

Oljevern beredskapsanalyse for Johan Castberg feltet

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

Tittel:		
Oljevern beredskapsanalyse for Johan Castberg feltet		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:

Gradering: Open	Distribusjon:
Utløpsdato:	Status: Final

Utgivelsesdato: 18.12.2023	Rev. nr.:	Eksemplar nr.:
-------------------------------	-----------	----------------

Forfatter(e)/Kilde(r): TDI OG FOS SAPT ET2 Gisle Vassenden	
Omhandler (fagområde/emneord): Beredskap mot akutt forurensning, oljevern, analyse, krav	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:

Utarbeidet (organisasjonsenhet/ navn):	Signatur:	Dato:
Anbefalt (organisasjonsenhet/ navn):	Signatur:	Dato:
Godkjent (organisasjonsenhet/ navn):	Signatur:	Dato:

Innholdsfortegnelse

Oppsummering	4
1 Innledning.....	7
1.1 Bakgrunn.....	7
1.2 Ytelseskrav for oljevernberedskap.....	7
1.4 Aktivitetsbeskrivelse.....	8
2 Analysegrunnlag.....	10
2.1 Utslippsscenarioer	10
2.2 Oljens egenskaper	11
2.2.1 Flammepunkt.....	12
2.2.2 Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering.....	12
2.2.3 Oljens egenskaper ved mekanisk dispergering	15
2.2.4 Vurdering av subsea dispergering basert på oljens egenskaper	15
2.3 Oljevernressurser.....	16
2.4 Lekkasje-deteksjon og monitorering	18
2.5 Influensområder og stranding av emulsjon.....	18
2.6 Naturressurser og særlig viktige områder rundt Johan Castberg feltet	21
2.6.1 Sjøfugl.....	21
2.6.2 Sjøpattedyr.....	22
2.6.3 Fisk og gyteområder	22
2.6.4 Miljøkonsekvenser for naturressurser.....	23
2.6.5 Miljørisiko	24
3 Resultater	26
3.1 Beredskapsbehov i barriere 1 til 4	26
3.1.1 Beregning av beredskapsbehov og responstider for barriere 1 og 2.....	26
3.1.2 Oljevern fartøy for sleping av lense	30
3.1.3 Avhending av oppsamlet emulsjon	31
3.1.4 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4	31
3.2 Strandrensing - beredskapsbehov og responstider i barriere 5.....	32
3.2.1 Vurdering av behov for fremskutt depot for Johan Castberg feltet	32
4 Oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak.....	32
4.1 Modellering og sammenligning av ulike oljeverntiltak	32
4.2 Spill Impact Mitigation Assessment (SIMA).....	34
5 Konklusjon	35
5 Tilleggsinformasjon.....	36
6 Referanser	36



Oppsummering

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Johan Castberg feltet for perioden 2024 til 2027 er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i tabellen nederst.

Johan Castberg feltet ligger i Barentshavet (PL532) ca. 200 km fra både Ingøya i Måsøy kommune (Troms og Finnmark fylke) og Bjørnøya. Vandndypet på lokasjon er 360-405 meter. Beregning av systembehov for de ulike utslippsscenarioene er utført med beregningsverktøyet BarKal. Egne beregninger er gjort for de aktuelle oljetyperne; Skrugard, Havis og Drivis. Det er Skrugardolje som er den dimensjonerende oljetyper basert på emulsjonsdannelse og forventet levetid på sjø. Beredskapsanalysen er basert på resultater fra miljørisikoanalysen til Johan Castberg, som er utført av Akvaplan Niva i 2021 [1] [2].

Miljøkonsekvenser er i miljørisikoanalysen funnet å være størst for sjøfuglene lunde, lomvi og polarlomvi i åpent hav, se Tabell 0-1. MARAMBS analyse på svømmetrekket av lomvi fra Bjørnøya viser høyest miljørisiko fra midten av august til midten av september [3], og er illustrert i samme tabell. Kolonispesifikke analyser for lomvi indikerer høyest risiko i mars for Bjørnøya-kolonien, mens for Hjelmsøya-kolonien er miljørisikoen høyest i juni [4].

Tabell 0-1 Høyest utslagsgivende skadekategori for hver måned, beregnet med SEATRACK datasettet for sjøfugl, med angivelse av arten (alle er Barentshavs-bestander). Utslag med frekvens over $1,0 \times 10^{-6}$ er tatt med i oppsummeringen. Høyeste skadekategori for svømmetrekket av lomvi fra Bjørnøya, analysert med MARAMBS datasett, er vist med gul sirkel. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med innplassering i Equinors risikomatrixe.

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												Lunde 4,0E-05
Moderat									Lomvi 1,4E-05	Polarlomvi 1,3E-05	Lunde 9,7E-06	
Alvorlig	Lomvi 3,6E-06							Polarlomvi 7,4E-05				
Veldig alvorlig		Lomvi 1,0E-05	Lomvi 4,1E-05	Lunde 5,2E-05								
Stor					Lunde 3,8E-06	Lunde 5,6E-06	Lunde 7,2E-06					
Katastrofal								 2,8E-05	 3,0E-05			



Lomvi MARAMBS

Det er operasjonen komplettering som bidrar mest til miljørisikoen på Johan Castberg (pga høyere sannsynlighet for utblåsning), men det er en utblåsning under boring som gir de høyeste konsekvensene (grunnet høyest forventede utblåsningsrater ved boring).

Resultatene i analysen viser at miljørisikoen for Johan Castberg, som et helårlig snitt, ligger i gult område i Equinors risikomatrixe, uten å medregne oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak. Det er sjøfugl som slår høyest ut basert på beregning av potensielt populasjonstap, mens «kyst og strand» og «vannsøyle» (=fisk) havner i lav skadekategori i risikomatrixen.

Valgt dimensjonerende utblåsningsrate, som er lagt til grunn for oljevern beredskapsanalysen, er 7600 m³/d. Forventet spredning av et større oljeutslipp vil være i åpent hav. Sannsynlighet for stranding er begrenset, men noen simuleringer

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

(uten effekt av oljevern), ga stranding av olje ved Bjørnøya og nordlige Finnmark (12-16 % sannsynlighet gitt et utslipp om vinteren). Sjøis kan forekomme sør til Bjørnøya på vinteren/tidlig vår. I denne perioden kan det være en viss sannsynlighet for at et utslipp vil kunne nå områder med sjøis.

Både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering er egnede beredskapsstrategier for de aktuelle oljetyperne på Johan Castberg, som vil kunne redusere miljørisiko på feltet. En SIMA (Spill Impact Mitigation Assessment) analyse viser at dispergering er et egnet tiltak for å minimere miljørisikoen hele året. Dispergering vil kunne foregå både i overflaten fra fartøy eller fly, evt subsea. Dispergerbarhet til aktuell olje må verifiseres gjennom flasketest før man igangsetter en eventuell dispergeringsaksjon.

Beregnet beredskapsbehov varierer mellom årene avhengig av boreperiode og oppstart av produksjon, og hvilke oljetyper som potensielt kan bli sluppet ut. Beredskapsbehovet, med mekanisk oppsamling, er beregnet til 8 systemer når det kun er boring i 2024, men øker til 12 systemer fra oppstart av produksjon høsten 2024. Beredskapsbehovet reduseres til 7 når boringen opphører etter planen i 2026. Første system vil være stand-by fartøyet på feltet, som vil ha mulighet både til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering av overflateolje. Etterfølgende systemer vil hentes fra Goliat sitt beredskapsfartøy, så avløserfartøy og forsyningsfartøy knyttet til Johan Castberg, som er utrustet med oljevernutstyr, og til slutt ressurser fra stående beredskap på norsk sokkel og fra utstyrsbaser/mobiliserbare fartøy.

Responstiden for fartøyene i barriere 1 og 2 settes til 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 60 timer ved maksimalt beredskapsbehov (inkludert NOFOs tilgjengelighetsfaktor). Fra og med 2026 vil fullt utbygd barriere på åpent hav kunne være på plass innen 49 timer. Det er krav til 4 systemer innen 24 timer når det kun er boring på feltet, 5 systemer fra og med produksjonsstart i 2024, mens fra og med 2026 reduseres dette behovet til 3 systemer (når boring opphører).

Det er tilgang til havgående enbåt-system, og såkalt høyhastighetssystem, i NOFO. Ett system er lagret i Hammerfest NOFO-base. I tillegg til å være uavhengig av egen slepebåt er dette også systemer som kan gå hurtigere under oppsamling. Enbåt-system vil kunne forsterke barriere 1 og 2, og spesielt ved aksjoner for å beskytte ansamlinger av sjøfugl og i situasjoner med forekomst av spredte isflak. Enbåt-system vil også være egnet til å jakte på oljeflak som nærmer seg Bjørnøya, for å forhindre landpåslag her. Det er anbefalt å ha enbåt-system på kjøp i perioden med høyest miljørisiko på sensommeren (maks 3 måneder pga operasjonelle forhold), mens resten av året vil dette systemet være tilgjengelig for rask mobilisering fra Hammerfest Base.

Hele året anbefales det en forsterkning av beredskapen ved å øke kapasiteten til kjemisk dispergering. Det er et krav om kjemisk dispergering på beredskapsfartøyet på lokasjon, men det må også vurderes andre tiltak, med referanse til anbefalinger og pågående arbeid i forbindelse med utredning utført i 2020 [5], og studie utført av DNV relatert til fartøy-til-fartøy overføring av dispergeringsmiddel i åpent hav [6].

For barriere 3 og 4 stilles det krav til en kapasitet tilsvarende 4 kystsystemer, med responstid på 17 døgn, som er korteste drivtid til land.

Overvåkning av et oljeutslipp vil være et tiltak både under bekjempelsesaksjoner og i situasjoner hvor bekjempelse ikke er mulig eller anbefalt. Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler med NOFO og Kystverket. Equinor har også avtale om tilgang på oljevernressurser og støtte fra oljevernselskapet OSLR. Gjennom aksjonsledelsen vil Equinor fortløpende tilpasse bruk og dimensjonering av bekjempelsesmetoder og utstyr til situasjonen.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 0-2 Krav til beredskap i hver barriere for Johan Castberg feltet

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	<p>12 havgående systemer i 2024 og 2025. 7 system systemer fra 2026 (når boringen avsluttes). Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 60 timer ved det høyeste beredskapsbehovet. Det må tilrettelegges for kjemisk dispergering på områdeberedskapsfartøyet og på avløserfartøyet. Det er krav til 5 systemer innen 24 timer (3 systemer fra og med 2026). For å kunne bekjempe et oljeutslipp med 5 systemer innen 24 timer, må det være to mobiliserbare fartøy i Barentshavet, som kan hente lense i Hammerfest i en hendelse. Det må være 2 vaktlag i Hammerfest med kort mobiliseringstid i perioden når beredskapsbehovet er størst.</p> <p>Enbåt-system (høyhastighetslense) anbefales å inngå i beredskapsløsningen, for å jakte oljeflak og unngå at olje treffer ansamlinger av sjøfugl. Denne lensetypen er også manøvrerbar i områder med spredte isflak.</p>
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	<p>Kapasitet tilsvarende 4 kystsystemer. Vil bli mobilisert innen korteste drivtid til land (17 døgn). Ved Bjørnøya stilles det krav til tyngre systemer for mekanisk oppsamling som benyttes til bekjempelse oppstrøms for området. Dette vil være ressurser fra barriere 1 og 2, og antall systemer skal dimensjoneres etter behov. Havgående enbåt-systemer som MOS sweeper er spesielt egnet for å jakte på oljeflak som nærmer seg Bjørnøya, for å forhindre landpåslag.</p>
Miljøundersøkelser og utslippsdeteksjon	<p>Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer.</p> <p>Området rundt feltet skal overvåkes regelmessig med sikte på tidlig deteksjon av akutt forurensning, men også for eventuell drift av sjøis.</p>

1 Innledning

1.1 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. 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. Informasjon fra miljørisikoanalysen inngår som grunnlag i beredskapsanalysen.

Foreliggende beredskapsanalyse er utarbeidet for Johan Castberg feltet i Barentshavet og dekker perioden 2024 til 2027 med både boring og produksjon. Denne beredskapsanalysen er utført i henhold til Equinor's grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser [7] og NOFOs planverk [8]. Det henvises til begge kilder for en grundig beskrivelse av metode, forutsetninger og ytelseskrav. Se også ytelseskrav satt spesifikt for Johan Castberg i neste kapittel.

Valg av dimensjonerende hendelse er i denne analysen gjort i henhold til nyeste oppdatering av Offshore Norges veileder for miljørettede beredskapsanalyser [9]. Det bemerkes at dimensjonerende hendelse brukt i tilleggsanalyser som beredskapsmodellering [10], MARAMBS [3] og kolonispesifikk [4] analyse ble valgt ut basert på tidligere versjon av veilederen, og er høyere enn dimensjonerende rate brukt i foreliggende beredskapsanalyse.

