliat for avløsning. Alternativ kan ett eller flere av forsyningsfartøyene til Johan Castberg utstyres med tilsvarende beredskapskapasitet, som vil styrke beredskapen på feltet ytterligere, men vil være en vesentlig kostnad. Beredskapsløsningen på feltet vil inngå i NOFO beredskapen, som tier 2 ressurs for andre operasjoner. Det vil styrke oljevernberedskapen på norsk sokkel og særlig i Barentshavet.

## 5.2 Mekanisk oppsamling

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

For Johan Castberg er behov for antall mekaniske oppsamlingssystemer beregnet for de ulike utslippsscenariene (Tabell 5-3, Tabell 5-3 og Tabell 5-4). Systembehovet er beregnet med hjelp av Statoils beredskapskalkulator og basert på Skrugard oljens forvitringsegenskaper. Systembehov for utslipp med de andre aktuelle oljetyperne er ikke gjengitt, da de gir et mindre ressursbehov. Beregninger av systembehov er utført for definerte sommer- og vinterforhold.

Gjennomgående gir vinterforholdene det største beredskapsbehovet sammenlignet med sommerforhold for de ulike utslippsscenariene, og det skyldes hovedsakelig vannopptaket til oljen. Kun det beregnede beredskapsbehovet for vinterforhold gjengitt i avsnittet under for dimensjonering, men beredskapsbehovet skal uansett vurderes etter de rådende forhold ved en hendelse.

For punktutslipp på 100 Sm<sup>3</sup> med Skrugardolje er det beregnet et behov 1 NOFO system i barriere 1, og det vil ikke være behov for systemer i barriere 2. For punktutslipp på 16600 Sm<sup>3</sup> med Skrugardolje er det beregnet et behov for 7 NOFO system i barriere 1, og det vil ikke være behov for systemer i barriere 2. For dimensjonerende hendelse, en utblåsning fra produksjonsboring, er det beregnet et behov for 7 NOFO system i barriere 1 og 8 systemer i barriere 2, det vil også være behov for systemer i barriere 3 og 4, se kapittel 5.2.2.

**Tabell 5-2 Beregnet systembehov i barriere 1 ved punktutslipp på 100 m<sup>3</sup> Skrugardolje**

	Vinter 5 °C - 10 m/s vind	Sommer 15 °C - 5 m/s vind
Utslipp (Sm <sup>3</sup> )	100	100
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	6	5



Beredskapsanalyse for oljevern  
 Johan Castberg

Doc. No.

Valid from

Rev. no.

Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	3	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	91	95
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	52	21
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	190	120
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	439*	84*
<b>Behov for NOFO-systemer</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

\*Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-3 Beregnet systembehov i barriere 1 ved et punktutslipp på 16600 Sm<sup>3</sup> Skrugardolje over 2 døgn**

	Vinter 5 °C – 10 m/s	Sommer 15 °C – 5 m/s
Utslipp (Sm <sup>3</sup> /d i 2 døgn)	8300	8300
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	6	5
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	3	0
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> )	7553	7695
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	52	21
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> )	15735	9741
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	439*	84*
<b>Behov for NOFO-systemer</b>	<b>7</b>	<b>5</b>

\*Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

**Tabell 5-4 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse utblåsning 8100 Sm<sup>3</sup>/d Skrugardolje**

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 10 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm <sup>3</sup> /d)	8100	8100
Tetthet (Kg/Sm <sup>3</sup> )	871	871
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	6	5
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	3	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	7371	7695
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	52	21
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm <sup>3</sup> /d)	15356	9741
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	439*	84*
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >15000 cP)?	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1</b>	<b>7</b>	<b>5</b>
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	9618	2218
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	4617	1752
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	13	11
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	17	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm <sup>3</sup> /d)	735	315
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	79	68
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm <sup>3</sup> /d)	17368	5092

Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	4580	1270
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >15000 cP)?	Nei	Nei
<b>Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2</b>	<b>8</b>	<b>3</b>
<b>Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2</b>	<b>15</b>	<b>8</b>

\*Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

Responstiden på fullt utbygd barriere 1 og 2 skal som et minimum være innen 95 prosentilene av drivtid til land som er 20 døgn. Basert på dagens lokasjon og forutsetninger av NOFO ressurser vil fullt utbygd barriere 1 og 2 for mekanisk oppsamling (15 systemer) kunne være operativt innen 72 timer. Nærmere detaljer om fartøy og systemer vil bli beskrevet i den feltspesifikke beredskapsplanen, og det vil kunne skje endringer i perioden frem mot borestart.

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

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en utblåsning, er 6543 tonn om sommeren og 1121 tonn om vinteren. Korteste drivtid til land er 20 døgn om vinteren og 22 døgn om sommeren. Det antas at størst strandet mengde strander over en periode på 10 døgn. Ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning gir dette en tilførselsrate inn i barriere 3 på 58 tonn/døgn for vinterhalvåret og 92 tonn/døgn for sommerhalvåret. Beregningene er basert på Skrugardolje. Basert på emulsjonsmengde alene er det beregnet et behov for ett kystsystem og ett fjordsystem for begge sesonger.

Basert på resultater fra oljedriftanalysen, som tilsier at det ikke vil forekomme stranding til prioriterte områder innen 20 døgn, legges det ikke til grunn tilleggsberedskap i barriere 3 og 4 utover det beregnede beredskapsbehovet basert på emulsjon til land.

Basert på resultater fra oljedriftanalysen og prioriterte områder med særlige hensyn til oljeskadet vilt, legges det til grunn tilleggsberedskap i barriere 3 og 4. Tilleggsberedskapen settes slik at hvert av de berørte områdene skal kunne ha tilgang til grunnberedskap (1 system i barriere 3 og 1 system i barriere 4) og planlegges for uavhengig av sesong, og selv om disse områdene har lav sannsynlighet for stranding og lang drivtid (>20 døgn). Artene som skal vurderes for rehabilitering dersom oljeskadet, er nærmere omtalt i 5.5 Håndtering av oljeskadet vilt. Selv om artene er tilstedeværende kun deler av året, er det viktig å beskytte deres habitat, og behov for denne tilleggsberedskapen er dermed gjeldende hele året.

Det totale beredskapsbehovet i barriere 3 og 4 for utslippsscenario utblåsning, settes dermed til 4 systemer i barriere 3 og 4 systemer i barriere 4 (Tabell 5-5). Responstiden er satt til 20 døgn (korteste drivtid til land).

**Tabell 5-5 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse for Johan Castberg (Skrugard) i barriere 3 og 4 – langvarig utblåsning 8100 Sm<sup>3</sup>/d**

Parameter	Vinter	Sommer
	5°C - 10 m/s vind	10°C - 5 m/s vind
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	1121	6543
Samlet barriereeffektivitet i barriere 1 (%)	37 %	77 %
Strandet mengde etter effekt av barriere 1 (tonn)	702	1490
Samlet barriereeffektivitet i barriere 2 (%)	19 %	39 %

Strandet mengde etter effekt av barriere 2 (tonn)	571	915
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	10	10
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 3 (tonn/d)	58	92
Beregnet behov for Kystsystemer	1	1
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 4 (Sm <sup>3</sup> /d)	48	32
Beregnet behov for fjordssystemer	1	1
Antall prioriterte områder -med drivtid mindre enn 20 døgn	0	0
Antall prioriterte områder -med særlige hensyn i forhold til oljeskadet vilt, uavhengig av drivtid og sesong	4	4
<b>Totalt behov for kystsystemer</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Totalt behov for fjordssystemer</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

### 5.2.3 Beregning av beredskap i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding, og når korteste drivtid til prioriterte områder er lengre enn 20 døgn stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. For barriere 5 er det dermed ikke beregnet beredskapsbehov for antall strandrenselag. Dersom det likevel er potensiale for strandet emulsjon vil strandenseressurser kunne mobiliseres.

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, IUA. OSRL har kompetanse på SCAT og kan vurderes brukt i forbindelse med opplæring eller rådgivning ved ytterligere behov.

## 5.3 Offshore dispergering

### 5.3.1 Overflatedispergering fra fartøy

Basert på oljetypenes egenskaper er det potensiale for effektiv kjemisk dispergering.

Tabell 5- viser noen aktuelle beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler ombord. Det vil kunne være mulig med kontinuerlig dispergeringsoperasjoner fra fartøy i flere døgn.

Tabell 5-17 Et utvalg oljevernressurser med dispergeringskapasitet.