1.2 Ytelseskrav for oljevernberedskap

Minimum ytelseskrav for oljevernberedskap er beskrevet i Equinor's grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser [7] og i intern ARIS krav (R-38072 [11] under SF700 prosessen). Inkludert ytterligere krav satt spesifikt for Johan Castbergfeltet er ytelseskravene som følger:

- Ha lokal kapasitet og robusthet for å bekjempe et utslipp av minimum 500 m³ olje med ressurser som er klar for operasjon innen 5 timer fra utslippet er detektert for raskt å kunne hindre spredning av olje. Dette fordrer et dedikert områdeberedskapsfartøy på lokasjon, som har mulighet å sette ut lensen med egen DC.
 - Utstyr for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering skal være tilgjengelig på områdeberedskapsfartøyet.
- Ha tilgjengelig ressurser som er klar for operasjon for å bekjempe et utslipp på minimum 2000 m³ innen drivtid til land eller til miljø-sensitive områder og ressurser.
 - Redusere sannsynligheten og konsekvens på
 - kolonier av sjøfugl på fastlandet (mest sårbar i hekketiden på sommeren)
 - kolonier på Bjørnøya spesielt sårbar i mars til august
 - svømmetrekket av alkefugler fra Bjørnøya som kan svømme forbi Johan Castberg i august/september enkelte år.
- Det må være kapasitet til å bekjempe 50 % av dimensjonerende emulsjonsrate innen 24 timer
- Oljevernressursene må kunne operere i relevante værforhold i Barentshavet
 - Mørke, snø og perioder med isingsforhold om vinteren, tåke om sommeren
- OR-fartøy må ha utstyr for å teste om oljeemulsjon er kjemisk dispergerbar i felt.
- Det må være emulsjonsbryter om bord på fartøy med Transrec system.

1.3 Isrisikostyring

Iskantsonen kan erfaringsmessig strekke seg ned til Bjørnøya vinter-tidlig vår. Isforhold må overvåkes kontinuerlig for å kunne stenge ned dersom sjøis skulle nærme seg Johan Castbergfeltet. Det vil være ingen boring, produksjon eller lastning av olje dersom [12]:

- Sjøis passerer 73°N (60 km nord for FPSO)
- Sjøis er beregnet å nå Johan Castberg innen 3,5 dager
- Isfjell er identifisert nærmere enn 12 nm fra FPSO

Prosedyren er relatert til sikkerhet for personell, fartøy og utstyr, men også til risiko for å få olje i isfylt farvann.

1.4 Aktivitetsbeskrivelse

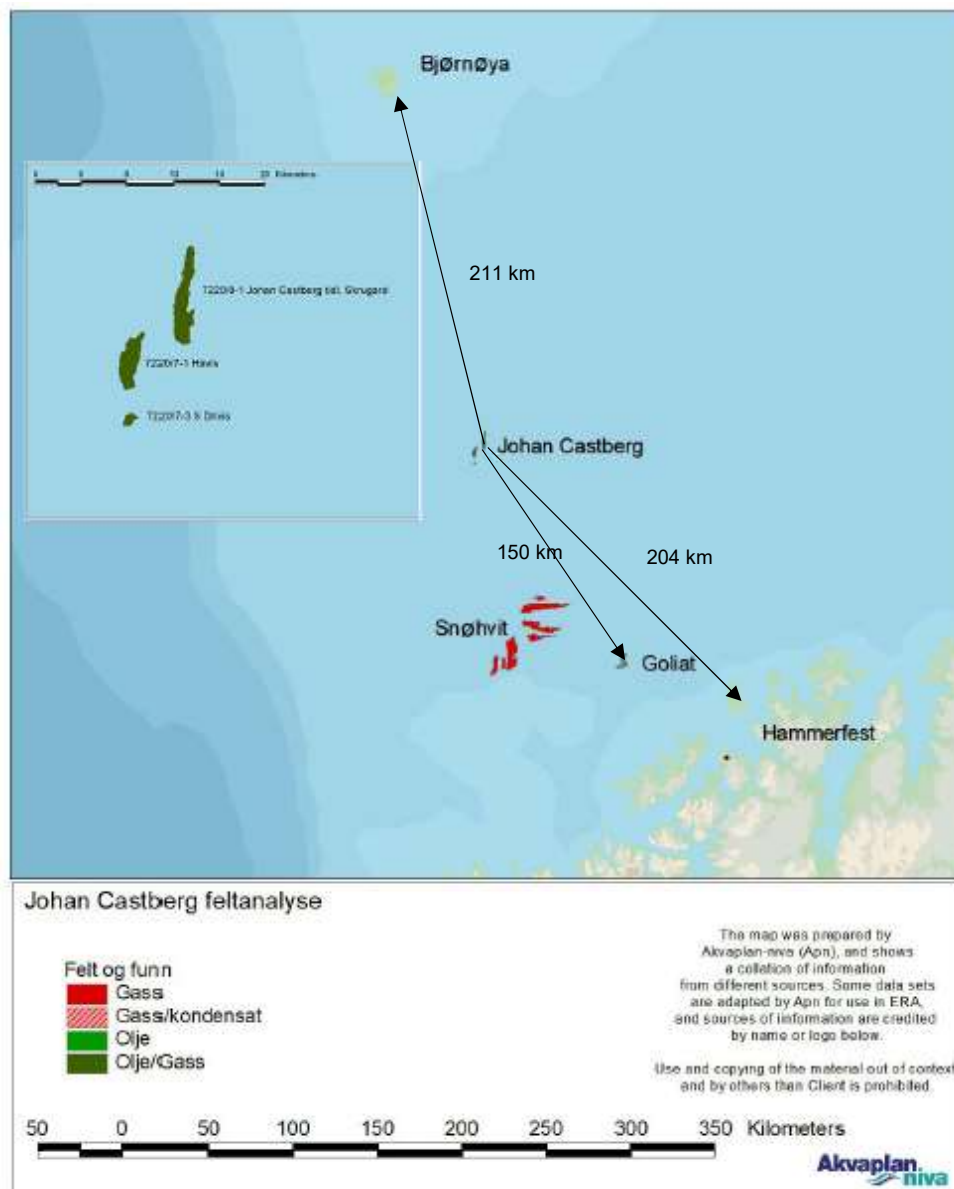
Johan Castberg er en fellesbetegnelse for feltutbyggingen av reservoarene Skrugard, Havis og Drivis i Barentshavet (Figur 1-2). Vanndybden på lokasjon er 360-405 m og korteste avstand til land er ca. 200 km til både Ingøya i Måsøy kommune (Troms og Finnmark) og Bjørnøya. Nærmeste felt er Snøhvit og Goliat, som ligger henholdsvis 100 km og 150 km sør for Johan Castberg.

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 1-1). Det går rørledninger mellom templatene og produksjonsskipet.

Boringen på feltet (topphull og vanninjektorer) startet høsten 2020 og boring i oljeførende lag i oljeproducenter foregikk i 2021 og 2022. Boring gjenopptas vår/sommer 2024, like før produksjonsstart høsten 2024. Høyest forventet total aktivitet er anslått til 2024 og 2025. Totalt 30 brønner skal bores frem til 2025. Se detaljer i utblåningsscenario analysen [13].



Figur 1-1 Skisse av valgte utbyggingsløsning for Johan Castberg, med havbunnsutbygging, flytende produksjonsenhet og lagerskip, og boring fra mobil rigg.



Figur 1-2 Lokasjon til Johan Castberg feltet. Korteste avstand til land er ca. 200 km Ingøya i Måsøy kommune og Bjørnøya.

Basisinformasjon for Johan Castberg feltet er oppsummert i Tabell 1-1.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for Johan Castberg feltet. For ytterligere detaljer om utblåsningsrater og sannsynlighet, se utblåsningsanalysen [13].

	Johan Castberg feltet
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	72° 29' N, 020° 14' Ø
Vanddyp	360-405 m
Borerigg	Transocean Enabler
Sannsynlighet for utblåsning	1,8E-03 (høyaktivitetsår), 5,1E-04 (lavaktivitetsår)
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	Varieser avhengig av om det er år med boring eller produksjon
Vektet utblåsningsrate ved boring (Skrugard) i 2024	Overflate: 6000 m ³ /døgn Sjøbunn: 4700 m ³ /døgn Total: 5100 m ³ /døgn
P90 utblåsningsrate (all aktivitet) (Skrugard) 2024	Overflate: 4100 m ³ /døgn Sjøbunn: 7600 m ³ /døgn (valgt som dimensjonerende rate)* Total: 4200 m ³ /døgn
Oljetype (tetthet)	Skrugard olje (871 kg/m ³) (dimensjonerende oljetype) Havis olje (883 kg/m ³) Drivis olje (838 kg/m ³)
Varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	70 døgn (maks)
Vektet varighet	Sjøbunnsutblåsning: 12 døgn Overflateutblåsning: 5 døgn

*P90 raten brukt som dimensjonerende rate i tidligere oljedriftsanalyser og beredskapsmodelleringer er 8100 Sm³/d, og dermed er tidligere analyser litt konservativ i forhold til om oppdatert dimensjonerende rate hadde vært brukt. Dette gjelder blant annet oljedrift til kysten.

En utblåsning 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 drepes av operatør. Dreping av brønnen kan skje ved bruk av Blow Out Preventer (BOP), capping, avstengningsanordning på brønnhodet, eller hvis ingen av disse tiltakene lykkes, vil en starte arbeidet med å bore en avlastnings-brønn. Varigheten av en potensiell utblåsning er beregnet og dokumentert ved hjelp av sannsynlighet for ulike varigheter gitt en utblåsning [13].

Den maksimale forventede varigheten av en utblåsning er beregnet til 70 døgn, og sannsynligheten for at en utblåsning har denne varigheten er beregnet til 1 %. Utblåsningsvarighet påvirker mengde olje på sjøoverflate og strandede mengder olje og inngår i dimensjonering av beredskapen i kyst og strandsonen – barriere 3, 4 og 5.

2 Analysegrunnlag

2.1 Utslippsscenarioer

Utslippsscenarioer på feltet omfatter hendelser forbundet med utblåsning, brudd på tank på produksjonsskipet og skytteltanker og lekkasjer ved lasteprosess og feltinterne rør, og har vært grunnlag for miljørisikoanalysen for feltet.

Tabell 2-1 gir oversikt over utslippsscenarioer som er lagt til grunn for oljevern beredskapsanalysen for Johan Castberg feltet.

Tabell 2-1 Utvalgte dimensjonerende utslippsscenarioer for Johan Castberg feltet. Skrugard olje er dimensjonerende oljetype. Da det også kan bli utslipp av Havis og Drivis oljer, er disse også inkludert for å synliggjøre forskjeller i beredskapsbehov med ulike oljetyper på feltet.

Type utslipp	Oljetype	Referanse – bakgrunn for rate/volum
Utblåsning – 5100 m ³ /døgn	Skrugard olje	Vektet utblåsningsrate for Skrugard i 2024
Utblåsning – 4000 m ³ /døgn	Havis olje	P90 utblåsningsrate for boring på Havis i 2025
Utblåsning – 7300 m ³ /døgn	Drivis olje	P90 rate for boring på Drivis i 2024
Utblåsning – 7600 m ³ /døgn	Skrugard olje	P90 utblåsningsrate (alle rater) for sjøbunnsutblåsning for Skrugard i 2024
Utblåsning – 4000 m ³ /døgn	Skrugard olje	P90 utblåsningsrate for Skrugard i 2025
Utblåsning – 3800 m ³ /døgn	Skrugard olje	P90 rate for Skrugard i 2026 og 2027 (ved ingen boring)
Stort utslipp – 16700 Sm ³ over 2 døgn	Blend av Havis, Skrugard og Drivis olje	Volum olje i den største tanken på FPSO, dekker også utslipp fra skytteltanker (12000 Sm ³ -over 2 døgn)
Middels utslipp – 1000 m ³ punktutslipp	Skrugard olje	Eksempelvis lekkasje fra riser, rørledning eller lasteslange
Mindre utslipp – 100 m ³ punktutslipp	Skrugard olje	Eksempelvis lekkasje fra brønn
Mindre punktutslipp av lette produkter	Kondensat eller andre petroleumsprodukter som danner tynn oljefilm	Eksempelvis lekkasje fra dieseltank, hydraulikksystem

2.2 Oljens egenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende potensielle miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse).

Hver av de tre reservoarene på feltet, (Skrugard, Havis, og Drivis) har ulike oljetyper, og det utført egne forvitningsstudier for hver olje [14] [15] [16]. 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. Forvitringsegenskapene til oljen fra det aktuelle punktutslippet vil dermed kunne variere noe ettersom produksjonen endres over tid. Konservativt er Skrugardoljen også benyttet til beregning av beredskapsbehov for punktutslipp. I den feltspesifikke beredskapsplanen vil det være aksjonsplaner for hver type utslipp, med tilhørende oljetype.

Forvitningsstudiet av Skrugardolje ble utført av SINTEF i 2012 [16]. Skrugardolje er en naftensk olje med middels tetthet (0,871 g/ml), og lavt asfalten (0,05 wt%) og voksinnhold (1,89 wt%). Skrugardolje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil være hensiktsmessig for å redusere tankbehovet ved lagring av oppsamlet olje/emulsjon. Skrugard har et relativt raskt og høyt vannopptak.

Forvitningsstudie av Havis oljen ble utført av SINTEF i 2013 [15]. Havis er en parafinsk råolje med middels tetthet (0,883 g/ml), lavt asfalteninnhold (0,1 wt%) og middels voksinnhold (4,5 Wt%). Havis olje danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil være hensiktsmessig for å redusere tankbehovet ved lagring av oppsamlet olje/emulsjon. Havis har et relativt raskt og høyt vannopptak.

Forvittringsstudie av Drivisolje ble utført av SINTEF i 2017 [14]. Drivis er en parafinsk olje med middels tetthet (0,838 g/ml), lavt asfalteninnhold (0,05 wt%) og middels til lavt voksinnhold (1,9 wt%). Drivis danner stabile emulsjoner og bruk av emulsjonsbryter vil være hensiktsmessig for å redusere tankbehovet ved lagring av oppsamlet olje/emulsjon. Drivis har et relativt raskt og høyt vannopptak, og høyest nedblanding- og fordampningsgrad av disse tre oljetypene.

Forvittringsegenskaper for de tre oljene er angitt i Tabell 2-2. Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på 10°C og vindstyrke på 5 m/s. For vinterhalvåret er sjøtemperatur på overflaten 5°C og vindstyrke på 10m/s. Disse forholdene stemmer overens med feltspesifikke meteorologiske data for Johan Castberg [17], som tilsier en gjennomsnittlig overflatetemperatur på sjøen i desember på 4,5°C og 8.2 °C i august. Tidsintervall som tilsvarer forventet forvittringsgrad i barriere 1 og 2 er satt til 2 timer og 12 timer.

Tabell 2-2 Forvittringsegenskaper til Skrugard olje ved 2 og 12 timer, ved vinter (5 °C, 10 m/s vind) og sommerforhold (10 °C, 5 m/s vind) [8].

		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 emulsjon på overflaten (%)	190 %	121 %	104 %	95 %	85 %	86 %
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 emulsjon på overflaten (%)	336 %	273 %	148 %	116 %	121 %	100 %

2.2.1 Flammepunkt

Det er ikke ventet fare for antennelse av olje på sjø ved utslipp av verken Skrugard, Havis eller Drivis olje. Det er fare for eksplosjon ved lagring på tank i inntil seks timer etter utslipp til sjø for utslipp av Drivis olje. For de to andre oljetypene er tidsvinduet forbundet med eksplosjonsfare vesentlig kortere.

Tabell 2-3 til Tabell 2-5 oppsummerer eksplosjonsfare av Skrugard, Drivis og Havis olje ved definerte vinter- og sommerforhold.

2.2.2 Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering

Tidligere har det vært en oppfatning at risikoen for lekkasje av olje under linsen er stor for oljer/emulsjoner med viskositet under 1000 cP, og at mekanisk oppsamling var lite hensiktsmessig. Nyere undersøkelser har vist at mekanisk oppsamling av olje kan fungere godt under denne grensen. Når viskositeten er over 15-20 000 cP vil det kunne være behov for skimmer for høyviskøse oljer.

Dok. nr.

Trer i kraft:

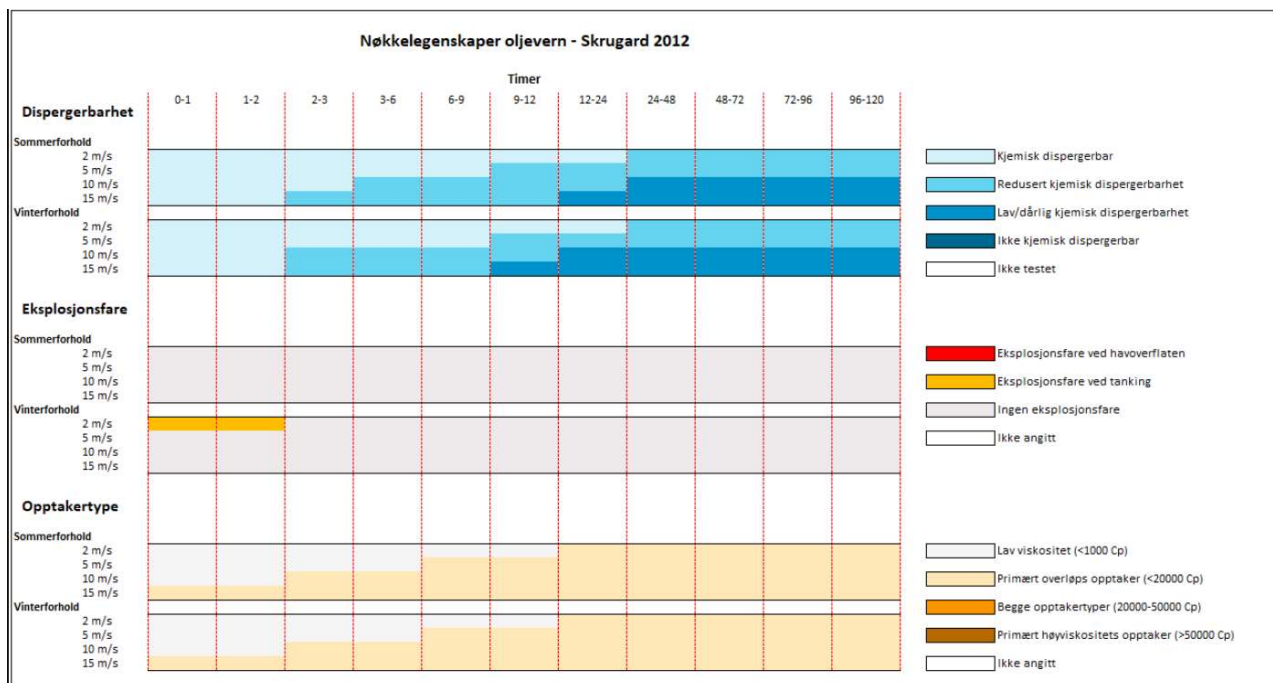
Rev. nr.

Ved typiske sommerforhold (5 m/s vind og 10 °C overflatetemperatur i sjøen) vil alle tre oljetypenes emulsjoner ha viskositeter over 1000 cP etter 6 til 12 timer, mens tilsvarende tall for typiske vinterforhold (10 m/s vind og 5 °C overflatetemperatur på sjøen) er ventet å være mellom 2 og 3 timer. Kun emulsjon av Drivis er ventet å nå over 20 000 cP innen 5 døgn på sjøen (etter 3 døgn ved høye vindstyrker) og det er dermed begrenset behov for høyviskositets opptager initielt i en aksjon, men det kan bli behov hvis olje skulle bli liggende lenge på sjø. Forvitningsstudiene beskriver en viss fare for at emulsjoner av Drivis og Havis olje stivner på sjø.

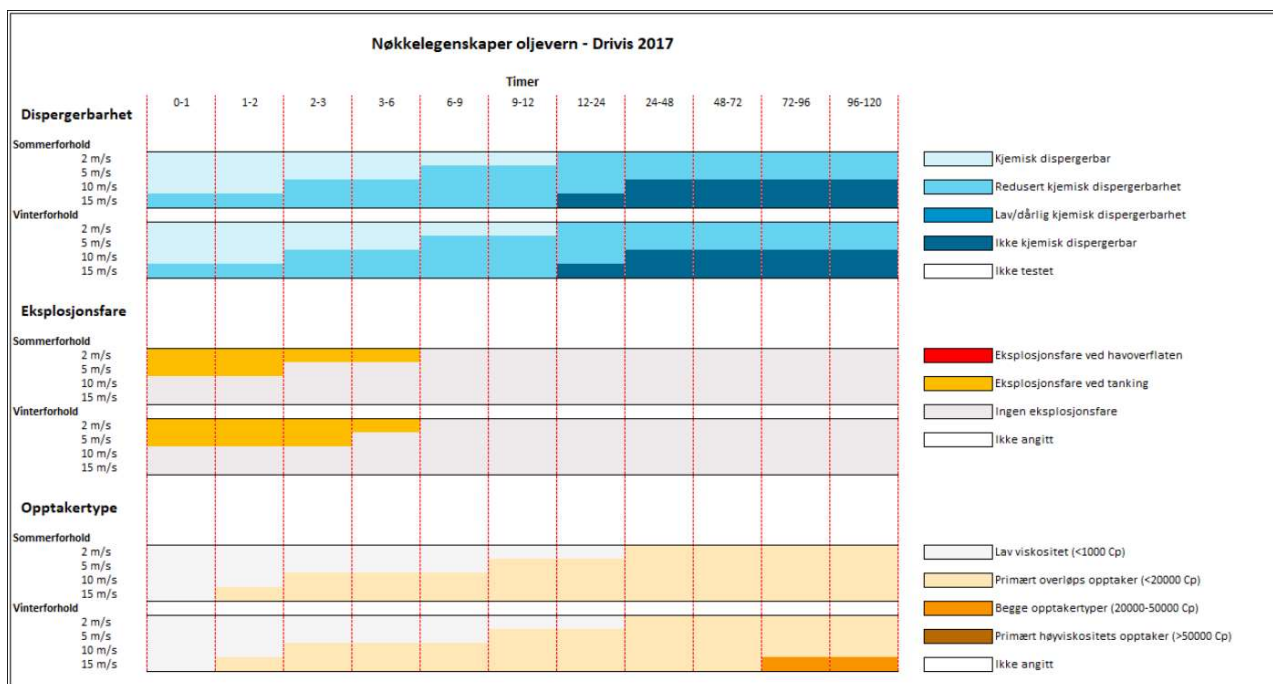
Alle tre oljer har godt potensiale for effektiv kjemisk dispergering på havoverflaten, særlig de første timene. Etter dette har oljen redusert kjemisk dispergerbarhet. Ved et langvarig utslipp vil kontinuerlig tilførsel av fersk olje føre til at kjemisk dispergering vil kunne være en egnet strategi i barriere 1. Ved et utslipp skal alltid dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

Tabell 2-3 til Tabell 2-5 oppsummerer potensialet for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering av oljene ved definerte vinter- og sommerforhold.

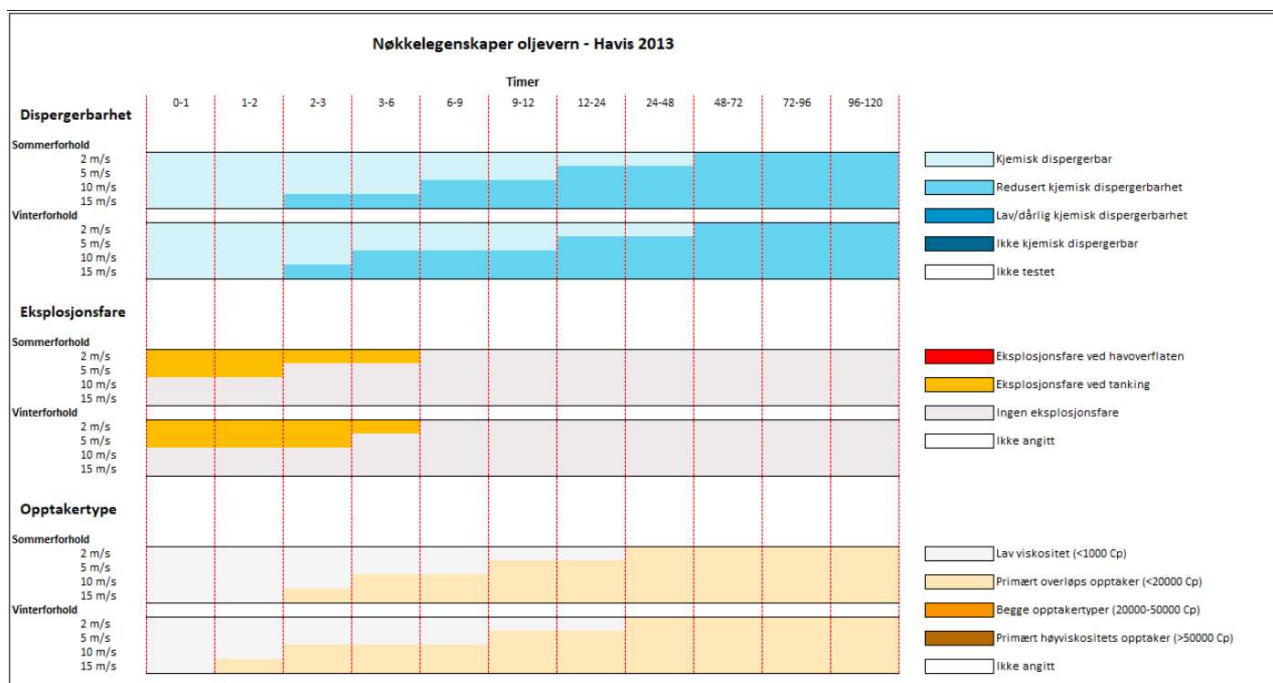
Tabell 2-3 Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet og eksplosjonsfare av Skrugard olje.



Tabell 2-4 Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet og eksplosjonsfare av Drivis olje.



Tabell 2-5 Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet og eksplosjonsfare av Havis olje.



2.2.3 *Oljens egenskaper ved mekanisk dispergering*

Mekanisk dispergering ved vannspyling med brannslange og/eller fartøyspropeller er en mulig bekjempelsesmetode ved utslipp av kondensat eller lettoljer som danner tynne olje filmer under lave vindstyrker (<5m/s). En tynn oljefilm er definert som å ha en initiell tykkelse fra 5 µm til 300 µm. Slike tykkelser refererer til Bonn Agreement Oil Appearance Correlation (BAOAC) som code 3 «Metallic» og 4 «Discontinuous true oil color».

En klassifisering av lettolje og kondensater som danner tynne olje filmer i forhold til egenskaper og forslag av mulige bekjempelsesmetoder er gjennomført [18].

I forhold til langvarige og store utslipp er det ikke forventet at Skrugard olje har godt potensiale for mekanisk dispergering, hverken ved sommer eller vinterforhold. Oljetyperne Drivis og Havis kan ha et potensiale for mekanisk dispergering i tidlig fase etter et utslipp. Både Havis og Drivis kan danne tynne oljefilmer som muliggjør en effektiv mekanisk dispergering, men stivnepunkt og viskositet av emulsjon kan bidra til å redusere effektiviteten av dette tiltaket.

For små utslipp kan mekanisk dispergering vurderes for alle oljetyperne, siden det generelt kan forventes tynnere oljefilmer for slike utslipp.

2.2.4 *Vurdering av subsea dispergering basert på oljens egenskaper*

Skrugard olje har vært testet i screeningprogrammet for test av dispergerbarhet effektivitet ved subsea dispergering [19], og har vist seg godt egnet for subsea dispergering. Havis og Drivis er ikke testet i screeningsprogrammet, men det antas at disse også gir tilsvarende god dispergeringsevne ved subsea kjemisk dispergering. Det forventes tilsvarende evne til mekanisk subsea dispergering.