System	Fartøy/Lokasjon
1	Esvagt Aurora Barentshavet
2	Troms Pollux Hammerfest
3	Stril Barents

4	Stril Poseidon Haltenbanken
5	Stril Merkur Troll Oseberg
6	Stril Herkules Tampen
7	Kristiansund 1. NOFO system
8	Ocean Alden GjØa
9	Havila Troll (Sleipner/Utsira Nord)
10	Esvagt Stavanger Sleipner/Utsira Nord
11	Mongstad 1. NOFO system
12	Stavanger 1. NOFO system
13	Stril Mariner Ula/Gyda/Tamber

### 5.3.2 Overflatedispergering fra fly

OSRL bekrefter at dispergeringsoperasjoner fra fly ved Johan Castberg vil være mulig. Dispergeringsoperasjoner er avhengig av operasjonslys og dermed er antall mulig operasjoner per dag større om sommeren sammenlignet med vintersesong (Tabell 5-6).

I tillegg vil sikt og isingsforhold være begrensende faktorer, OSRL estimerer at dispergeringsoperasjoner er mulig ca 40-60 % av tiden med tilstrekkelig operasjonslys. Isingsforholdene vil vurderes kontinuerlig. OSRL utfører nå en gjennomførbarhetstest på flyene i forhold til å godkjenne flyvning i kjente isingsforhold. Disse resultatene vil kunne benyttes i neste oppdatering av beredskapsanalyse og beredskapsplan.

Antall daglige dispergeringsoperasjoner fra fly vil avhenge av operasjonslys. Disse er oppsummert i Tabell 5-6 for Johan Castberg (personlig kommunikasjon OSRL). En dispergeringsoperasjon tilsier dispergering av 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.

**Tabell 5-6 Antall mulige dispergeringsoperasjoner per dag ved Johan Castberg basert på operasjonslys**

	Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Antall dispergerings-operasjoner per dag	0	1	2-3	2-3	2-3	2-3	2-3	2-3	2-3	2-3	1	0

### 5.3.3 Subsea dispergering

Det antas at vanddypet og andre operasjonelle forhold ved Johan Castberg gjør bruk av capping (kapsling av brØnnen) og subsea dispergering egnet som beredskapsmetode.

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, og behØver 9 lastebiler og vil ta ca 48 timer. Alternativt kan det mobiliseres direkte på fartØy fra Stavanger base og gå direkte til feltet.

Offshore subsea dispergering vil bli behandlet i egen plan om kildehåndtering som vil bli utarbeidet spesifikk for feltet ettersom Statoil interne krav tydelig spesifiserer dette [31]. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjØbunnsutblåsning.

Tabell 5-7 viser behov for mengde dispergeringsmiddel ved subsea dispergering. Forutsetninger er basert på tidligere arbeid for brønner i Barentshavet og inkluderer at subsea dispergering starter ved utblåsningsdøgn 11, og total varighet på utblåsning på 18 døgn grunnet en vellykket installasjon av capping stack eller 70 døgn grunnet vellykket boring av avlastningsbrønn [32]. Dispergeringsmiddel som er tilgjengelig via OSRL og tilfredsstillende krav til bruk i norske farvann er 4000 Sm<sup>3</sup>. Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av GDS eksklusivt til subsea dispergering, er det tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning frem til vellykket capping. Dersom capping ikke er vellykket, og utblåsning varer frem til boring av avlastningsbrønn vil det være tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel til subsea dispergering mesteparten av tiden frem til ferdigstilling av avlastningsbrønn. Det antas at 4000 Sm<sup>3</sup> dispergeringsmiddel vil være tilstrekkelig frem utblåsningsdøgn 60, dersom utblåsningsraten forblir 8100 Sm<sup>3</sup>/d og dispergeringsmidlene benyttes eksklusivt til subsea dispergering. Utblåsningsrate er antatt å avta naturlig over tid grunnet endret trykk i reservoaret, og dermed vil det være behov for mindre mengder dispergeringsmiddel per døgn over tid.

**Tabell 5-7 Beregning av akkumulert behov for dispergeringsmiddel ved subsea dispergering dersom utblåsningsraten er konstant 8100 Sm<sup>3</sup>/d**

	Tidsløp (utblåsningsdøgn)	Utblåsningsrate * (Sm <sup>3</sup> /d)	Dispergerings- middelbehov (Sm <sup>3</sup> /d)	Totalt antall døgn med subsea dispergering	Akkumulert behov for dispergeringsmiddel (Sm <sup>3</sup> )
Oppstart subsea dispergering	11	8100	81	0	0
Capping	18	8100	81	7	567
Maks varighet (avlastningsbrønn)	70	8100	81	59	4779

\*Utblåsningsrate er antatt å avta naturlig over tid grunnet endret trykk i reservoaret