Viktige parametere for en effektiv subsea dispergering er vanddypet, GOR, forholdet mellom oljerate og utslippsdiameter og oljens viskositet. En evaluering av disse parameterne gjør at undervannsdispergering i prinsippet kan være et effektivt tiltak for Johan Castberg feltet og vil bli vurdert brukt i en hendelse. Ved en hendelse anbefales det å utføre en evaluering som inkluderer en OSCAR-simulering, for å se på effekten av subsea-dispergering ved den spesifikke hendelsen.

Det er lite gyteprodukter i området rundt Johan Castberg, og mye sjøfugl, noe som taler for subsea dispergering. Denne beredskapsmetoden anses også som et godt verktøy for å redusere sannsynligheten for drift av olje til både Bjørnøya og til områder med sjøis.

Før implementering av subsea dispergering som tiltak i en hendelse, må søknad om dette sendes Miljødirektoratet. Gjeldende krav fra myndigheter omfatter foreløpig ikke testkriterier eller dokumentasjon av oljens potensiale for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

Dispergeringsmiddel, som tilfredsstillt krav til bruk i norske farvann, er tilgjengelig via OSRL (5000 m³). Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av «Global Dispersant Stockpile» (GDS) eksklusivt til subsea dispergering, er det tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning både frem til vellykket capping, og til en eventuell avlastningsbrønn er boret (70 dager). Akkumulert behov for dispergeringsmiddel til subsea dispergering frem til boring av avlastningsbrønn er forventet å være ca. 5000 Sm³, gitt at subsea dispergering begynner på dag 8 av utblåsningen. Det er identifisert fartøy som kan operere subsea dispergeringsutstyr, men responstiden settes likevel i planleggingsformål til 8 døgn. Det er avgjørende at mest mulig dispergeringsmiddel fylles på tanken til fartøyet som skal subsea dispergere, da

offshore re-fylling for tiden er utfordrende, da man ikke har transporttillatelse til bulk-transport for offshore re-fylling. Inntil videre må re-fylling foregå ved å løfte over egne tanker fra fartøy-til-fartøy.

Subsea mekanisk dispergering (SSMD) er en potensiell fremtidig bekjempelsesmetode som vil være relevant for Johan Castberg. Det pågår prosjekt for utvikling av SSMD, og en av fordelene med denne bekjempelsesmetoden er at man ikke er avhengig av kjemikalieforbruk og logistikk forbundet med dette.

Johan Castberg har en «Blow out Contingency and Relief Well Plan» som benyttes på feltet. Denne inneholder beskrivelse og tekniske prosedyrer for hvordan brønnutblåsning vil kunne stoppes, enten med brønninternt utstyr, capping eller avlastningsboring [20]. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning. OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt. Det mobiliseres fra Stavanger base og går direkte til feltet dersom det skal brukes i forbindelse med capping eller subsea dispergering. Utstyr til subsea dispergering kan ha kortere mobiliseringstid enn hele utstyrspakken for capping av brønnen.

2.3 Oljevernressurser

Oljevernressurser tilgjengelig for Johan Castberg er beskrevet nedenfor, kategorisert etter tier-nivå og beredskapsfunksjon. Det vises også til Equinor sine grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser [7] og plan for langvarige aksjoner [21], som gir en oversikt over de totale oljevernressurser Equinor vil kunne disponere ved et større oljeutslipp, og tiltak for å sikre utholdenhet og robusthet i en langvarig oljevernaksjon.

Tier 1 Beredskap på/nær Johan Castberg feltet

Equinor setter krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 m³ med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget.

For Johan Castberg vil det være eget oljevern fartøy på lokasjon, så responstidskravet vil kunne nås med god margin. Dette forutsetter at DC kan benyttes for utsetting av lense. For å sikre robusthet og fleksibilitet i bekjempelsesstrategi, særlig ovenfor eventuelle ansamlinger av sjøfugl nær lokasjonen, stilles det krav til at det bør være tilgjengelig kjemisk dispergering på feltet, som kan suppleres med ytterligere kapasitet fra blant annet Goliat og avløserfartøy etter kort tid.

Det jobbes pt. med etablering av områdeberedskap for Barentshavet mellom Vår Energi og Equinor. Hvilket fartøy som vil ligge på lokasjon er ikke bestemt.

Tier 2 – NOFO ressurser

Plassering av NOFO baser og stående beredskap og tilknyttet forutsetninger er beskrevet i NOFO planverk [8].

Tabell 2-6 Avstander fra oljevernressurser til Johan Castberg benyttet i analysen.

System	Oljevernressurser	Avstand fra Johan Castberg (nm)	Dispergeringsmiddel om bord/base (m ³) (pr NOFO planverk des. 2023)
1	Johan Castberg (på lokasjon)	0	>50 (Fartøy er ikke besluttet)
2	Goliat (Esvagt Aurora)	81	53 m ³
3	Avløserfartøy Nord (eks Stril Barents)	130	86 m ³
4	**Mobiliserbart fartøy	130	- (fartøy ikke besluttet)
5	**Hammerfest Base (1.NOFO system)	130	- (fartøy ikke besluttet)
6	Norne/Aasta Hansteen (Havila Troll)	446	48 m ³
7	Haltenbanken (Stril Poseidon)	525	52 m ³
8	Hammerfest Base (2.NOFO system)	130	-
9	Tampen (Stril Herkules)	808	62 m ³
10	Troll/Oseberg (Stril Merkur)	811	30 m ³
11	Sandnessjøen Base (1.NOFO system)	448	-
12	Sleipner/Utsira Nord (Esvagt Stavanger)	902	47 m ³
13	*Kristiansund Base (1.NOFO system)	636	-
14	*Avløserfartøy Sør (Ocean Response)	957	42 m ³
15	*Sleipner/Utsira Sør (Esvagt Bergen)	957	50 m ³
16	*Gjøa (Ocean Alden)	773	56 m ³

* NOFO tilgjengelighetsfaktor, responstid for fullt utbyttet barriere i åpent hav beregnes etter at 4 ekstra fartøy legges til (når krav til 12 fartøy), se NOFO planverk [22].

** Forutsetter 2 mobiliserbare OR fartøy i Barentshavet for å klare responstidskrav innen 24 timer i år 2024 og 2025

Tier 3 – OSRL ressurser

Equinor har flere avtaler med OSRL som er beskrevet i referansedokument [7]. Avtalene gir tilgang til flere ressurser som rådgivere, tilgang til halvparten av oljevernutstyret som er tilgjengelig på OSRLs baser, subsea dispergeringsutstyr (lokalisert i Tananger) og dispergering fra fly (Boeing 727). Dispergeringsflyet til OSRL har normalt base i Storbritannia.

Dersom flyet tar base på Lakselv lufthavn Banak (4 timer transit fra Teesside Airport), vil hver dispergeringsoperasjon ta omtrent 4,5 timer. Dette inkluderer transit til Johan Castberg (1 time), dispergering (1 time), transit tilbake til Lakselv flyplass (1 time) og bunkring og påfylling av 15 m³ dispergeringsmiddel (90 min). Det kan påregnes 1-3 turer til Johan Castberg pr døgn for å dispergere, avhengig av lysforhold.

OSRL flyet med dispergeringssystem er godkjent for å fly (transit og dispergere) under forhold med potensiale for ising. Sikt er en begrensende faktor, dispergeringsflyet trenger minimum 5 km sikt og mulighet for å se havoverflaten for å gjennomføre en dispergeringsoperasjon. Antall mulige flygninger pr dag er derfor større om sommeren enn om vinteren.

2.4 Lekkasjedeteksjon og monitorering

Deteksjonssystemer på Johan Castberg feltet inkluderer satellittovervåking, ISPAS radar på FPSO, visuelle observasjoner fra FPSO, observasjon fra helikopter og båter (visuell, lukt), prosessovervåkning (trykk og strøm) etc.

Områdeberedskapsfartøy, som planlegges for Johan Castberg, vil ha utstyr for å kartlegge og overvåke et utslipp under en hendelse. Slikt utstyr inkluderer oljedetekterende radar (OSD radar) og IR kamera. Det er etablert rutiner for å oppdage olje og kartlegge oljeutbredelse under en eventuell aksjon, blant annet ved bruk av drone.

Det er utarbeidet en Ice Management Plan for Johan Castberg som stiller krav til avstand og drivtid av sjøis mot Johan Castberg. Se kapittel 1.2 for ytelseskrav. Dersom is observeres innenfor disse grensene, vil operasjonelle tiltak sette inn, blant annet vil boring, produksjon og oljelasting stoppes [12].

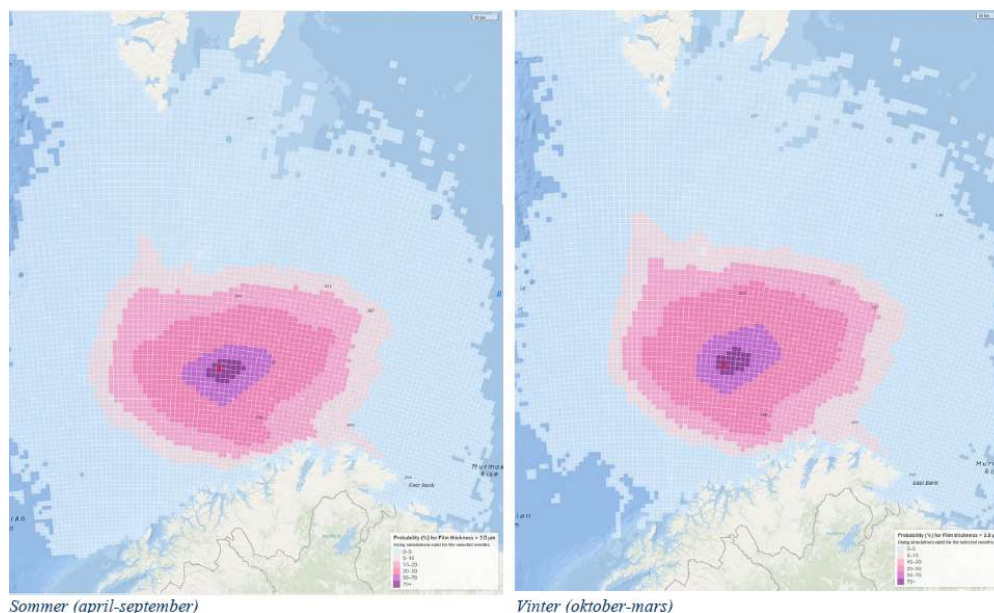
Ytterlige informasjon om utslippsdeteksjon og overvåkning finnes i grunnleggende dokument [7].

2.5 Influensområder og stranding av emulsjon

I miljørisikoanalysen for Johan Castberg, er det gjennomført oljedriftanalyser som grunnlag for beregning av feltets miljørisiko ved akutt forurensning [1].

For modellert overflate- og sjøbunnsutblåsning er det generert oljedriftsstatistikk på rutenivå for to sesonger; sommer (april-september) og vinter (oktober-mars). Influensområdet er basert på sannsynligheten for at en rute treffes i den statistiske oljedriftsmodelleringen. For den forventede oljemengden (tonn) er sannsynligheten for at ruten treffes multiplisert med den gjennomsnittlige tidsmidlete oljemengden ≥ 1 tonn i ruten gitt at den treffes. Forventet oljemengde og treff av olje er basert på alle utblåsningsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Det markerte området viser ikke omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men området som berøres i ≥ 5 % av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong. I Figur 2-1 er influensområde pr. halvår illustrert.

Resultater for influensområder og strandede mengder i dette kapitlet er konservativt beregnet. I oppdatert utblåsningsanalyse er varigheten til en utblåsning, spesielt for en subsea utblåsning, vesentlig redusert. Dette vil ha stor betydning for oljedriftssimuleringene og strandede mengder.



Figur 2-1 Sesongvise forventede treff av oljemengder ($\geq 5\%$ treff av > 1 tonn olje) i 10×10 km sjøruter gitt en utblåsning fra Johan Castberg feltet. Forventet treff av olje er basert på alle utblåsningsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter [1].

Ressursbehov for barriere 3 og 4 er beregnet basert på korteste drivtid til land (< 20 døgn) og største strandet emulsjonsmengde. Strandingsmengder og drivtid er vist i Tabell 2-7. Ressursbehov for barriere 5 er dimensjonert for NOFOs eksempelområder (inkludert Bjørnøya) hvor drivtid er mindre enn 20 døgn uavhengig av sesong, vist i Tabell 2-8. Tallene er statistikk gitt for hvert enkelt område og utgjør ikke et reelt bilde av et enkelt-scenariet.

Strandings sannsynligheten varierer med hendelsestype, og er maksimalt 35 % for de mest alvorlige DFUene vinterstid. Strandings sannsynligheten er høyere vinterstid enn sommerstid, mens strandingsmengdene er høyere sommerstid. En utblåsning ved boring, produksjon eller komplettering vil kunne berøre Finnmarkskysten med maksimalt 12 % sannsynlighet for de mest alvorlige scenariene innen DFUen, Bjørnøya med 16 %, mens det er svært liten sannsynlighet for at Spitsbergen treffes ($< 1\%$ av tilfellene). 95-persentilen av korteste drivtid til land er 17-31 døgn, avhengig av både hendelse og årstid, og 95-persentilen av størst strandet mengde varierer fra 10 tonn for skytteltankerutslipp (ved lokasjonen) til 2600 tonn for DFUen boring av brønner med én brønnbane sommerstid.

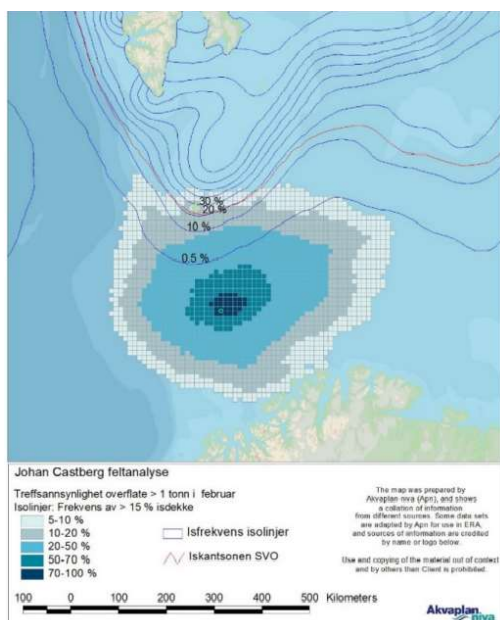
Tabell 2-7 Maksimal strandete oljemengde og korteste drivtider til hele kysten, uten effekt av oljevernberedskap. Resultatene representerer boring av enkeltbanebrønner. Resultatene i tabellen er derfor konservativ beregnet i forhold til om oppdatert dimensjonerende rate i 2024 hadde vært brukt (7600 Sm³/d og 12 døgns varighet).

Persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
95	1850	2600	17	23

Tabell 2-8 Modellerte strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til NOFO eksempelområder med kortere drivtid enn 20 døgn. Tallverdiene er uten effekt av oljevernberedskap, og hentet ut for vinter og sommer. Analysen ble gjort i miljørisikoanalysen fra 2021 med en dimensjonerende rate på 8100 Sm³/d og vektet varighet på 17 døgn [1]. Resultatene i tabellen er derfor konservativ beregnet i forhold til om oppdatert dimensjonerende rate i 2024 hadde vært brukt (7600 Sm³/d og 12 døgn varighet).

Område	Treffsannsynlighet (%)		Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
Sørøya nordvest	12	12	245	284	17	21
Gjesværtappan	6,5	6,0	56	48	18	31
Bjørnøya	16	2,5	152	63	23	39

Influensområdene fra utblåsning under boring av enkeltbanebrønner er også gjennomgått måned for måned, med fokus på drift av olje til sjøis. Det er størst sannsynlighet for at olje og sjøis overlapper i perioden desember til februar. I februar er det i gjennomsnitt beregnet 6,6 % treffsannsynlighet for overlapp med 0.5-10 % isfrekvens. Dette er basert på geografisk overlapp mellom influensområdet og isolinjer for isfrekvens per måned. Det er i dette bildet ikke tatt hensyn til at olje og is vil i stor grad drifte i samme retning, noe som gjør at treffsannsynligheten vil være overestimert.



Figur 2-2: Influensområdet fra februar for totalstatistikk fra DFU boring av enkeltbanebrønner, vist sammen med isolinjer over isfrekvens for samme måned. Temaet isfrekvens leses slik: Området mellom linjen markert med 0,5 % isfrekvens og 10 % har > 15 % isdekke i 0,5-10% av tiden i måneden. Rød linje: sørlig kontur av SVO Iskantsonen (linjen som avgrensner området med > 15 % sannsynlighet for > 15 % isdekke i april måned) [1].

2.6 Naturressurser og særlig viktige områder rundt Johan Castberg feltet

2.6.1 Sjøfugl

Tetthet av sjøfugl er basert på nyeste tilgjengelig datasett fra SEAPOP [23] og SEATRACK [24]. Gjennom hele året er det middels til høy tetthet av flere arter sjøfugl. Faktisk tilstedeværelse av fugl skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

Tabell 2-9 viser predikert tetthet pr art og sesong/måned for kartruten hvor Johan Castberg er lokalisert. Hver kartrute er 10 x 10 km.

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

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

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

Tidligere analyser av miljørisiko for sjøfugl har ikke tatt hensyn til utbruddet av fugleinfluensa i 2023, som spesielt har rammet krykkje-bestanden på utvalgte kolonier i Øst-Finnmark og gjort denne mer sårbar.

Tabell 2-9 Predikert tetthet per art og sesong i den aktuelle kartruten (10 x 10 km²) fra SEAPOP og SEATRACK hvor Johan Castberg er lokalisert.

Art og sensitivitet	Global rødliste	Norsk rødliste	Sommer (apr - juni)	Høst (juli - okt)	Vinter (nov - mars)
Alke	NT	<u>VU</u>	Lav	Lav	Lav
Fiskemåke	LC	<u>VU</u>	-	-	-
Polarmåke	LC	NA	Lav	Middels	Høy
Svartbak	LC	LC	Lav	Middels	Lav
Gråmåke	LC	<u>VU</u>	Lav	Middels	Middels
Havsule	LC	LC	Lav	Lav	Lav

Art og sensitivitet	Global rødliste	Norsk rødliste	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEC
Alkekonge	LC	-	Høy	Mid.	Høy	Høy	-	-	-	-	-	Mid.	Middels	Høy
Lunde	<u>VU</u>	<u>EN</u>	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Havhest	LC	<u>EN</u>	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Middels	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Krykkje	<u>VU</u>	<u>EN</u>	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Mid.	Høy	Høy	Høy	Middels	Middels
Lomvi	LC	<u>CR</u>	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Middels	Middels
Polarlomvi	LC	<u>CR</u>	Høy	Høy	Høy	Høy	Mid.	Middels	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy

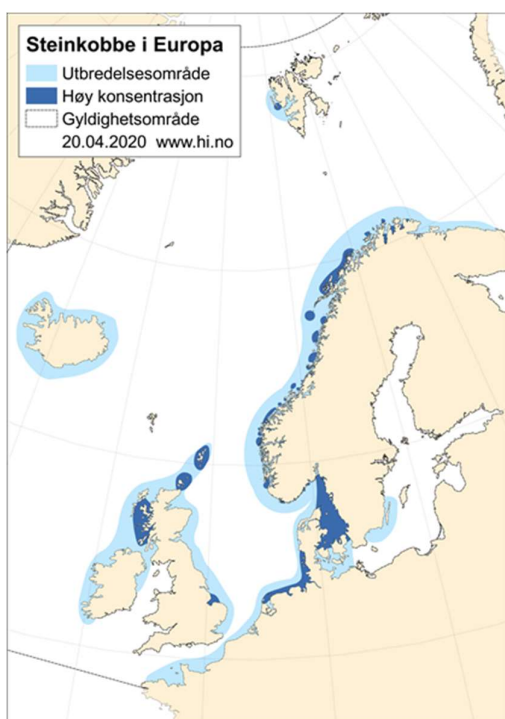
2.6.2 Sjøpattedyr

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

Figur 2-3 og Figur 2-4 viser utbredelsesområdet og området med høy konsentrasjon av både steinkobbe og havert. Høy konsentrasjon av steinkobbe og havert er forventet i parringstid og under ungekasting og når hårfelling foregår. Tabell 2-10 gir en oversikt over disse periodene for de to artene.

Tabell 2-10 Parringstid og ungekasting (P) og hårfellingstid (H) for steinkobbe og havert [25]

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



Figur 2-3 Utbredelsesområde for steinkobbe. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (juni-juli) og hårfelling foregår (august-september) [25]



Figur 2-4 Utbredelsesområde for havert. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (september-desember) og hårfelling foregår (februar-april) [25]

2.6.3 Fisk og gyteområder

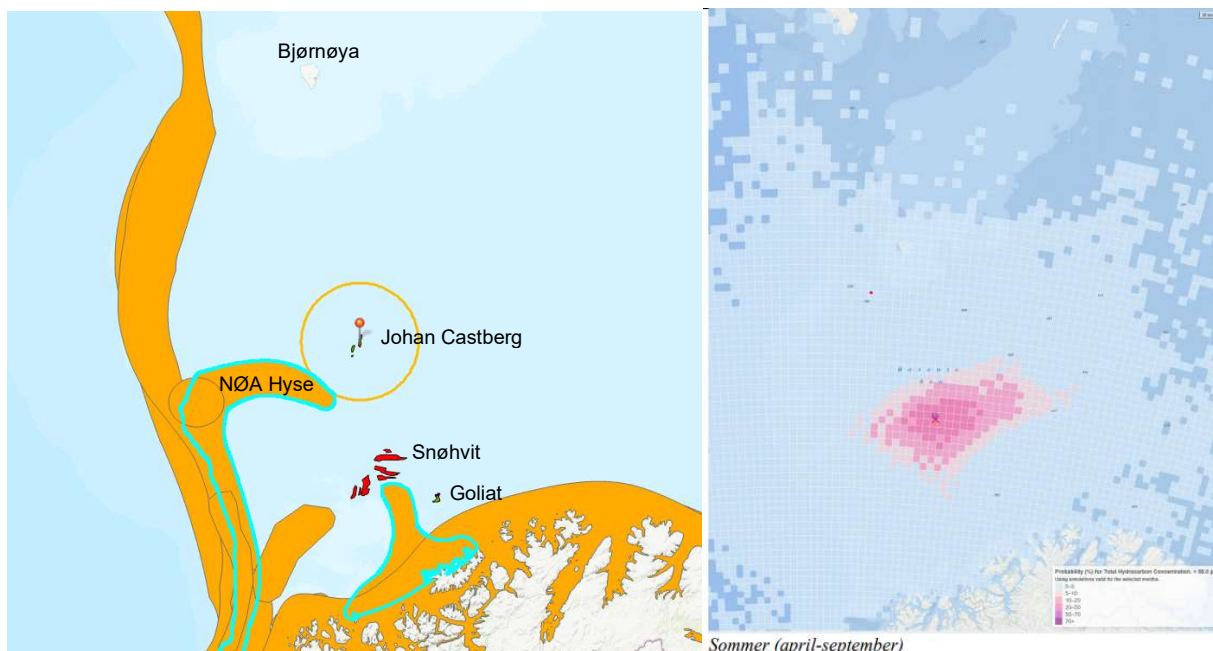
Fisk som har gyteområde i nærheten av Johan Castberg feltet (inntil 50 km avstand) er oppgitt i Tabell 2-11.

Utbredelser og gytetidspunkt er hentet fra oversikt over fiskearter gjort tilgjengelig fra Havforskningsinstituttet gjennom intern kartløsning.

I perioden mars til juni forekommer det gyting av nord-østarktisk hyse innenfor influensområdet til Johan Castberg. Avstand fra feltet er relativt stor (40 km), slik at sannsynligheten for vesentlig overlapp er liten. Denne arten er livskraftig i Norge (ikke truet), men er klassifisert som truet (sårbar) på den globale rødlisten. Faktisk tilstedeværelse av fisk og gytteprodukter skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

Tabell 2-11 Arter og gytetidspunkt i et område med radius på 50 km fra Johan Castberg feltet. Gul farge illustrer hele gyteperiode.

Fisk	Global rødliste	Norsk rødliste	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DES
Nordøstarktisk hyse	VU	LC			G	G	G	G						



Figur 2-5 Gyteområde for Nordøstarktisk hyse (lyseblå markering) sett i forhold til Johan Castberg-feltet. 50 km sirkel rundt feltet er vist i figuren til venstre. Influensområdet for >58 ppb THC i vannsøylen er vist i høyre figur.

2.6.4 Miljøkonsekvenser for naturressurser

Inndelingen i skadekategorier, som er benyttet i resultatbehandlingen av både bestandstap og skadeberegninger med ERA Akutt, er basert på et arbeid med case-studier i Beste Praksis-gruppen i Offshore Norge. Utblåsning ved boring av brønner med én brønnbane er DFU med høyest konsekvenspotensial. Barentshavsbestandene av polarlomvi, havhest,

krykkje, samt lunde og lomvi i Norskehavet og Barentshavet, har de høyeste utslagene i skadekategorier, se Figur 2-12. Viser til miljørisikoanalysen [1] for detaljer.

For lunde er det hekkeperioden (sommersesongen) som har høyest bestandstap og miljørisiko, for polarlomvi august, og for lomvi er det våren og sommeren som har høyest utslag. For lomvi og polarlomvi er det svømmetrekk etter endt hekking, fra bl.a Bjørnøya og ut i sentrale Barentshavet. Dette er gjenstand for en tilleggsstudie for Johan Castbergfeltet ved bruk av MARAMBS datasettet for lomvi [3]. Mens ERA-Akutt analysen, med bruk av Seatrack datasett, viser høyest miljørisiko i hekkesesongen, viser analysen med MARAMBS datasettet høyest miljørisiko under svømmetrekket fra midten av august til midten av september. Det er viktig å være klar over at det er store døgnvariasjoner og variasjoner fra år til år hvor svømmetrekket går. Resultatene fra denne analysen er gjennomført for ett enkelt år, 2014, da svømmetrekket hadde en sørlig bane forbi Johan Castbergfeltet.

Det er også gjort en kolonispesifikk analyse av utvalgte lomvi-kolonier [4]. Analysen viser høyest konsekvens for Hjelmsøya-kolonien i prosent bestandstap, men at Bjørnøya-kolonien vil få høyest konsekvens når det gjelder antall sjøfugl som kan berøres av en utblåsning. Studien er en pilot i forhold til kolonispesifikk analyse, og bruk av ulike innstillinger i ERA Akutt i forhold til bl.a restitusjonstid og nedadgående bestandstrender. Det pågår en oppgang i bransjen for å fastsette hvilke verdier man skal benytte i ERA-Acute.

Det er liten miljørisiko for sjøpattedyr og fisk. For de nordlige bestandene av havert og steinkobbe er det mindre enn 1 % sannsynlighet for bestandstap over 1 %, og ingen simuleringer med over 5 % bestandstap. Det er ingen simuleringer som gir over 1 % larvetap, hverken for sild eller torsk. SYMBOSES var et stort prosjekt finansiert av Norges forskningsråd og industrien som ble gjennomført i perioden 2009-2022. Det ble modellert med utslippsscenarioer for blant annet Johan Castberg, og det ble også funnet ubetydelig påvirkning på gytebestander fra en utblåsning fra Johan Castberg i den analysen [26].

I pågående utvikling av ERA Akutt Dynamisk/Iskantsoner er utblåsning fra Johan Castberg en av casene. Analysene viser lav risiko for naturressurser i iskantsonen og for polartorsk (draft rapporter).

Det er lavt skadeutslag på strand, da det er korte strekninger med mindre sårbar klippekyst som potensielt treffes. Det er noen utslag for de mest alvorlige DFUene på ESI 1 (eksponert strandberg) og en del grus/strandstrender (ESI 6) og beskyttet strandberg (ESI 8). Det er scenariene med de høyeste ratene og lengste varighetene som bidrar i Moderat skadekategori.

2.6.5 Miljørisiko

Miljørisiko er et uttrykk for konsekvensene av et oljeutslipp kombinert med sannsynlighet for at det inntreffer et utslipp og at utslippet resulterer i gitte konsekvenser. Tabell 2-12 viser beregnet sannsynlighet for de gitte miljøkonsekvensene for sjøfugl i løpet av et års aktivitet ved Johan Castbergfeltet.

Det er komplettering som bidrar mest til sannsynlighet for utblåsning på Johan Castberg, men det er utblåsning under boring som gir de høyeste konsekvensene. Miljørisiko for de planlagte aktivitetene ved Johan Castberg, representert ved et høyaktivitetsår med både boring, komplettering og produksjon (2024) er framstilt i Equinor sin miljørisikomatrix i Figur 2-6. Sjøfugl har høyest miljørisiko og ligger i grønn sone. Fisk og strand har lavere miljørisiko og ligger begge i grønn sone.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Oljevernberedskap er ikke inkludert for denne miljørisikopresentasjonen og vil være et konsekvensreducerende tiltak. Sammen med operasjonelle sikkerhetsprosedyrer og boretidbegrensning (inkludert komplettering) i august, anses dette å gi tilstrekkelig reduksjon av miljørisikoen knyttet til planlagt aktivitet ved Johan Castbergfeltet.

Tabell 2-12: Høyest utslagsgivende skadekategori for hver måned, beregnet med SEATRACK datasettet for sjøfugl, med angivelse av arten (alle er Barentshavs-bestander). Utslag med frekvens over $1,0 \times 10^{-6}$ er tatt med i oppsummeringen. Høyeste skadekategori for svømmetrekket av lomvi fra Bjørnøya analysert med MARAMBS datasett er vist med gul sirkel. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med innplassering i Equinors risikomatrixe.

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												Lunde 4,0E-05
Moderat									Lomvi 1,4E-05	Polarlomvi 1,3E-05	Lunde 9,7E-06	
Alvorlig	Lomvi 3,6E-06							Polarlomvi 7,4E-05				
Veldig alvorlig		Lomvi 1,0E-05	Lomvi 4,1E-05	Lunde 5,2E-05								
Stor					Lunde 3,8E-06	Lunde 5,6E-06	Lunde 7,2E-06					
Katastrofal								 2,8E-05	 3,0E-05			
Ekstrem												

 Lomvi MARAMBS

SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
	< 0,001% < 10^{-5}	0,001 - 0,01% $10^{-5} - 10^{-4}$	0,01 - 0,1% $10^{-4} - 10^{-3}$	0,1 - 1% $10^{-3} - 10^{-2}$	1 - 5% 0,01-0,05	5 - 25% 0,05-0,25	25 - 50% 0,25-0,5	> 50% > 0,5
1/ Ubetydelig				V				
2/ Ubetydelig								
3/ Liten			S					
4/ Moderat								
5/ Alvorlig								
6/ Svært Alvorlig								
7/ Stor		O						
8/ Katastrofal								
9/ Ekstrem								

Figur 2-6 Miljørisiko for overflate (sjøfugl, sjøpattedyr (O), strand (S) og fisk (V) for Johan Castberg i år med boring. Miljørisikoen per naturressursgruppe er oppgitt for VØK-en med høyest gjennomsnittlig miljøskade gjennom året. Det er tatt hensyn til lundes rødlistestatus ved innplassering i risikomatrixen.

3 Resultater

Feltspesifikt beredskapsbehov er beskrevet i de følgende avsnitt. Avtalene og funksjonene som ikke er feltspesifikke er beskrevet i referanse dokument [7]. Beredskapsbehov er beregnet i henhold til anbefalinger i Offshore Norges veileder for beredskapsanalyser [9].

3.1 Beredskapsbehov i barriere 1 til 4

Beregning av beredskapsbehov er utført med bruk av NOFOs BarriereKalkulator (BarKal), som er en Excel-basert modell [8]. Beredskapsbehovet er beregnet ved bruk av mekanisk oppsamling fra fartøy som oljevertiltak. Det henvises til NOFO planverk for flere detaljer og kalkulatoren.

Bølgeforld på åpnet hav og i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 til 4. Barkal bruker data fra 27 forskjellige stasjoner som inngangsdata for å beregne bølgeforldene på norsk kontinentalsokkel (brukes for NOFO systemer i barriere 1 og 2 i åpent hav) og 4 stasjoner langs nær kysten (brukes for kystsystemer). Stasjon 25 er antatt å best representere bølgeforldene i åpent hav og stasjon 4 ved kysten.

Kystsystemer er hovedsakelig tiltenkt operasjoner på fastlandskysten. Ved bekjempelse nær Bjørnøya må det benyttes havgående ressurser for å hindre landpåslag. Spesielt havgående enbåt-systemer, også kalt høyhastighetssystemer, er godt egnet for å jakte oljeflak da disse kan gå med høyere hastighet, og de er mer manøvrerbare dersom emulsjon driver inn i områder med spredte isflak.

3.1.1 Beregning av beredskapsbehov og responstider for barriere 1 og 2

For Johan Castberg feltet er behov for antall systemer beregnet for mindre, middels og stort utslipp og dimensjonerende hendelser (utblåsninger). Siden beredskapsbehovet varierer om man er i borefase før produksjonsstart (dimensjonerende rate er da vektet utblåsningsrate for boring) eller etter produksjonsstart (dimensjonerende rate er P90 raten for all aktivitet som kan gi utblåsning), og at beredskapsbehovet er forskjellig avhengig av hvilket reservoar som bores, så er systembehovet beregnet for ulike utslippsscenarioer, som vist i Tabell 3-1.

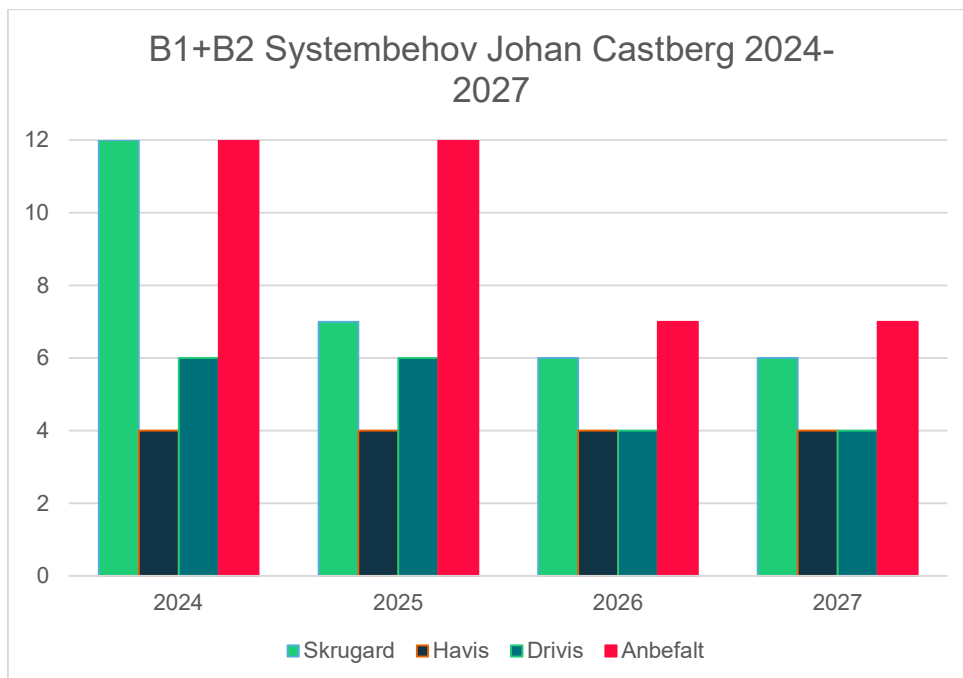
Viser til utblåsningsanalysen for hvilke rater som er inkludert i beregning av P90 rater.

Tabell 3-1 Beregnet systembehov for ulike utslippsscenario. Se Figur 3-1 for anbefalt beredskapsbehov i ulike faser.

År	Utslippsscenario	Utblåsningsrate (Sm ³ /døgn) Utslippsmengde (m ³) for punktutsl.	Oljetype	Antall systemer i åpent hav	Antall systemer innen 24 timer
2024	Vektet rate boring på Skrugard	5100	Skrugard	8	4
2024	P90 all aktivitet på Drivis	7300	Drivis	6	
2025	P90 all aktivitet på Havis	4000	Havis	4	
2024	P90 all aktivitet på Skrugard - sjøbunnsutslipp	7600	Skrugard	12	5
2025	P90 all aktivitet på Skrugard	4000	Skrugard	7	3
2026	P90 all aktivitet på Skrugard (når ingen boring)	3800	Skrugard	6	3
2027	P90 all aktivitet på Skrugard (når ingen boring)	3800	Skrugard	6	3
2024 -2027	Stort punktutslipp	16700 m ³ over to døgn	Blend Skrugard/ Havis/Drivis	6	
	Middels punktutslipp	1000 m ³	Blend Skrugard/ Havis/Drivis	2	
	Mindre punktutslipp	100 m ³	Blend Skrugard/ Havis/Drivis	1	

I boreperioden frem til oppstart produksjon i Q4 2024, er det behov for 8 havgående systemer, hvor halvparten kommer innen 24 timer. Ved en utblåsning ved boring og produksjon av Havis-brønner er det tilstrekkelig med 4 havgående systemer, og ved boring og produksjon av Drivis-brønner er det tilstrekkelig med 6 systemer. Dette er dekket av beredskapsbehovet til utslipp av Skrugard-olje (Figur 3-1). For Skrugard er det høyest beredskapsbehov i 2024 (fra produksjonsstart) med 12 systemer, hvor 5 av systemene må være på plass innen 24 timer. Det anbefales å beholde samme beredskapsbehov også i 2025. Dette begrunnes med at det er de samme ratene som kan komme til utslipp begge årene, det er bare beregningsmetodikken som gir en lavere P90 verdi, og dermed et lavere beredskapsbehov i 2025. Det er valgt å også være konservativ ved beregning av beredskapsbehovet i 2024, ved å legge til grunn den høyeste utblåsningsraten mellom sjøbunnsutslipp og overflateutslipp, og ikke total P90-verdi.

Beredskapsbehovet kan reduseres til 7 systemer fra og med 2026, gitt at det ikke er boring av Skrugard-brønner disse årene. Igjen er det valgt en konservativ tilnærming, ved å benytte enn høyere rate som grunnlag enn P90-raten på 3800 Sm³/d. Grunnen til dette er at sannsynligheten er høyest for en utblåsning fra produksjon og at vi derfor vil dimensjonere for denne raten (4200 Sm³).



Figur 3-1: Systembehov i barriere 1 og 2, beregnet for hver oljetype fra og med produksjonsstart. Rød søyle er anbefalt beredskapsbehov, basert på konservative betraktninger forklart i teksten.

Tabell 3-2 viser forslag til fartøy og responstider for Johan Castberg feltet. Fartøy som benyttes i barriere 1 og 2 har mannskapsskifter, dokkinger, seilingsmønstre og forpliktelser for sertifikatopprettholdelse som medfører at de i mindre perioder ikke vil være tilgjengelige som beskrevet i NOFO sitt planverk. NOFO anbefaler derfor at man i responstidanalyser benytter en tilgjengelighetsfaktor for beregning av fullt utbygd barriere 1 og 2. Det henvises til NOFO planverk for flere detaljer [8].

Tabell 3-2 viser også beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler ombord og deres responstid til Johan Castberg feltet. Dispergeringsmiddelet om bord på NOFO fartøy og på NOFO baser er Dasic Slickgone NS. Det er lagret dispergeringsmidler på basene om det blir nødvendig å supplere med mer dispergeringsmidler. I tillegg finnes 5000 m³ dispergeringsmiddel tilgjengelig i OSRLs Global Stock Pile. Det er et krav om dispergeringsmiddel på fartøyet som ligger på Johan Castberg feltet.

Forsterkning av kjemisk dispergeringskapasitet ble utredet i 2020 [5], og Johan Castberg har også gjennomført beredskapsmodellering av ulike dispergeringsløsninger, som inkluderer fartøy-til-fartøy (STS) re-fylling av dispergeringsmiddel offshore, inklusive BAT vurdering [6]. Konklusjon er at STS overføring av dispergeringsmiddel ikke gir en vesentlig endring i effekten av dispergering, og at det er viktigere å kunne påføre dispergeringsmiddel med høy dose. Det vil uansett være en operativ vurdering hvilken dosering som anbefales i en hendelse.

Tabell 3-2 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for Johan Castberg feltet i 2024 og 2025. Fartøy kan endres, men korteste og lengste responstid forblir den samme. Det er brukt 0 timers frigjøringstid for Equinor sine OR-fartøy og 17 knops fart på disse fartøyene. Det er lagt inn 4 timers frigjøringstid for beredskapsfartøyene på Goliat i henhold til NOFO planverk.

System	OR-ressurs (responstid)	Slepefartøy (responstid)	Total responstid (t)* (mekanisk oppsamling)	Dispergeringsmidler (tilgjengelig ombord eller på base) (m ³)	Total responstid - timer * (kjemisk dispergering på fartøy)
1	OR-fartøy på JC (5 t)	DC (5t) + NOFO-pool (15 t). Alt. slepebåt på lokasjon *****	5	>50***	5
2	Goliat (11 t)	DC NOFO-pool (24 t)	11	53	11
3	Avløserfartøy Nord (14 t)	DC NOFO-pool (24 t)	14	86	14
4	Mobiliserbart fartøy 1 (24 t)	Enbåtsystem	24 ****	-	-
5	Mobiliserbart fartøy 2 /Hammerfest 1 (24 t)	NOFO-pool (24 t)	24	-	-
6	Norne/Aasta H (27 t)	NOFO-pool (36 t)	36	48	27
7	Haltenbanken (32 t)	NOFO-pool (36 t)	36	52	32
8	Hammerfest 2 (40 t)	NOFO-pool (48 t)	48	-	-
9	Tampen (49 t)	NOFO-pool (48 t)	49	62	49
10	Troll/Oseberg (49 t)	NOFO-pool (48 t)	49	30	49
11	Sandnessjøen 1 (53 t)	NOFO-pool (48 t)	53	-	-
12	Sleipner/Utsira Nord (54 t)	NOFO-pool (48 t)	60**	47	60**
Tilgjengelighetsfaktor fartøy					
	Kristiansund (1.NOFO) (56 t)		56 t	-	-
	Avløserfartøy Sør (57 t)		57 t	42	57 t
	Sleipner/Utsira Sør (57 t)		57 t	50	57 t
	Gjøa (60 t)		60 t	56	60 t

*inkludert tid for utsetting av lense eller klargjøre for kjemisk dispergering

** inklusiv NOFO tilgjengelighetsfaktor [8]. Inklusiv tilgjengelighetsfaktor settes responstid full barriere til 60 timer når det er behov for 12 fartøy

*** planlegger med kjemisk dispergering også på fartøy på lokasjon, hvilket fartøy er pt. ikke besluttet.

**** Kortere responstid (10 timer) i periode hvor høyhastighetslense er om bord på forsyningsfartøy (tentativt juli-september).

***** Slepebåt enten fra Melkøya terminal, eller fra tilgjengelige NOFO oljevernartøy for sleping av lense. Initiell utsetting av lense med DC dersom det er tilgjengelig på fartøyet, alternativt vil det være oljevernartøy for sleping av lense på lokasjon.

Det anbefales høyhastighetslense i en beredskapsaksjon for å ha en robust beredskap i forhold til ansamlinger av sjøfugl i åpent hav. Det anbefales også å forsterke beredskapen med denne lensetyper dersom oljen drifter mot Bjørnøya eller områder med spredte isflak. Det er 3 MOS Sweepere tilgjengelig i NOFO-pool (pr desember 2023). Det er anbefalt å ha høyhastighetslense om bord på ett av forsyningsfartøyene i perioden med høyest miljørisiko i juli-september, mens resten av året vil lensetyper kunne hentes i Hammerfest Base ved behov.

Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert som beskrevet i dokumentene [7] og [21].

I henhold til ytelseskravene satt for analysen skal man ha beredskap for å bekjempe et utslipp på 2000 m³ senest innen korteste drivtid til land (inklusive Bjørnøya) eller miljøfølsomme områder eller ressurser identifisert i miljørisikoenalysen.

- Korteste drivtid til land er 17 døgn (fastlandet) og 23 døgn (Bjørnøya), 95 persentil om vinteren. Med de beregnede responstidene for oljevernfarføy er ytelseskravet i forhold til drivtid til land oppfylt.
- Svømmetrekket til lomvi kan anses som en miljøfølsom ressur i denne sammenheng. For å oppfylle ytelseskrav i forhold til miljøfølsomme ressurser må det være kort responstid på de to første systemene, som er beregnet å være tilstrekkelig for å bekjempe et utslipp på 2000 m³. Vi anser kravet å være oppfylt ved å ha bekjempelsesutstyr på forsyningsfarføyen, som vil kunne være i aksjon innen 10 timer, OR-farføyen fra Goliat (<11 timers responstid) og avløserfarføyen (<14 timers responstid).

I henhold til gjeldende krav fra Miljødirektoratet for boring ved Johan Castbergfeltet [27], skal ressurser for å bekjempe 50 % av emulsjonsraten være mobilisert innen 24 timer. Johan Castberg er eneste felt med dette responstidskravet, og det er ikke en standardisert metodikk for beregning av emulsjonsrate. Det er benyttet emulsjonsrate for 6 timer gammel emulsjon ved beregning av systembehov innen 24 timer.

Det er beregnet at det må være 4 systemer innen 24 timer ved boringen i 2024, 5 systemer tilgjengelig i 2024 og 2025 (etter produksjonsstart), og 3 systemer fra og med 2026 (etter at boring er avsluttet). Det betyr at det må være ekstra mobiliserbare farføy i Barentshavet i 2024 og 2025, i forhold til dagens farføytilgang, for å kunne nå dette kravet. Fra 2026 kan kravet nåes kun ved bruk av de kommende planlagte områdeberedskapsfarføyene i Barentshavet. Ved farføytilgang som skissert i Tabell 3-2 (stand-by farføy + forsyningsfarføy med oljevemressurser) vil man oppfylle 24-timerskravet. I dagens planverk er det ett vaktlag med 3 timers mobiliseringstid og ett vaktlag med 30 timers mobiliseringstid på Hammerfest base. For å oppfylle 24 timerskravet, må det være to vaktlag med 3 timers mobiliseringstid.

Miljødirektoratet har tidligere vurdert å stille krav til full barriere på åpent hav innen 48 timer. Dette kan ikke nåes uten ekstra tiltak. Viser også til egen utredning av et eventuelt 48 timers krav [5].

Det er i BASOP og i studie gjennom UIT Narvik gjort en vurdering av oljevern under forhold med ising [28]. Basert på frekvensen for de meteorologiske forholdene som gir ising og når det er forhold for å drive oljevernaksjon, samt erfaringer fra ulike øvelser, er det ikke avdekket forhold som tilsier at oljevernberedskapskapen på Johan Castberg vil bli vesentlig svekket i perioder med isingsforhold. Potensialet for ising er størst i vintermånedene januar og februar.

3.1.2 Oljevernfarføy for sleping av lense

Det er lagt til grunn at DC på beredskapsfarføyen til Johan Castberg, Goliat og avløserfarføyen kan benyttes til initiell utsetting av lense. Det benyttes ikke farføy fra Redningsselskapet (RS) i denne analysen pga avstand fra land til Johan Castberg. I Barentshavet er det i NOFO planverk oppgitt 36 timers responstid for oljevernfarføy for sleping av lense. Det er gjort en vurdering av NOFO i forhold til antall slepebåter som kan være mobilisert innen 24 timer til Johan Castberg. Det er anslått at minst 4-5 slepefarføy kan være på plass innen 24 timer. Det er en pågående prosess for å tilrettelegge for slepebåt fra terminalen på Melkøya, som vil få en responstid på ca.15 timer til Johan Castberg. Mobiliseringstid er pr desember 2023 ikke oppgitt i NOFO planverk, men satt til 2 timer i denne analysen. Basert på stikkprøver av potensielle oljevernfarføy for sleping av lense er det også sannsynlig at det er tilgjengelig flere farføy fra NOFO pool som kan ha denne responstiden. Det er i Tabell 3-2 tatt høyde for at minst ett farføy kan avløse DC innen 15 timer.

Dersom det ikke er DC på stand by fartøyet som kommer på Johan Castberg i første fase, vil det være oljevernartøy for sleping av lense på feltet. På et fremtidig permanent områdeberedskapsfartøy anbefales DC for initiell utsetting av lense.

3.1.3 Avhending av oppsamlet emulsjon

Responstid for tankbåt for mellomlagring av oppsamlet emulsjon er i henhold til NOFOs planverk satt til 72 timer. Det er utført en utredning relatert til tankbåt logistikk, og potensiell nedetid for OR-fartøy som får fulle lagertanker med emulsjon før tankbåt ankommer etter 72 timer [5]. Det er forventet størst potensiale for en eventuell nedetid for de seks første fartøyene til en hendelse. Det planlegges for å ha emulsjonsbryter på alle fartøyene i stående beredskap, som har Transrec system, når ny type kjøpes inn av NOFO før oppstart i 2024. Sammen med heating på tank vil dette være et bidrag for å redusere vanninnholdet i emulsjonen, for å lagre mest mulig ren olje.

Det er ikke forventet en vesentlig negativ konsekvens i en langvarig hendelse om de første fartøyene er uvirksom en kortere periode mens de venter på tankbåt, se resultat av beredskapsmodellering i kapittel 4.2 [10]. Evt ventetid kan benyttes til kjemisk dispergering. Nyere modellering av kjemisk dispergering [6] viser at mengde dispergeringsmiddel rekker til ca 3-7 døgns operasjon, avhengig av bruk av høy (7,2 m³/t) eller lavdosering (3,6 m³/t). Dispergering vil altså kunne pågå helt til tankbåt for mellomlagring av emulsjon ankommer feltet, eller en PSV med ledig tankkapasitet blir mobilisert.

NOFO planverk oppgir 72 timers responstid for tankbåt for planleggingsformål, men det er sannsynlig at responstiden blir kortere enn dette, spesielt når produksjonen starter på Johan Castberg og bøyelastere jevnlig vil være i området. Det planlegges med ca 80 anløp av skytteltankere i året. En analyse av sannsynlighet for ulik responstid for bøyelastere er utført, og viser at responstiden er kortere om vinteren enn ved sommerforhold. Når Johan Castberg kommer i høyest produksjon vil det i snitt være <26 timer responstid for en tankbåt om sommeren, og i 90 % av tiden er responstiden <64 timer. Det er 67 % sannsynlighet for at responstiden i Barentshavet vil bli <36 timer (som brukes lengre sør på sokkelen). Resultatene viser at det er sannsynlig at tankbåt kommer så tidlig at det ikke blir vesentlig nedetid pga fulle lagertanker på OR-fartøy.

3.1.4 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en utblåsning og uten oljevernberedskap, er 2600 tonn om sommeren og 1850 om vinteren. Korteste drivtid til land er 23 døgn om sommeren og 17 døgn om vinteren. Innenfor influensområdet er det to NOFOs eksempelområder med drivtid kortere enn 20 døgn om vinteren.

Basert på dimensjonerende mengde emulsjon til land, og ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning, beregnes det et beredskapsbehov på 1 kystsystem i barriere 3 og 1 kystsystem i barriere 4. Basert på antall eksempelområder med drivtid kortere enn 20 døgn bør dette antallet øke til 2 systemer i hver barriere.

Responstiden til fullt utbygget barriere 3 og 4 er satt til korteste drivtid til land (17 døgn).

Korteste drivtid til Bjørnøya er 23 døgn om vinteren. Det anbefales å mobilisere havgående høyhastighetslenser/enbåtsystem for å effektiv jakte oljeflak som potensielt kan strande på Bjørnøya. Det vil kunne mobiliseres høyhastighetssystem innen korteste drivtid til Bjørnøya.

Vurdering av behov for ytterligere ressurser og utstyr vil være en kontinuerlig prosess under en aksjon. Nødvendige ressurser og utstyr vil mobiliseres etter behov og som beskrevet i grunnleggende dokument [7]. Riktig og tilstrekkelig dimensjonert beredskap vil være et viktig tiltak for å redusere mengde olje inn til kyst og strand, og for å hindre remobilisering av olje.

3.2 Strandrensing - beredskapsbehov og responstider i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding. Når korteste drivtid til NOFO eksempelområder er mindre enn 20 døgn beregnes det et beredskapsbehov også for barriere 5. Beregnet behov for antall strandrenselag i de forskjellige NOFO eksempelområdene, er vist i Tabell 3-3.

Tabell 3-3 Eksempler på behov for strandrenselag i eksempelområder. Resultater for 95-persentil av drivtid og strandete mengder. Kun drivtid <20 døgn er tatt med i beregningene. (-) = området ligger ikke innenfor influensområdet i den aktuelle sesongen med drivtid <20 døgn.

Eksempelområde	Drivtid (døgn)		Antall strandrenselag	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Sørøya nordvest	-	17	-	1
Gjesværstappan	-	18	-	1

Mobilisering av strandrenselag (personell og utstyr klar til operasjon) ved en lokalitet skal være mulig innen korteste forventede drivtid til lokaliteten, men prioritering av innsats under en hendelse vil tas av operasjonsledelsen, basert på en helhetlig vurdering der man tar hensyn til en rekke forhold (eks: sesong/årstid, værforhold, tilstedeværelse av naturressurser).

3.2.1 Vurdering av behov for fremskutt depot for Johan Castberg feltet

Johan Castberg har korteste drivtid til land på 17 døgn, det vurderes derfor at fremskutte depot ikke er nødvendig. På generell basis kan fremskutte depot virke mot sin hensikt da man ikke vet hvor man får stranding før hendelsen faktisk skjer. Tidlig modellering/vurdering av drivbane og overvåkning/fjernmåling ved en hendelse er derfor en forutsetning for god planlegging av kystnær bekjempelse.

4 Oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak

4.1 Modellering og sammenligning av ulike oljeverniltak

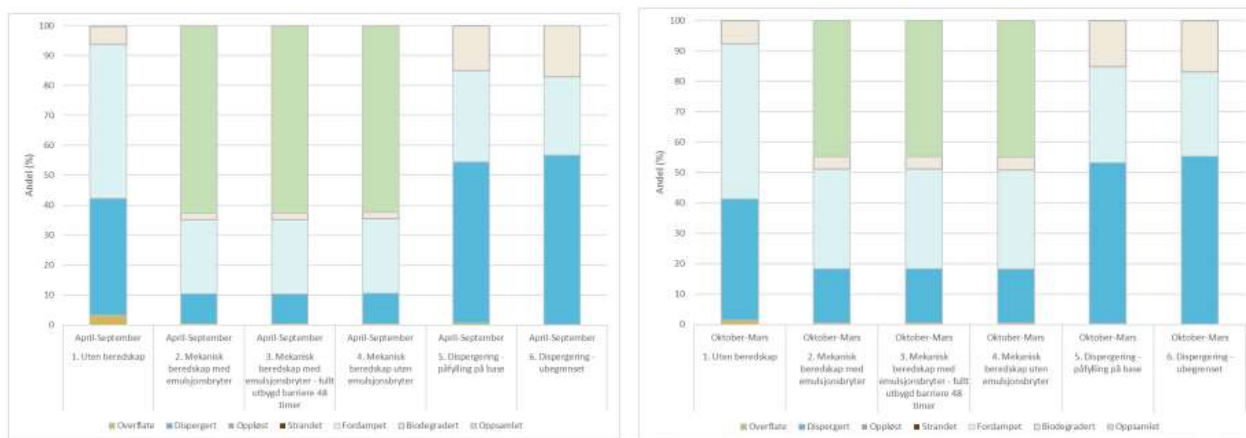
Som ytterligere beslutningsstøtte er det modellert effekt av mekanisk opptak og kjemisk dispergering med ulike systemkonfigurasjoner i OSCAR [10]. Hensikten med modelleringene er å vise effekten av ulike strategivalg.

Følgende beredskapsalternativer er analysert for et utslipp av Skrugard olje med en P90 rate på 8100 m³/d og vektet varighet 17 døgn pluss 20 døgn's følgetid. Raten på 8100 m³/d var P90 raten i analysen som ble gjort i 2021, og er noe høyere enn dagens dimensjonerende rate (7600 m³/d) og varighet (12 døgn):

1. Ingen oljevernberedskap
2. Mekanisk oppsamling fra 13 systemer - med emulsjonsbryter og tankfartøy etter 72 timer – Fullt utbygd barriere innen 57 timer
3. Mekanisk oppsamling fra 13 systemer - med emulsjonsbryter og tankfartøy etter 72 timer – fullt utbygd barriere innen 48 timer
4. Mekanisk oppsamling fra 13 systemer - uten emulsjonsbryter, tankfartøy etter 72 timer – fullt utbygd barriere innen 57 timer
5. Dispergering med 13 systemer og påfylling av dispergeringsmiddel på basen i Hammerfest
6. Dispergering med 13 systemer – en tenkt fremtidig løsning med en kontinuerlig tilgang på dispergeringsmiddel offshore.

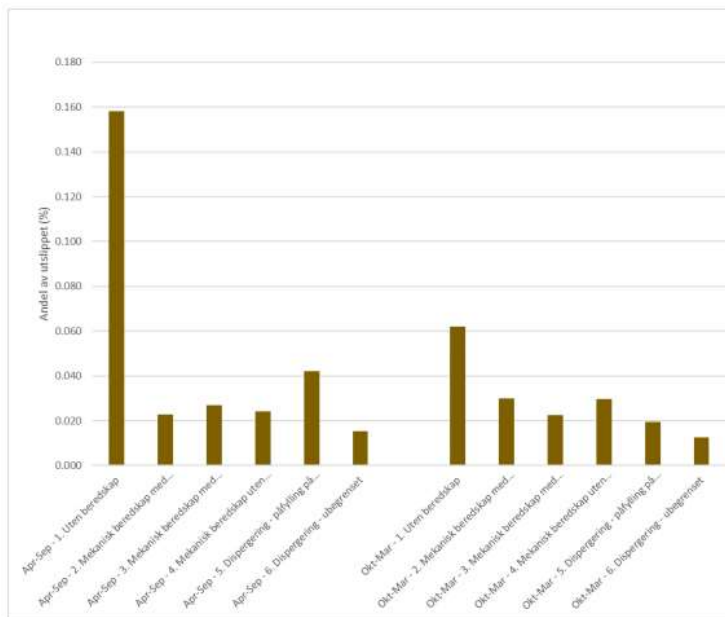
Alternativene er satt opp med mål om å se på effekten av emulsjonsbryter, ved å se på effekten av ulike responstid for fullt utbygget barriere. I tillegg er et alternativ 6 valgt for å se effekten av påfylling av dispergeringsvæske offshore. Modelleringen er gjort med Skrugard olje, siden denne er den dimensjonerende oljetypen på feltet. Det er vurdert at den relative effekten av de ulike tiltaksalternativene kan overføres til andre utslippsscenarioer på Johan Castberg feltet.

Alle beredskapsalternativene gir en reduksjon i strandingsmengder og miljørisiko. Det er relativt liten forskjell på tiltaksalternativene, men i vinterperioden kommer alternativet med ren mekanisk oppsamling noe dårligere ut enn tiltakene hvor dispergering inngår. For flere detaljer og grafer for utvalgte VØK'er henvises det direkte til beredskapsmodelleringsrapporten [10].



Figur 4-1: Massebalanse for den dimensjonerende hendelsen ved endt simulering for de modellerte tiltaksalternativene. Venstre figur er vinter-scenarie, mens sommer er vist til høyre.

Figur 4-2 viser reduksjon i strandingsmengder med oljevernberedskap i forhold til uten beredskap. Resultatet er vist i prosent, men overført til mengder olje kan strandingsmengdene i Tabell 2-7 benyttes. Dersom det strander rundt 2000 tonn uten beredskap, vil oljevernberedskap redusere dette til rundt under 400 tonn i sommerhalvåret, mens for vinterhalvåret blir oljemengden halvert.

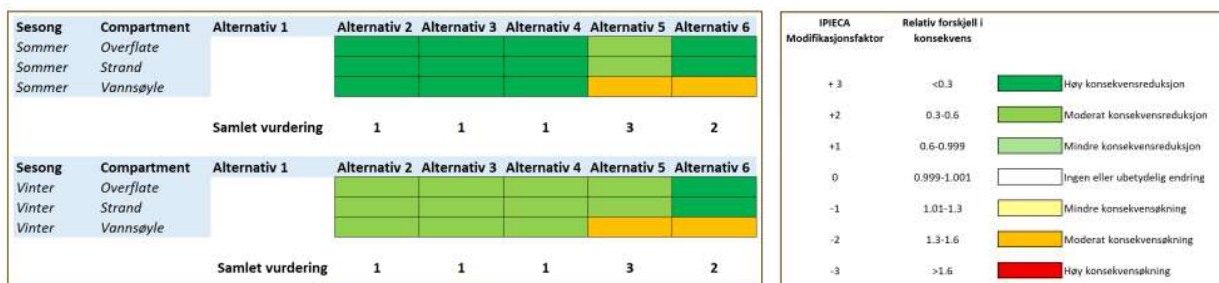


Figur 4-2 Strandet mengde emulsjon for de ulike tiltaksalternativene, uttrykt som andel av utslippet i prosent. Strandingmengde er representert med 95-persentilen.

Konsekvensreduksjon av beredskap er illustrert i Equinors risikomatrix både i beredskapsmodelleringen [10] og i MARAMBS analysen av svømmetrekke av lomvi fra Bjørnøya [3]. Begge analysene viser at beredskapen reduserer konsekvensen av et utslipp slik at miljørisikoen havner i grønn sone.

4.2 Spill Impact Mitigation Assessment (SIMA)

Resultatene fra sammenligningsmodulen i ERA Akutt er tatt inn i en SIMA-analyse utført i henhold til IPIECAs veiledning (Figur 4-3). Denne viser for sommersesongen at de tre alternativene med mekanisk beredskap kommer best ut, med en høy konsekvensreduksjon for alle naturressurser. I vintersesongen er bildet noe mer nyansert, da alternativet med ubegrenset og kontinuerlig tilgang på dispergeringsmiddel gir en høy konsekvensreduksjon for overflate og strand, og en moderat konsekvensøkning i vannsøylen. Konsekvensøkningen for dette alternativet ligger imidlertid helt opp mot grensen for kategorien «høy konsekvensøkning».



Figur 4-3 SIMA-resultater for beredskapsalternativene 2 til 6, sammenlignet med utfall uten beredskap (Alternativ 1).

5 Konklusjon

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Johan Castbergfeltet er oppsummert i Tabell 5-1. Det er satt krav til 8 havgående systemer i barriere 1 og 2 når det kun er boring i 2024, men dette øker til 12 havgående systemer fra og med produksjonsstart høsten 2024. Når boringen opphører tentativt i 2026 reduseres beredskapsbehovet til 7 systemer. Responstid er satt til 5 timer for første system, 5 system er på plass innen 24 timer, med fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 60 timer ved det høyeste beredskapsbehovet.

For barriere 3 og 4 stilles det krav til en kapasitet tilsvarende 4 kystsystemer, med responstid på 17 døgn (korteste drivtid til land). Ved oljedrift mot Bjørnøya anbefales det bruk av havgående høyhastighetslenser, som kan jakte på oljeflak for å forhindre landpåslag. Det anbefales også en forsterkning av beredskapen med høyhastighetslenser også dersom det er fare for drift av oljeflak til områder med is.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO og Kystverket.

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

Tabell 5-1 Krav til beredskap i hver barriere for Johan Castberg

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	12 havgående systemer etter produksjonsstart i 2024. 7 system systemer fra 2026 (når boringen er avsluttet). Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 60 timer ved det høyeste beredskapsbehovet. Det skal tilrettelegges for kjemisk dispergering på områdeberedskapsfartøyet og på avløserfartøyet. Det er krav til 5 systemer innen 24 timer (3 systemer fra og med 2026). Det må være to mobiliserbare OR fartøy i Barentshavet i 2024 og 2025, som kan hente lense i Hammerfest i en hendelse. Dette for å kunne bekjempe et oljeutslipp med 5 systemer innen 24 timer. Ett av de mobiliserbare fartøyene må kunne operere enbåt-systemet i Hammerfest Base.
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 4 kystsystemer. Vil bli mobilisert innen korteste drivtid til land. Ved Bjørnøya stilles det krav til offshore systemer for mekanisk oppsamling som benyttes til bekjempelse oppstrøms for området. Dette vil være ressurser fra barriere 1 og 2, og antall systemer skal dimensjoneres etter behov. Havgående høyhastighets enbåt-systemer er spesielt egnet for å jakte på oljeflak som nærmer seg Bjørnøya, for å forhindre landpåslag.
Miljøundersøkelser og utslippsdeteksjon	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer. Området rundt feltet overvåkes regelmessig med sikte på deteksjon av akutt forurensning.

Tilleggsinformasjon

Dette er andre versjon av oljevern beredskapsanalysen til Johan Castberg feltet etter at miljørisikoanalysen ble oppdatert med ERA Akutt metodikken. Denne versjonen er hovedsakelig oppdatert med tanke på utblåsningsrater for årene 2024-2027 i forbindelse med produksjonsstarten tentativ høsten 2024.

Referanser

- [1] Akvaplan niva, "Miljørisikoanalyse for Johan Castberg-feltet," 2021.
- [2] A. niva, "Reanalyse av miljørisiko på strand med ERA Acute for Johan Castberg-feltet," 2021.
- [3] Akvaplan-niva, "ERA Acute-analyse med daglige sjøfuglfordelinger fra MARAMBS for Johan Castberg-feltet," 2021.
- [4] Akvaplan-niva, "Johan Castberg-feltet - ERA Acute pilotstudie med kolonivise SEATRACK-data for utvalgte lomvikolonier," 2021.
- [5] Equinor, "Utredninger for Johan Castberg," 2020.
- [6] DNV, "Beredskapsmodellering og BAT vurdering av fartøysdispersering i Barentshavet," 2023.
- [7] EQUINOR, "Grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser".
- [8] NOFO, [Online]. Available: www.nofo.no.
- [9] NOROG, "Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser," 2021.
- [10] A.-n. AS, "Beredskapsmodellering - Castberg," 2021.
- [11] EQUINOR, "Equinor Requirement R-38072 - Oil spill preparedness and response," 2016.
- [12] Equinor, "Draft - Ice Risk Management Strategy - Johan Castberg project - PM050_PMS_095_006," 2023.
- [13] Equinor, "Technical Note: Blowout Scenario Analysis for Johan Castberg," 2023.
- [14] SINTEF, "Drivis crude oil – properties and behavior at sea. Rapport nr. OC2017 A-60," 2017.
- [15] SINTEF, "Havis crude oil – properties and behavior at sea. Rapport nr. SINTEF A24356.," 2013.
- [16] SINTEF, "Skrugard crude oil – weathering studies. Rapport nr. SINTEF A22589," 2012.
- [17] Equinor, "Johan Castberg Metocean Design Basis Rev.6.," 2016.
- [18] Sintef, "Report: Project Recommendations for Response to Oil Spills from Condensates and Light Crude Oils. Thin Oil Film (TOF) project," 2017.
- [19] SINTEF, "Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)," 2016.
- [20] Equinor, "TR3506 - Addendum Subsea - Well incident and blowout contingency plan for Johan Castberg field," 2019.
- [21] EQUINOR, "Utholdenhet og opptrapping av oljevernaksjon ledet av Equinor," 2023.
- [22] NOFO, [Online]. Available: <https://www.nofo.no/planverk/>.
- [23] SEAPOP database, [Online]. Available: <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/>.
- [24] NINA, "SEATRACK - Felles datasett tilrettelagt for MIRA og ERA Acute av Beste Praksisgruppen," 2020.
- [25] Havforskningsinstituttet, [Online]. Available: <https://www.hi.no/hi/temasider/arter>.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

-
- [26] J. C. e. al., "Symbioses III - Advancing simulation technologies for ecosystem-based assessment of major oil spills in ecologically sensitive and environmentally challenging areas," 2023.
- [27] Miljødirektoratet, "Tillatelse til boring og produksjon på Johan Castberg," 2019.
- [28] BASOP, "Oljevern under forhold med ising," 2021.