### 5.3.4 Logistikk ved offshore dispergering

Dispergeringsmidlene som er tilgjengelig for operasjon bør samles på en operasjonsbase for å muliggjøre effektive kontinuerlige operasjoner. Den raskeste transportvei for å få OSRL dispergeringsmidlene til lokasjon vil være med flytransport. Lakselv flyplass, Banak, og Tromsø lufthavn, Langnes anses som aktuelle flyplasser på grunn av krav til lengde på rullebanen og nærhet til Johan Castberg og Polarbase Hammerfest. Disse flyplassene kan deretter brukes som operasjonsbase for dispergering med OSRL-fly dersom det er aktuelt. Alternativt fraktes dispergeringsmidlene videre via veitransport til Polarbase Hammerfest, og deretter med fartøy til feltet for bruk til dispergeringsoperasjon fra fartøy eller subsea dispergering. Alternativt kan dispergeringsmidlene fra Europa fraktes med båttransport direkte til feltet. 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 15 døgn, og ytterligere 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]. Aktuell myndighet avhenger om man søker tillatelse på generelt grunnlag eller ved en faktisk hendelse. Miljødirektoratet

vil kunne vurdere en søknad og kunne gi en forhåndstillatelse gjennom utslippstillatelsen for feltet. Kystverket gir tillatelse dersom en hendelse har skjedd. Det anbefales å inkludere bruk av kjemisk dispergering ved søknad om utslippstillatelse før oppstart av operasjoner på feltet.

## **5.4 Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslippet under oljevernaksjoner**

### **5.4.1 Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser**

Utslippsdeteksjon og overvåkning på feltet vil bli videre utarbeidet og omtalt i feltets fjernmålingsplan [35] basert på eget studiet på lekkasjedeteksjon på feltet (pågående), og det vil bli søkt inn krav til utslippsdeteksjon til Miljødirektoratet i forbindelse med utslippssøknad.

Statoil anbefaler utstyr for fjernmåling på beredskapsfartøyet på feltet. Slikt utstyr inkluderer oljedetekterende radar (OSDradar) og IR kamera, og at det er etablert rutiner for å oppdage olje og kartlegge oljeutbredelse under en eventuell aksjon. I tillegg til oljedetekterende radar og IR kamera, bør det være mulighet for nedlastning av bilder tatt fra fly eller helikopter til bruk for å optimalisere innsatsen (digital downlink). Satellittradar vil inngå som en kapasitet både for deteksjon og kartlegging gjennom nedlasting av daglige radarbilder. Under en aksjon vil en kunne laste ned bilder to ganger per døgn.

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. Brønnovervåkning på boreriggen vil detektere uregelmessigheter og utslipp i forbindelse med boreoperasjonene.

### **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 Statoil 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 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]. Det vil lages en egen plan for oljeskadet vilt i samråd med myndighetene før oppstart av feltet, denne vil enten være generell for samtlige av Statoil's aktiviteter på norsk sokkel, eller feltspesifikk for Johan Castberg.

## 5.6 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 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 [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.

### 5.6.1 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/rådgi NOFO.

### 5.6.2 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
- Bevissikring/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 strandsone – Akvaplan Niva**

Avtalen med Akvaplan-Niva består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Kartlegging av plante- og dyreliv i strandsone (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 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 vil bli benyttet i hele landet.

## **6 Konklusjon**

Et dedikert beredskapsfartøyet på feltet, sammen med de ressurser som er tilgjengelig via Statoils tier 2 og 3 avtaler, tilsier at en dimensjonerende hendelse med utblåsning fra Johan Castberg kan håndteres på en forsvarlig og effektiv måte etter krav satt fra myndigheter og Statoils interne krav.

Det settes i foreliggende analyse anbefalinger til utstyr til oljevernberedskap på feltet, for å kunne overholde Statoil interne krav. Disse omfatter utstyr til utslippsdeteksjon, overvåking, mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering. Det er opp til Johan Castberg å sikre at de er i henhold til krav, og sørge for at tilstrekkelig kapasitet er operasjonell ved oppstart.

Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippsscenario beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 15 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, og 4 fjord- og 4 kystsystemer i barriere 3 og 4. For barriere 5 er det ikke beregnet beredskapsbehov ettersom strandingstiden ikke er kortere enn 20 døgn, og de foregående barrierene skal kunne håndtere emulsjonen. Mekanisk oppsamling alene skal kunne håndtere dimensjonerende hendelse, og Statoil har tilstrekkelig med ressurser gjennom sine avtaler med NOFO for å håndtere en langvarig hendelse.



Dimensjonerende hendelse vil kunne håndteres også med kjemisk dispergering offshore som en supplerende bekjempelsesmetode. 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 nærmere oppstart for produksjonsboring ettersom flere av forutsetningene vil kunne være endret. Resultater fra en oppdatert beredskapsanalyse vil inngå i søknad om utslippstillatelse for produksjonsboring og produksjonsfasen på feltet.

**Tabell 6-1 Beregnet beredskapsbehov i hver barriere for dimensjonerende utslippsscenario på Johan Castberg**

<b>Barriere 1 - bekjempelse nær kilden -system 1 – tier 1</b>	
Beredskapsfartøy på feltet	Utstyr for mekanisk oppsamling enten standard NOFO system med slepekapasitet (daughter craft) eller et havgående hurtiggående ettbåtsystem, tankkapasitet for oppsamlet emulsjon og emulsjonsbryter. Utstyr for kjemisk dispergering inkludert påføringsystem og dispergeringsmiddel Utstyr for utslippsdeteksjon og overvåkning Skal være operativt innen 5 timer etter at utslipp er oppdaget
<b>Barriere 1 og 2 bekjempelse nær kilden og på åpent hav – tier 2</b>	
Systemer og responstid	15 NOFO-systemer Fullt utbygd barriere innen 72 timer er mulig
<b>Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone – tier 2</b>	
Systemer og responstid	4 fjord og 4 kystsystemer Fullt utbygd barriere er mulig innen senest 20 døgn
<b>Barriere 5 – strandsanering – tier 2</b>	
Systemer og responstid	Ingen spesifikke krav
<b>Annet</b>	Det skal søkes om spesifikke utslippsdeteksjonskrav ved søknad om utslippstillatelse Foreliggende analyse skal oppdateres ved vesentlige endringer, og bør vurderes oppdatert for søknad om utslippstillatelse Mulighet for bruk av ytterligere ressurser opprettholdes ved Statoils medlemskap i NOFO og OSRL (tier 2 og tier 3)

## 7 Referanser

1. Akvaplan-Niva AS Sense (2017) Miljørisikoanalyse Johan Castberg – produksjonsboring og drift Statoil ASA
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) Technical note Blowout Scenario Analysis Input to the environmental risk analysis for Johan Castberg.
10. Statoil (2017) Notat Input til miljørisikoanalyse for Johan Castberg - volumer og frekvenser for utslipp

- 
11. Statoil (2014) – Statoil Rådgivende dokument. GL 0339. Retningslinje for analyser av beredskap mot akutt oljeforurensning fra offshoreaktiviteter på norsk sokkel.
  12. Norsk Olje og Gass (OLF) (2014) – Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.
  13. Total (2016) Sikkerhetsdatablad Finasol OSR 52, SDS #30034
  14. Todnem AS (2012) Sikkerhetsdatablad Dasic Slickgone NS
  15. Nalco Environmental Solutions LLC (2012) Safety Data Sheet Corexit ® EC9500A
  16. IPIECA IOGP (2015) Dispersants: surface application Good practice guidelines for incident management and emergency personnel
  17. NOFO (2017) Olje På Vann 2016 rapport 13.- 16. juni 2016
  18. Statoil (pågående) Avfallshåndteringsplan - oljevernaksjon
  19. SINTEF (2012) Skrugard crude oil - weathering studies Oil properties related to oil spill response
  20. SINTEF (2013) Havis crude oil – properties and behavior at sea related to oil spill response
  21. SINTEF (2017) Drivis crude oil – Properties and behaviour at sea
  22. Statoil (2016) Johan Castberg Metocean Design Basis Rev. 6 (internal)
  23. SINTEF (2015) Subsurface oil releases – experimental study of droplet size distributions Phase-II (Report A26866)
  24. SINTEF (2016) Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)
  25. Aker Solution (pågående) BASEC Visibility Study NORUT
  26. DNV Consulting (2006) Klimatiske begrensninger for fjernmåling. Isingsforhold og oljevern i beredskapsregion 5
  27. Statoil (2017) PL532 Forslag til program for konsekvensutredning Oppsummering av høringsuttalelser og tilsvar [www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg)
  28. Artsobservasjoner [www.artsobservasjoner.no](http://www.artsobservasjoner.no)
  29. NOFO (2011) NOFO Standard 2009 Master
  30. IPIECA (2014) A guide to oiled shoreline assessment (SCAT) surveys Good practice guidelines for incident management and emergency response personnel
  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 (2015) Working Requirement WR1151 Miljøvurderinger, utslippsbegrensning og driftsoppfølging
  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, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp