
DNV·GL

Miljørisiko- og Beredskapsanalyse (MRABA) for brønn 16/4-13 S i PL359 i Nordsjøen

Lundin Energy Norway AS

Rapportnr.: 2020-0992, Rev. 00

Dokumentnr.: 950888

Dato: 2020-10-12



Prosjektnavn: MRABA PL359 DNV GL AS Oil & Gas
Rapporttittel: Miljørisiko- og Beredskapsanalyse (MRABA) for Environmental Risk Management
brønn 16/4-13 S i PL359 i Nordsjøen Veritasveien 1
Oppdragsgiver: Lundin Energy Norway AS, Strandveien 4 1363 Høvik
1366 LYSAKER Norway
Kontaktperson: Axel Kelley Tel: +47 67 57 99 00
Dato: 2020-10-12 NO945748931
Prosjektnr.: 10257147
Org. enhet: Environmental Risk Management
Rapportnr.: 2020-0992, Rev. 00
Dokumentnr.: 950888

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i rammekontrakt FA000088.

Oppdragsbeskrivelse:

Referansebasert miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse med BarKal for brønn 16/4-13 S i PL359 i Nordsjøen.

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Helene Østbøll
Principal Consultant

Odd Willy Brude
Senior Principal Consultant

Torild R. Nissen-Lie
Group Leader

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2020. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

- ÅPEN. Fri distribusjon, intent og eksternt.
 INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.
 KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste. Distribution within DNV GL according to applicable contract.*
 HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Letebrønn, Nordsjøen, Miljørisiko, Oljevernberedskap, Solveig olje (Luno II), Edvard Grieg olje (Luno).

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
00	09.10.2020	Draft rapport	HELOS	BRUDE	TRNL
00	12.10.2020	Final rapport	HELOS	BRUDE	TRNL

Innholdsfortegnelse

KONKLUDERENDE SAMMENDRAG	1
DEFINISJONER OG FORKORTELSER	3
1 INNLEDNING	5
1.1 Aktivitetsbeskrivelse	5
1.2 Hensikt/formål	6
1.3 Lundins akseptkriterier for akutt forurensning	7
1.4 Gjeldende regelverkskrav	7
2 MILJØRISIKOANALYSE FOR BRØNN 16/4-13 S	8
2.1 Metode referansebasert miljørisikoanalyse	8
2.2 Viktige parametere for å evaluere miljørisiko	8
2.3 Lokasjon	10
2.4 Utblåsnings sannsynlighet	10
2.5 Utblåsningsrater og -varigheter	11
2.6 Oljetype	12
2.7 Oljedriftsmodellering - referanseanalysen	14
2.8 Utvalgte Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)	22
2.9 Miljørisikonivå referansebrønn 16/1-32 S Flis	24
2.10 Miljørisiko for brønn 16/4-13 S	24
3 BEREDSKAPSANALYSE FOR BRØNN 16/4-13 S	25
3.1 Metode for gjennomføring av miljørettet beredskapsanalyse	25
3.2 Analysegrunnlag	27
3.3 Beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2	35
3.4 Beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4	36
3.5 Bruk av kjemisk dispergering	37
3.6 Konklusjon - Beredskapsanalyse	38
4 REFERANSER	39

Appendix A Gjeldende regelverkskrav

KONKLUDERENDE SAMMENDRAG

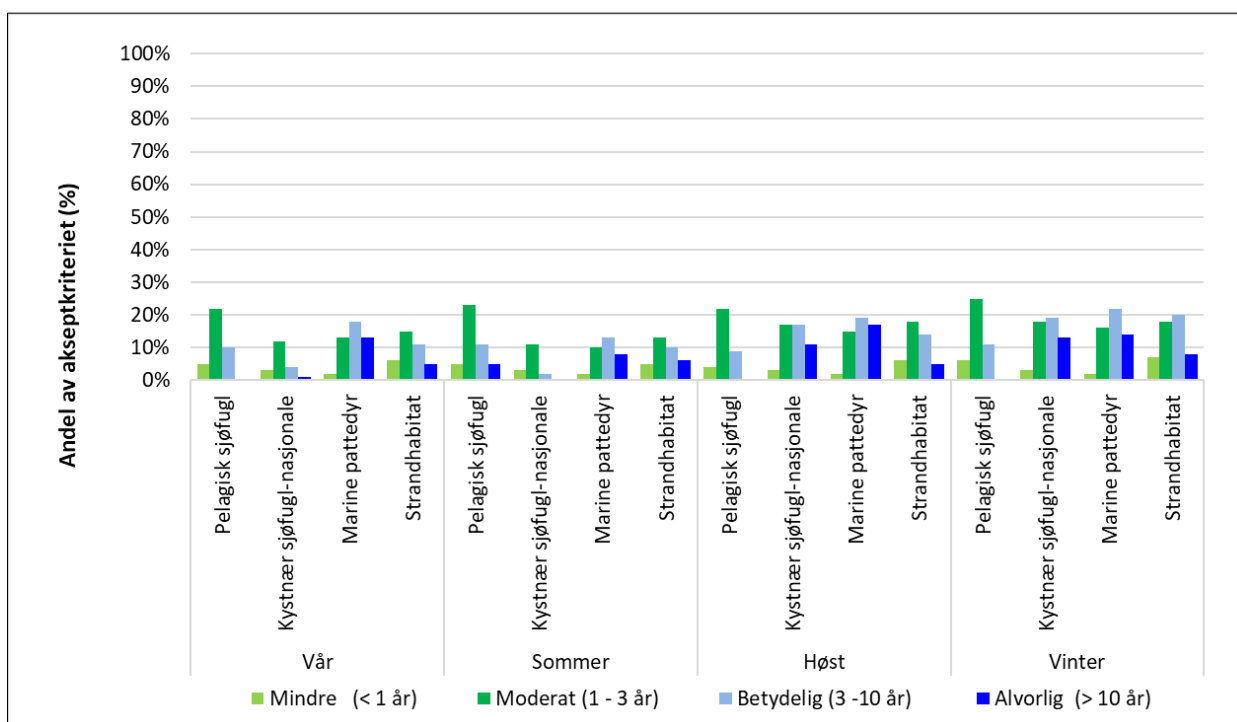
Lundin Energy Norway AS (heretter Lundin) planlegger boring av letebrønn 16/4-13 S i PL 359 i Nordsjøen. ca. 169 km fra nærmeste land som er Utsira i Rogaland. Vanddyppet i området er ca. 102 meter. Boringen har planlagt oppstart Q1 2021, og brønnen skal bores med den halvt nedsenkbare riggen West Bollsta. Som forberedelse til den planlagte boringen av brønn 16/4-13 S har Lundin gitt DNV GL i oppdrag å gjennomføre en miljørisikoanalyse og en beredskapsanalyse for aktiviteten.

Miljørisiko


Det er ikke identifisert behov for en full analyse av miljørisiko for brønnen, men det henvises til miljørisikoanalysen gjennomført for referansebrønn 16/1-32 S Flis (Acona, 2020). Beregninger av strømningspotensialet for brønn 16/4-13 S viser at potensielle utblåsningsrater vil være lavere enn det som ble beregnet for 16/1-32 S Flis.

Miljørisikoanalysen for referansebrønnen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til Norsk Olje og Gass (tidligere OLF) sin Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumaktiviteter på norsk sokkel (OLF, 2007). Beregnet miljørisiko i referanseanalysen er vurdert opp mot Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier.

Pelagisk sjøfugl (*havsule, Nordsjøbestand*) er dimensjonerende for risikonivået med 25 % av akseptkriteriet for *Moderat* miljøskade i vintersesongen (desember-februar). Det høyeste risikonivået for kystnær sjøfugl er 19 % (svartand - vinter) for *Betydelig* miljøskade. Det høyeste beregnede risikonivået for strandhabitat er 20 % av akseptkriteriet for *Betydelig* miljøskade (Kvitsøy kommune, vintersesongen), mens det for marine pattedyr er 22 % av akseptkriteriet for *Betydelig* miljøskade (havert - vintersesongen).



Figur 0-1 Beregnet miljørisiko for alle VØK-grupper lagt til grunn i analysen for de ulike sesongene, for brønn 16/1-32 S Flis i Nordsjøen. Verdiene er oppgitt som prosent av Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier.



Letebrønn 16/4-13 S ligger ca. 10 km sørvest for referansebrønn 16/1-32 S Flis. I den referansebaserte analysen er miljørisikoanalysen gjennomført for brønn 16/1-32 S Flis sammenliknet med inngangsdata for brønn 16/4-13 S. Alle inngangsdata som vil ha innvirkning på miljørisikonivået er evaluert, og det konkluderes med at referanseanalysen er dekkende for den planlagte aktiviteten på brønn 16/4-13 S.

Det forventes relativt like oljetyper i begge brønnene (Luno II og Edvard Grieg (Luno)), brønntekniske forhold er tilnærmet like, det skal benyttes samme type borerigg, GOR er lav for begge brønner, avstand til land er lenger for letebrønnen enn for referansebrønnen, lengste varighet er kortere og utblåsningsfrekvensene er 3 % lavere for brønn 16/4-13 S. Utblåsningsratene er betydelig lavere for brønn 16/4-13 S enn for referansebrønn 16/1-32 S Flis (vektet rate overflate hhv. 2630 Sm³/d og 6730 Sm³/d og vektet rate sjøbunn hhv. 2570 Sm³/d og 6637 Sm³/d).

Basert på vurderinger av alle inngangsparametere for de to brønnene forventes det at risikonivået ved boring av brønn 16/4-13 S er lavere enn for brønn 16/1-32 S Flis og innenfor Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier i alle sesonger.

Beredskap

For beredskapsanalysen er det gjennomført beregninger av beredskapsbehov knyttet til mekanisk oppsamling av olje på åpent hav. Beregningene er gjort i BarKal og er i henhold til industristandarden «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (Norsk olje og gass, 2013), basert på dimensjonerende DFU, som er en overflateutblåsning fra brønnen. Da det ikke er gjennomført oljedriftsmodellering for letebrønnen, er strandingsmengder og drivtider i beredskapsanalysen hentet fra modelleringene gjennomført for referansebrønn 16/1-32 S Flis.

For dimensjonerende scenario, som er en overflateutblåsning fra 16/4-13 S med vektet utblåsningsrate på 2630 Sm³/døgn er behovet beregnet til ett NOFO-system i barriere 1 og to NOFO system i barriere 2, totalt tre NOFO-system i vinterhalvåret (sept-feb) og til ett NOFO-system i barriere 1 og ett NOFO system i barriere 2, totalt to NOFO-system i sommerhalvåret (mars-aug).

I henhold til ytelseskravene i NOFO veiledning skal fullt utbygd barriere 1 og 2 være på plass senest innen korteste drivtid til land (6 døgn – 95 persentil). Med de oppgitte responstidene for oljevern fartøylene (operative innen 15 timer) oppfyller letebrønn 16/4-13 S ytelseskravene med god margin.

DEFINISJONER OG FORKORTELSER

Akseptkriterier	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
Analyseområde	Området som er basis for miljørisikoanalysen og som er større enn influensområdet. Ressursbeskrivelsen dekker analyseområde.
BarKal	Barrierekalkulator. Excel basert verktøy utviklet av NOFO for beregning av beredskapsbehov i de ulike barrierene 1-5.
Bestand	Gruppe individer innen en art som er reproduktivt isolert innen et bestemt geografisk område.
BOP	Blowout Preventer
cP	Centipoise, måleenhet for viskositet
DFU	Definerte fare- og ulykkeshendelser
Eksempelområde	Til bruk i beredskapsplanleggingen er det definert arealer kalt eksempelområder. 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 eksempelområdene er derfor forhåndsdefinert som dimensjonerende for oljevernberedskapen.
Forvitring	Nedbrytning av olje i miljøet. Forvittringsanalysen måler fysiske og kjemiske egenskaper for oljen til stede i miljøet over tid.
GOR	Forkortelse for Gass/Olje forhold. Forholdet mellom produsert gass og produsert olje i brønnen.
Influensområde	Området med større eller lik 5 % sannsynlighet for forurensning med mer enn 1 tonn olje innenfor en 10 x 10 km rute, iht. oljedriftsberegninger
IUA	Interkommunale Utvalg mot Akutt forurensning
Korteste drivtid	Tiden det tar fra utslippets start til den første oljen når kyst- og strandsonen.
Miljø	Et ytre miljø som kan bli berørt av oljeutslipp til sjø, dvs. det marine miljø.
Miljørisikoanalyse	Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
Miljøskade	Direkte eller indirekte tap av liv for en eller flere biologiske ressurser på grunn av oljeutslipp som kan beskrives på individ- eller bestandsnivå. For at et oljeutslipp skal kunne gi en miljøskade må restitusjonstiden for den mest sårbare bestanden være lengre enn 1 måned.
Miljøskadekategorier	Kategorisering av miljøskader i hhv. mindre, moderat, betydelig eller alvorlig på grunnlag av restitusjonstid for den mest sårbare bestanden: <ul style="list-style-type: none"> - Mindre: en miljøskade med restitusjonstid mellom 1 måned og 1 år. - Moderat: en miljøskade med restitusjonstid mellom 1 år og 3 år. - Betydelig: en miljøskade med restitusjonstid mellom 3 år og 10 år. - Alvorlig: en miljøskade med restitusjonstid over 10 år.
Miljødirektoratet	Tidligere Klima og forurensningsdirektoratet (Klif) og direktoratet for naturforvaltning
MIRA	Metode for miljørettet risikoanalyse (OLF, 2007).
MRA	Miljørettet risikoanalyse
NEBA	Net Environmental Benefit Analysis. Prosess som brukes av de ulike partene som inngår i en oljevernorganisasjon for å minimere effekten av oljeutslipp på mennesker og miljø.
NOFO	Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
NOROG	Norsk olje og gass.
Operasjon	En enkel, tidsbegrenset arbeidsoperasjon som kan medføre akutt utslipp, f.eks. boring av en letebrønn, som inkluderer all aktivitet fra leteriggen er på borelokasjonen til den forlater lokasjonen.
Persentil	P-persentil betyr at p prosent av observasjoner i et utfallsrom er nedenfor verdien for p-persentilen. En 25-persentil er da slik at 25 % av data/observasjoner er under den gitte verdien.
PL	Utvinningstillatelse (Produksjonslisens)
ppb	Parts per billion / deler per milliard

Ptil	Petroleumstilsynet
Ressurser eller biologiske ressurser	Levende organismer, f.eks. plankton, tang og tare, virvelløse dyr, fisk, sjøfugl og sjøpattedyr.
Restitusjonstid	Restitusjonstiden er oppnådd når det opprinnelige dyre- og plantelivet i det berørte samfunnet er tilbake til tilnærmet samme nivå som før utblåsningen (naturlig variasjon tatt i betraktning) og de biologiske prosessene fungerer normalt. Bestander anses å være restituert når bestanden er tilbake på 99 % av nivået før hendelsen. Restitusjonstiden er tiden fra en oljeutblåsning skjer og til restitusjon er oppnådd.
Sannsynlighet for treff	Sannsynlighet for at en 10x10 km rute treffes av olje fra en potensiell utblåsning
SIMA	Spill Impact Mitigation Assessment – metode for å sammenligne og rangere netto miljøgevinst forbundet med forskjellige bekjempelsesmetoder innen oljevern, eksempelvis oppsamling, mekanisk og kjemisk dispergering. Metoden omfattes av NEBA-prosessen (Net Environmental Benefit Analysis).
Størst strandet emulsjonsmengde	95-persentilen i utfallsrommet for størst strandet mengde
THC	Total Hydrocarbon Concentration (total hydrokarbonkonsentrasjon)
VØK	Verdsatt Økosystem Komponent. En VØK er en populasjon, et samfunn eller et habitat (naturområde) som: <ul style="list-style-type: none"> - Er viktig for lokalbefolkningen (ikke bare økonomisk), eller - Har regional, nasjonal eller internasjonal verdi, eller - Har stor økologisk, vitenskapelig, estetisk og/eller økonomisk verdi, og som - Vil være dimensjonerende med hensyn på gjennomføring av risikoreducerende tiltak.

1 INNLEDNING

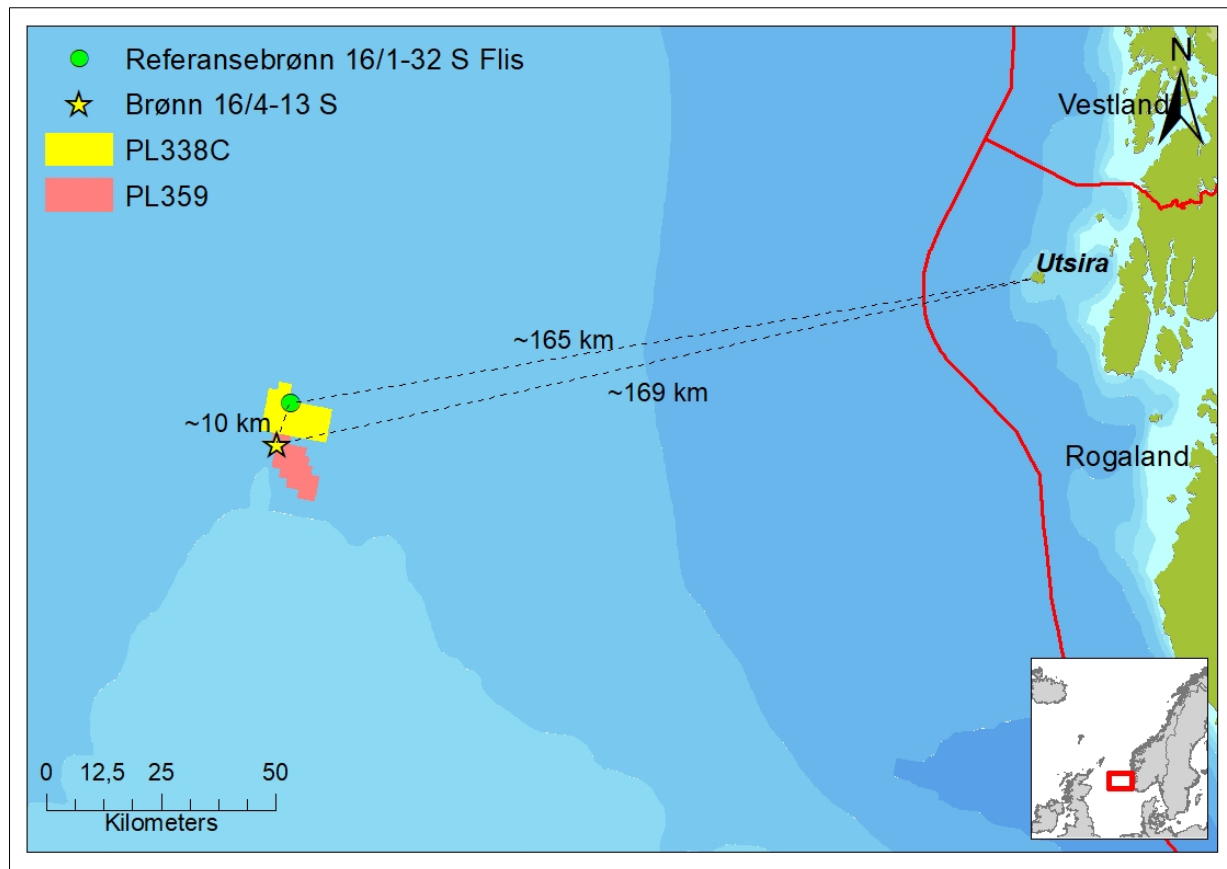
1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Lundin Energy Norway AS (heretter Lundin) planlegger boring av letebrønn 16/4-13 S i PL359 i Nordsjøen. Brønnen ligger ca. 169 km fra nærmeste land som er Utsira i Rogaland (Figur 1-1). Vanddyptet er ca. 102 meter. Boringen har planlagt oppstart Q1 2021. Brønnen skal bores med den halvt nedsenkbare riggen West Bollsta.

Som forberedelse til de planlagte boreoperasjonene er det gjennomført en miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse for aktiviteten. Basisinformasjon for aktiviteten er oppsummert i Tabell 1-1.

Det er ikke identifisert behov for en full analyse av miljørisiko for letebrønn 16/4-13 S, men det henvises til miljørisikoanalysen gjennomført for Lundins referansebrønn 16/1-32 S (Acona, 2020), som anses som dekkende for den planlagte aktiviteten. Letebrønn 16/4-13 S ligger ca. 10 km sørvest for referansebrønn 16/1-32 S (Figur 2-1).

For beredskapsanalysen er det gjennomført beregninger av beredskapsbehov knyttet til mekanisk oppsamling av olje på åpent hav (Barriere 1-4). Beregningene er i henhold til industristandarden «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (Norsk olje og gass, 2013). Da det ikke er gjennomført oljedriftsmodellering for letebrønnen, er strandingsmengder og drivtider i beredskapsanalysen hentet fra modelleringene gjennomført for referansebrønn 16/1-32 S Flis. Det er verdt å merke seg at strandingsmengdene for referansebrønnen er basert på langt høyere rater enn det som er beregnet for brønn 16/4-13 S.



Figur 1-1 Lokasjon for letebrønn 16/4-13 S, og lokasjon for referansebrønn 16/1-32 S Flis i Nordsjøen.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for letebrønn 16/4-13 S (AddEnergy, 2020; Lundin, 2020).

Basisinformasjon	Boring av letebrønn 16/4-13 S
Brønnlokasjon	58° 43' 40,28" N, 02° 09' 08,87" Ø
Analyseperiode	Helårlig, fordelt på 4 sesonger
Vanndybde	102 meter
Avstand til nærmeste kystlinje	Ca. 169 km (Utsira)
Oljetype	Solveig olje (Luno II) (851 kg/m ³)
Riggtype	Halvt nedsenkbar borerigg
Utblåsningsrater boring	Vektet rate, overflate: 2630 Sm ³ /døgn Vektet rate, sjøbunn: 2570 Sm ³ /døgn
Vektet varighet	Overflateutblåsning: 6 dager Sjøbunnsutblåsning: 18 dager
GOR (Sm ³ /Sm ³)	223
Tid for boring av avlastningsbrønn	47 døgn
Aktiviteter	Leteboring
Type scenarier	Utblåsning (overflate/sjøbunn)
VØK arter/ populasjoner vurdert	Pelagisk sjøfugl, kystnær sjøfugl, marine pattedyr, fisk og strandhabitat – for Nordsjøen
Forventet borestart	Q1 2021

1.2 Hensikt/formål

Gjennomføring av miljørisikoanalyser (MIRA) for aktiviteter knyttet til leting etter og/eller produksjon av olje og gass på norsk sokkel er påkrevd i henhold til norsk lovverk (se avsnitt 1.4).

Miljørisikoanalysen for referansebrønnen (16/1-32 S Flis) er gjennomført som en full skadebasert analyse i henhold til Norsk Olje og Gass (tidligere OLF) sin Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel (OLF, 2007). Det henvises til rapporten (Acona, 2020) og veiledningen for ytterligere informasjon. Miljørisikoen ble vurdert opp mot Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier. I en skadebasert miljørisikoanalyse blir konsekvensene av oljeutblåsning/-utslipp knyttet opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et oljesøl kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som ble benyttet i analysen omtales som Verdsatte Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, marine pattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen).

For beredskapsanalysen er det gjennomført en beregning av beredskapsbehov knyttet til mekanisk oppsamling av olje på åpent hav, samt beregninger av beredskapsbehov i kyst- og strandsonen. Beregningene er gjort i henhold til industristandarden «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (Norsk olje og gass, 2013).

1.3 Lundins akseptkriterier for akutt forurensning

Lundin har definert akseptkriteriene for miljørisiko. For letebrønn 16/4-13 S benyttes Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko (Tabell 1-2). Disse er like de som ble benyttet i referanseanalysen for brønn 16/1-32 S Flis. Akseptkriteriene angir den øvre grensen for hva Lundin har definert som en akseptabel risiko knyttet til egne aktiviteter (sannsynlighet for en gitt konsekvens). Disse er formulert som mål på skade på naturlige ressurser (VØK), uttrykt ved varighet (restitusjonstid) og ulik alvorlighetsgrad.

Lundin anvender de samme akseptkriterier i alle regioner på norsk sokkel. Miljørisikoanalysen fanger opp eventuelle forskjeller i miljøfølsomhet i ulike regioner fordi den tar hensyn til forekomst og følsomhet (benytter en følsomhetskategori) av miljøressursene i det enkelte analyseområdet, og fordi den beregner restitusjonstid for berørte ressurser. Dette fører til at det beregnes en høyere miljørisiko i områder der det er høy andel av berørte, følsomme bestander og ressurstyper. Akseptkriteriene setter derved strengere krav til operasjoner i denne type områder.

Akseptkriteriene uttrykker Lundins holdning om at naturen i størst mulig grad skal være uberørt av selskapets aktiviteter. Kriteriene angir maksimal tillatt hyppighet av hendelser som kan forårsake skade på miljøet.

Tabell 1-2 Lundins akseptkriterier for forurensning (Lundin Norway AS, 2014).

Miljøskade	Varighet av skaden (restitusjonstid)	Operasjons-spesifikke akseptkriterier (per operasjon)	Installasjons-spesifikke akseptkriterier (per år)	Feltspesifikke akseptkriterier (per år)
Mindre	1 mnd. – 1 år	$< 1 \times 10^{-3}$	$< 1 \times 10^{-2}$	$< 2,0 \times 10^{-2}$
Moderat	1-3 år	$< 2,5 \times 10^{-4}$	$< 2,5 \times 10^{-3}$	$< 5,0 \times 10^{-3}$
Betydelig	3-10 år	$< 1 \times 10^{-4}$	$< 1 \times 10^{-3}$	$< 2,0 \times 10^{-3}$
Alvorlig	>10 år	$< 2,5 \times 10^{-5}$	$< 2,5 \times 10^{-4}$	$< 5,0 \times 10^{-4}$

1.4 Gjeldende regelverkskrav

Myndighetskrav til HMS (helse, miljø og sikkerhet) for petroleumsvirksomhet til havs omfatter følgende lover og forskrifter; forurensningsloven, rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften. En nærmere beskrivelse av noen av kravene er gitt i Appendix A.

2 MILJØRISIKOANALYSE FOR BRØNN 16/4-13 S

I foreliggende kapittel presenteres innledningsvis metoden for referansebaserte miljørisikoanalyser. Videre er forventet oljetype for aktivitetene presentert, samt resultater for oljedrift og miljørisiko for referansebrønn 16/1-32 S Flis.

2.1 Metode referansebasert miljørisikoanalyse

Det er gjennomført en referansebasert miljørisikoanalyse i henhold til MIRA-metoden (OLF, 2007). En referansebasert analyse kan gjennomføres dersom det foreligger inngangsdata som er sammenlignbare i forhold til aktiviteten det er aktuelt å gjøre en miljørisikoanalyse for. En tidligere utført analyse benyttes da som en referanseanalyse. Sentrale parametere for den aktuelle boreoperasjonen og miljøets sårbarhet gjennomgås og sammenliknes med referanseanalysen. Resultatene av sammenlikningen evalueres, og avgjør om referanseanalysen er dekkende for den planlagte aktiviteten. Referanseanalysen anses som dekkende dersom den er mer konservativ enn de detaljerte analysene en sammenlikner med, - slik at ytterligere analyse ville konkludert med tilsvarende eller lavere miljørisiko enn den gjeldende referanseanalysen.

Følgende momenter inngår i evalueringen:

- Geografisk plassering
- Oljetype
- Sannsynlighet for utslipp
- Rater og varigheter
- Utslippspunkt (havoverflate eller sjøbunn)
- Type operasjon
- Miljøakseptkriterier
- Spesielt sårbar årstid
- Klimatiske forhold
- Influensområde oljedrift
- Brønntekniske aspekter

Det henvises til veilederen for mer utfyllende informasjon (OLF, 2007).

2.2 Viktige parametere for å evaluere miljørisiko

Miljørisikoen er gjennomført som en referansebasert analyse i henhold til MIRA-metoden (OLF, 2007). Viktige parametere ved boreaktiviteten for letebrønn 16/4-13 S har blitt sammenliknet med samsvarende parametere i miljørisikoen for 16/1-32 S Flis (Acona, 2020). Tabell 2-1 viser sammenlikning av parametere for de to aktivitetene.

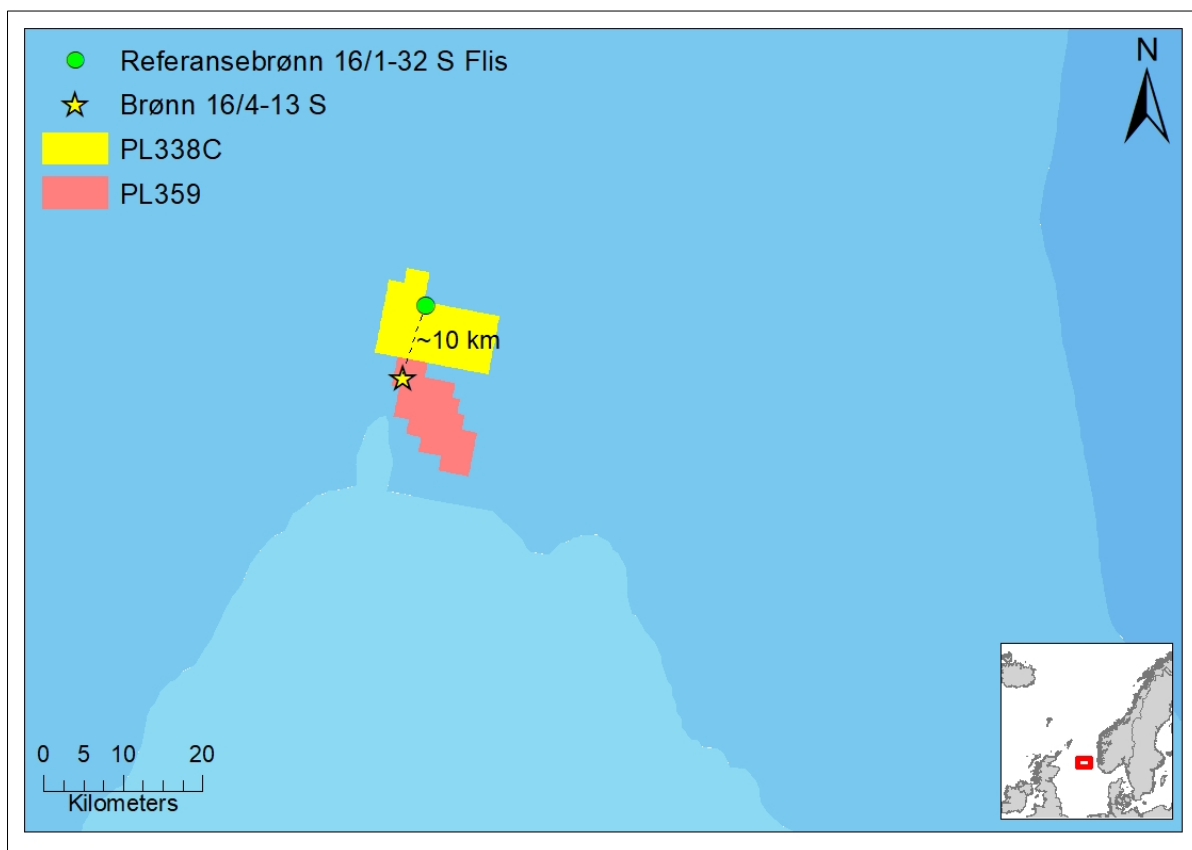
Inngangsdata og eventuelle ulikheter i inngangsdata, og konsekvenser av disse ulikhetene er diskutert i påfølgende delkapitler.

Tabell 2-1 Sammenstilling av parametere for letebrønn 16/4-13 S og referansebrønn 16/1-32 S Flis (AddEnergy, 2020; Lundin, 2020; Acona, 2020).

Parameter	16/4-13 S	16/1-32 S Flis (2020)	Kriterium for sammenlikning	Resultat av sammenlikning
Operatør	Lundin	Lundin	--	--
Posisjon (Geografiske koordinater)	58° 43' 40.28" N 02° 09' 08.87" Ø	58° 48' 49.101" N 02° 10' 26.250" Ø	--	--
Avstand til referansebrønn (km)	10	--	Mindre enn 50 km	Ok
PL	359	338C	--	--
Brønntype	Letebrønn	Letebrønn	--	--
Olje	Solveig (Luno II) (SINTEF, 2014)	Edvard Grieg (Luno) (SINTEF, 2011)	--	Ok, se kap. 2.6
Oljens tetthet	851	850	Tilsvarende	Ok, se kap. 2.6
Dyp (m)	102	107	Tilsvarende	Ok
GOR (Sm ³ /Sm ³)	223	118	Tilsvarende	Ok, se kap. 2.6.1
Avstand til land (km)	Ca. 169 km til Spannholmane ved Utsira	Ca. 165 km til Spannholmane ved Utsira	Tilsvarende eller lengre avstand til land	Ok
Rater overflate (Sm ³ /d)	905-5173	1463-21396	--	--
Vektet rate <i>boring</i> overflate (Sm ³ /d)	2630	6730	Tilsvarende eller lavere rate	Ok, se kap. 2.5
Rater sjøbunn (Sm ³ /d)	905-5048	1463-20755	--	--
Vektet rate <i>boring</i> sjøbunn (Sm ³ /d)	2570	6637	Tilsvarende eller lavere rate	Ok, se kap. 2.5
Lengste varighet (d)	47	50	Tilsvarende eller kortere varighet	Ok, se kap. 2.5
Vektet var. top/subx	6 / 18	5,4 / 17,3	Tilsvarende eller kortere varighet	Ok, se kap. 2.5
Frekvens	1,28 x 10 ⁻⁴	1,32 x 10 ⁻⁴	Tilsvarende	Ok, se kap. 2.4
Topside/subsea fordeling	20/80 %	18/82 %	Tilsvarende	Ok
Riggtype	semi sub flyter	semi sub flyter	--	--
Analyseperiode	Hele året	Hele året	Må dekke planlagt boreperiode.	Ok
Seapop datasett	SEATRACK 2020, 2017/2018 Kystnære	SEATRACK 2020, 2017/2018 Kystnære	--	--
Akseptkriterier	Lundins Operasjons-spesifikke akseptkriterier	Lundins Operasjons-spesifikke akseptkriterier	Tilsvarende	Ok, se kap. 1.3
Høyeste risiko	--	25 % av akseptkriteriet for moderat Miljøskade i vintersesongen.	--	Ok, se kap. 2.10

2.3 Lokasjon

Letebrønn 16/4-13 S ligger ca. 169 km fra nærmeste land som er Spannholmane ved Utsira, og 10 km sørvest for referansebrønn 16/1-32 S Flis (Figur 1-1 og Figur 2-1).



Figur 2-1 Lokasjonen til letebrønn 16/4-13 S i PL359 og lokasjon til brønn 16/1-32 S Flis i PL338C.

2.4 Utblåsnings sannsynlighet

Brønn 16/4-13 S er en letebrønn der det forventes å finne olje. Basert på SINTEF offshore blowout database 2019, er den totale utblåsningsfrekvensen vurdert til $1,28 \times 10^{-4}$ for en letebrønn (Lloyd's, 2020). For brønn 16/1-32 S Flis ble den totale utblåsningsfrekvensen vurdert til $1,32 \times 10^{-4}$ for boring (basert på Lloyd's 2019).

Letebrønn 16/4-13 S er planlagt boret med en halvt nedsenkbar borerigg. Riggeren har BOP plassert på havbunnen, noe som tilsier at en utblåsning mest sannsynlig vil forekomme på havbunnen. Sannsynlighetsfordelingen mellom utblåsninger på havbunn kontra overflate under boring, ved boring med en halvt nedsenkbar rig er satt til henholdsvis 80 % / 20 % (Lloyd's, 2020). Brønn 16/1-32 S Flis ble også boret med en halvt nedsenkbar borerigg med sannsynlighetsfordeling 82 % / 18 % (Acona, 2020).

2.5 Utblåsningsrater og -varigheter

De fleste former for uhellsutslipp i forbindelse med en boreaktiviteter er begrensede, med små mengder og lette forbindelser. De hendelsene som har de største potensielle miljøkonsekvensene er ukontrollerte utslipp fra brønnen under boring og komplettering (utblåsning). Slike hendelser anses dimensjonerende for foreliggende analyse.

Lengste utblåsningsvarighet er satt til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. For letebrønn 16/4-13 S er denne satt til 47 døgn, fordelt på mobilisering av rigg, boring inn i reservoar og dreping av utblåsningen (AddEnergy, 2020). AddEnergy har i sitt studie brukt tre varigheter, og det gir vektet varighet for overflateutblåsning på 6,0 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning er 18,0 døgn.

For referansebrønn 16/1-32 S Flis var lengste varighet beregnet til 50 døgn (Acona, 2020), og med vektet varighet for overflateutblåsning på 5,4 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning var 17,3 døgn.

Rate-/varighetsmatrisen som ligger til grunn for oljedriftsmodelleringen og miljørisikoanalysen for brønn 16/1-32 S Flis er basert på utblåsningsstudie fra AddEnergy (Acona, 2020). Vektet rate for overflateutblåsning er 6730 Sm³/døgn, og 6637 Sm³/døgn for sjøbunnsutblåsning i dette studiet. Rate-/varighetsmatrisen er gitt i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Rate- og varighetsfordeling for brønn 16/1-32 S Flis (Fra Acona, 2020).

Utslippspunkt		Rater		Sannsynlighet for varighet			
Dybde	Sanns. (%)	Sm ³ /døgn	Sanns. (%)	2 dager	5 dager	15 dager	50 dager
Overflate	18	1463	8	84	6	4	6
Overflate	18	2783	3	84	6	4	6
Overflate	18	6349	72	84	6	4	6
Overflate	18	10458	16	84	6	4	6
Overflate	18	21396	2	84	6	4	6
Sjøbunn	82	1463	8	47	13	13	28
Sjøbunn	82	2896	3	47	13	13	28
Sjøbunn	82	6289	72	47	13	13	28
Sjøbunn	82	10178	16	47	13	13	28
Sjøbunn	82	20755	2	47	13	13	28

Forventede utblåsningsrater for letebrønn 16/4-13 S er basert på utblåsningsstudiet fra AddEnergy (2020), beregnet ved samme metodikk som for referansebrønnen. Vektet rate for overflateutblåsning er 2630 Sm³/døgn, og 2570 Sm³/døgn for sjøbunnsutblåsning (Tabell 2-3).

Tabell 2-3 Rateberegninger for boring av letebrønn 16/4-13 S gitt en overflateutblåsning (øverst) eller sjøbunnsutblåsning (nederst) (AddEnergy, 2020).

Based on Sinter Offshore Blowout Database and NOROG guidelines							GOR = 223		Time to drill Relief Well: 47 days			
Surface scenario	Scenario Dist. %	Penetration Depth Dist.%	Depth topentire	IBOP/TIW Opening Dist %	Opening	Total Dist. %	Oil Sm ³ /d	Gas MSm ³ /d	Distribution - Duration			Weighted Duration
									t<2 days	t-15 days	t-47 days	
1S - Drillpipe	11	55	Top	30	Open	1.8	1 439	0.30	90	5	5	5
				70	5% open	4.2	905	0.19				
				30	Open	1.5	2 054	0.43				
				70	5% open	3.5	1 126	0.24				
2S - Annulus	78	55	Top	30	Open	12.9	2 018	0.42	85	10	5	6
				70	5% open	30.0	1 965	0.41				
				30	Open	10.5	4 181	0.88				
				70	5% open	24.6	3 487	0.73				
3S - Open Hole	11	55	Top	30	Open	1.8	2 136	0.45	75	15	10	8
				70	5% open	4.2	2 083	0.44				
				30	Open	1.5	5 173	1.09				
				70	5% open	3.5	4 191	0.88				
Totals and weighted rates:						100	2 630	0.55	Weighted duration:			6

Based on Sinter Offshore Blowout Database and NOROG guidelines							GOR = 223		Time to drill Relief Well: 47 days			
Seabed scenario	Scenario Dist. %	Penetration Depth Dist.%	Depth topentire	BOP Opening Dist %	Opening	Total Dist. %	Oil Sm ³ /d	Gas MSm ³ /d	Distribution - Duration			Weighted Duration
									t<2 days	t-15 days	t-47 days	
1 - Drillpipe	11	55	Top	30	Open	1.8	1 461	0.31	50	25	25	17
				70	5% open	4.2	905	0.19				
				30	Open	1.5	2 127	0.45				
				70	5% open	3.5	1 126	0.24				
2 - Annulus	78	55	Top	30	Open	12.9	1 918	0.41	50	25	25	17
				70	5% open	30.0	1 862	0.39				
				30	Open	10.5	4 085	0.86				
				70	5% open	24.6	3 487	0.73				
3 - Open Hole	11	55	Top	30	Open	1.8	2 069	0.43	25	25	50	28
				70	5% open	4.2	1 977	0.42				
				30	Open	1.5	5 048	1.06				
				70	5% open	3.5	4 191	0.88				
Totals and weighted rates:						100	2 570	0.54	Weighted duration:			18

2.6 Oljetype

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).

Solveig (Luno II) olje er kategorisert som en middels høy parafinsk råolje med middels tetthet (851 kg/m³). Oljen har et middels asfalteninnhold (0,5 %) og et lavt voksinnhold (2,7 %). Høy initiell fordampning vil resultere i en rask økning i asfalten- og voksinnholdet, noe som bidrar til en stabilisering av emulsjonen. Oljen danner stabile emulsjoner med relativt høy viskositet og med et raskt vannopptak (maks. 56 % ved vinterforhold og 71 % ved sommerforhold), og er predikert å ha lang levetid på sjø ved vindhastigheter opp til 10 m/s (SINTEF, 2014).

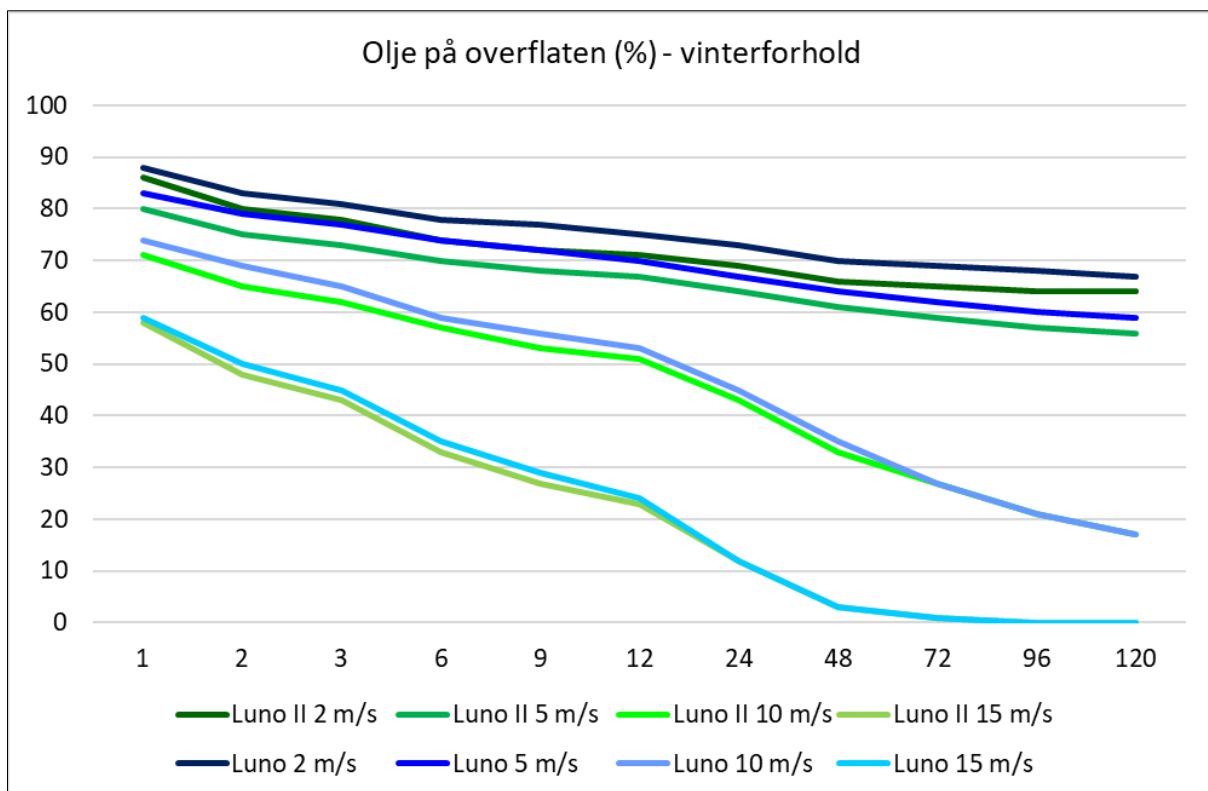
I analysen for referansebrønn 16/1-32 S Flis ble Edvard Grieg (Luno) olje brukt som referanseolje (SINTEF, 2011). Edvard Grieg (Luno) olje er kategorisert som en middels høy parafinsk råolje med middels tetthet (850 kg/m³). Oljen har et lavt asfalteninnhold (0,2 %) og et middels voksinnhold (3,9 %). Høy initiell fordampning vil resultere i en rask økning i asfalten- og voksinnholdet, noe som bidrar til en stabilisering av emulsjonen. Luno-oljen danner stabile emulsjoner med relativt høy viskositet og med et raskt vannopptak (maks. 75 % ved vinterforhold), og er predikert å ha lang levetid på sjø ved vindhastigheter opp til 10 m/s. Ved lave vindhastigheter (2 m/s) danner Luno-oljen emulsjoner med relativt lav viskositet (<1000 mPa) (SINTEF, 2011).

En sammenstilling av parametrene for de to oljetyperne er gitt i Tabell 2-4.

Tabell 2-4 Parametere for Luno II-olje som er forventet olje i letebrønn 16/4-13 S, og for Edvard Grieg (Luno) olje som ble benyttet i spredningsberegningene for referansebrønn 16/1-32 S Flis.

Parameter	Solveig (Luno II) råolje, SINTEF 2014	Edvard Grieg (Luno) olje, SINTEF 2011
Oljetetthet [kg/ m ³]	851	850
Maksimum vanninnhold ved 5 °C [volum %]	68	75
Viskositet, fersk olje ved 5 °C (10s ⁻¹) [cP]	22	30
Voksinnhold, fersk olje [vekt %]	2,7	3,9
Asfalteinnhold, fersk olje [vekt %]	0,5	0,2

Figur 2-2 viser forventet olje på overflaten (i %) etter 1-120 timer (5 dager) på sjø ved vindhastighetene 2, 5, 10 og 15 m/s og temperatur 5°C (vinterforhold) for Luno II-olje og Edvard Grieg (Luno) olje (SINTEF, 2014 og SINTEF, 2011). Massebalansen indikerer at både Luno II- og Edvard Grieg (Luno)- oljen vil forsvinne fra sjøoverflaten innen to-tre dager med vindhastighet på 15 m/s. Ved lavere vindhastigheter har oljene lenger levetid på overflaten, og Figur 2-2 viser at Edvard Grieg (Luno)-oljen har en marginalt større andel olje på overflaten enn Luno II-oljen ved de ulike vindhastighetene.



Figur 2-2 Gjenværende olje på overflaten for Luno II- og Edvard Grieg (Luno) olje etter 1-120 timer på sjø, ved vindhastigheter, 2 m/s, 5 m/s, 10 m/s og 15 m/s, og temperatur 5° C (SINTEF, 2014 og SINTEF, 2011).

2.6.1 GOR (Gas-Oil-Ratio)

GOR (gas-oil-ratio) gir en indikasjon på hvor mye gass den forventede oljen i brønnen inneholder. For letebrønn 16/4-13 S er GOR $223 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, mens for referansebrønn 16/1-32 S Flis var GOR $118 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$. Høyere GOR for relativt tilsvarende oljetype kan gi tynnere oljefilm på overflaten og mer olje i vannsøylen fordi oljen fra sjøbunnsutslipp vil få mindre dråpestørrelser i vannsøylen. GOR nivået er forøvrig lavt for begge aktiviteter, og forskjellen er ikke forventet å ha påvirkning på analyseresultatene.

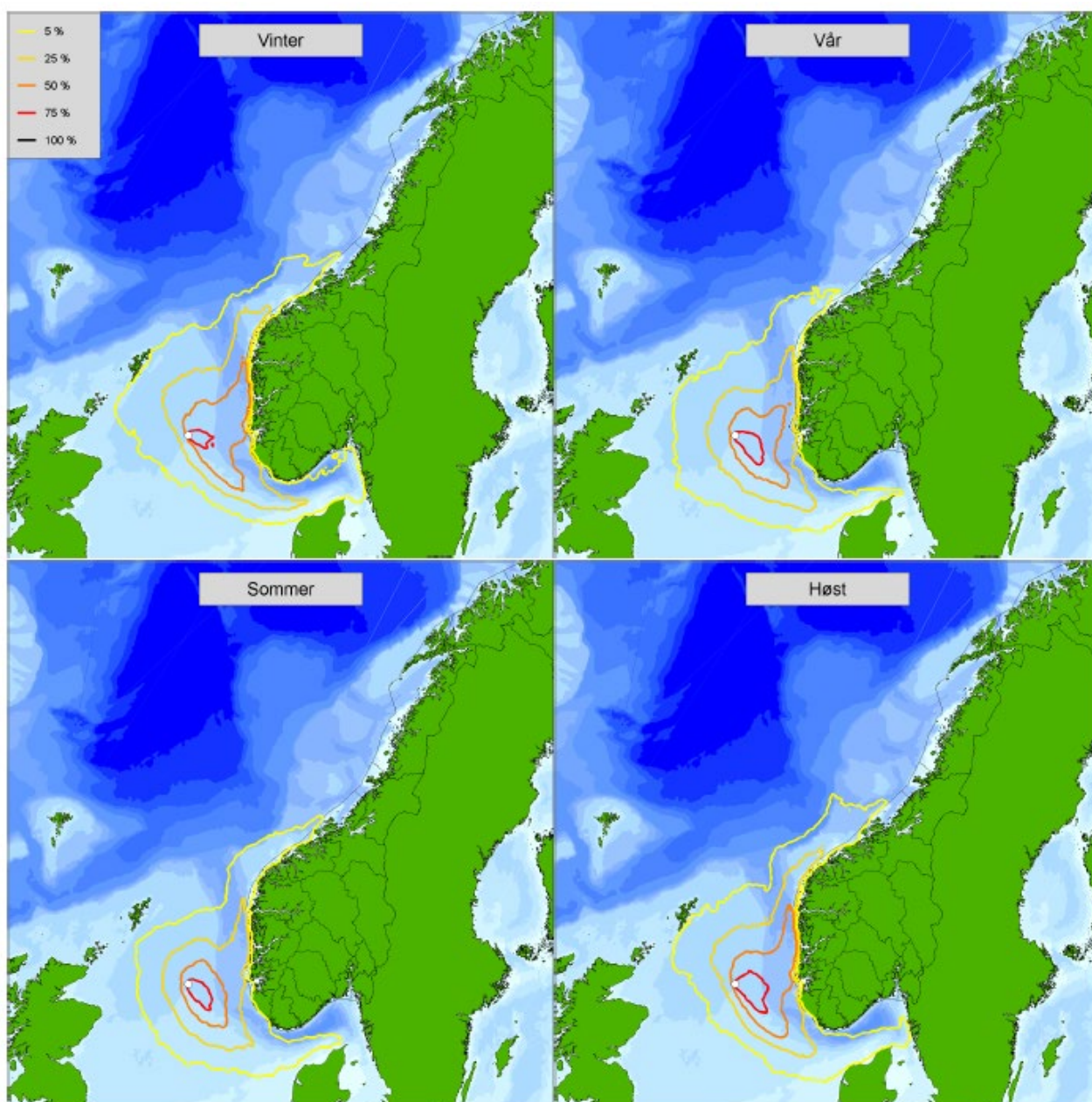
2.7 Oljedriftsmodellering - referanseanalysen

2.7.1 Treffsannsynlighet av olje på overflaten

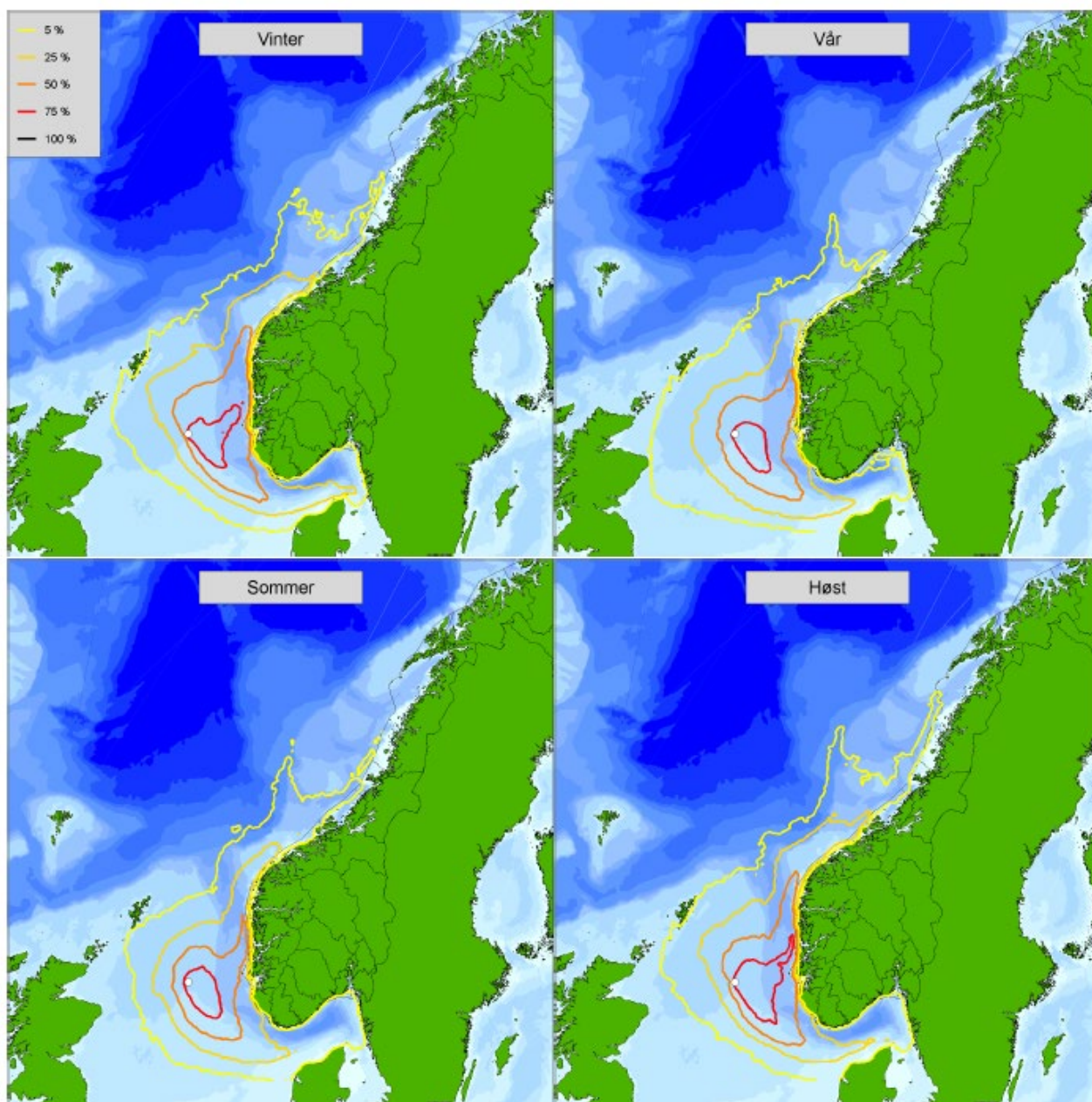
For modellerte overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra brønn 16/1-32 S Flis er det generert oljedriftsstatistikk på rutenivå ($10 \times 10 \text{ km}$ ruter) for fire sesonger; vår (mars-mai), sommer (juni-august), høst (september-november) og vinter (desember-februar). Influensområdene ($\geq 5 \%$ treff av olje over 1 tonn i $10 \times 10 \text{ km}$ ruter) gitt en utblåsning fra henholdsvis overflate og sjøbunn fra brønnen i de ulike sesongene er presentert i Figur 2-3 og Tabell 2-4.

Merk imidlertid at influensområdene er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter, og at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i $\geq 5 \%$ av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong.

Resultatene viser at influensområdene på sjøoverflaten ved sjøbunnsutblåsning er noe større enn ved overflateutblåsning. Influensområdet strekker seg inn mot Skagerrak i sør og langs Vestlandskysten mot Trøndelag og Nordland i nord.



Figur 2-3 Influensområdene for olje på sjøoverflaten, gitt en overflateutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis. Hvert område består av alle 10x10km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder (Acona, 2020).



Figur 2-4 Influensområdene for olje på sjøoverflaten, gitt en sjøbunnsutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis. Hvert område består av alle 10x10km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder (Acona, 2020).

2.7.2 Stranding

Landrutene som har $\geq 5\%$ sannsynlighet for stranding av mer enn 1 tonn olje per 10×10 km ruter per sesong er vist i Figur 2-5 gitt en overflateutblåsning og i Figur 2-6 gitt en sjøbunnsutblåsning.

Korteste ankomsttid til land og største strandingsmengder av emulsjon er vist i Tabell 2-5 (95-persentiler). Resultatene for strandet emulsjon og drivtid presentert stammer ikke nødvendigvis fra samme simulering. 95-persentil av scenarioene gir stranding av 41300 tonn oljeemulsjon langs kystlinjen i høstsesongen. 95-persentil av korteste drivtid er 6 døgn i høst- og vintersesongen.

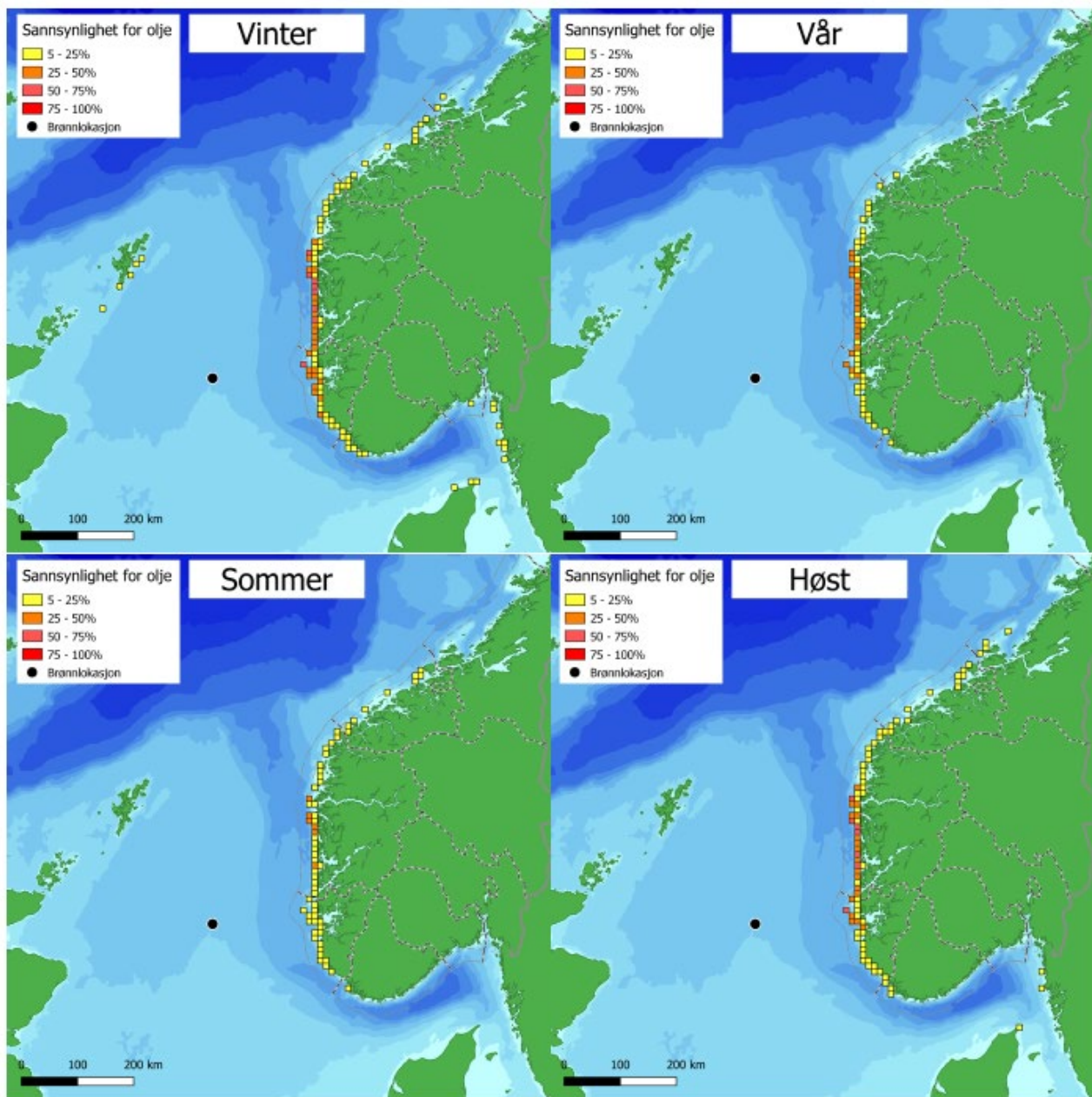
Tabell 2-5 Strandingsstatistikk for utblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis (Acona, 2020).

Periode	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
		P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	84	4	6	14	772	39124	240948
Vår	66	5	7	20	145	29937	232133
Sommer	57	7	12	34	46	31783	320531
Høst	84	4	6	15	653	41300	225390

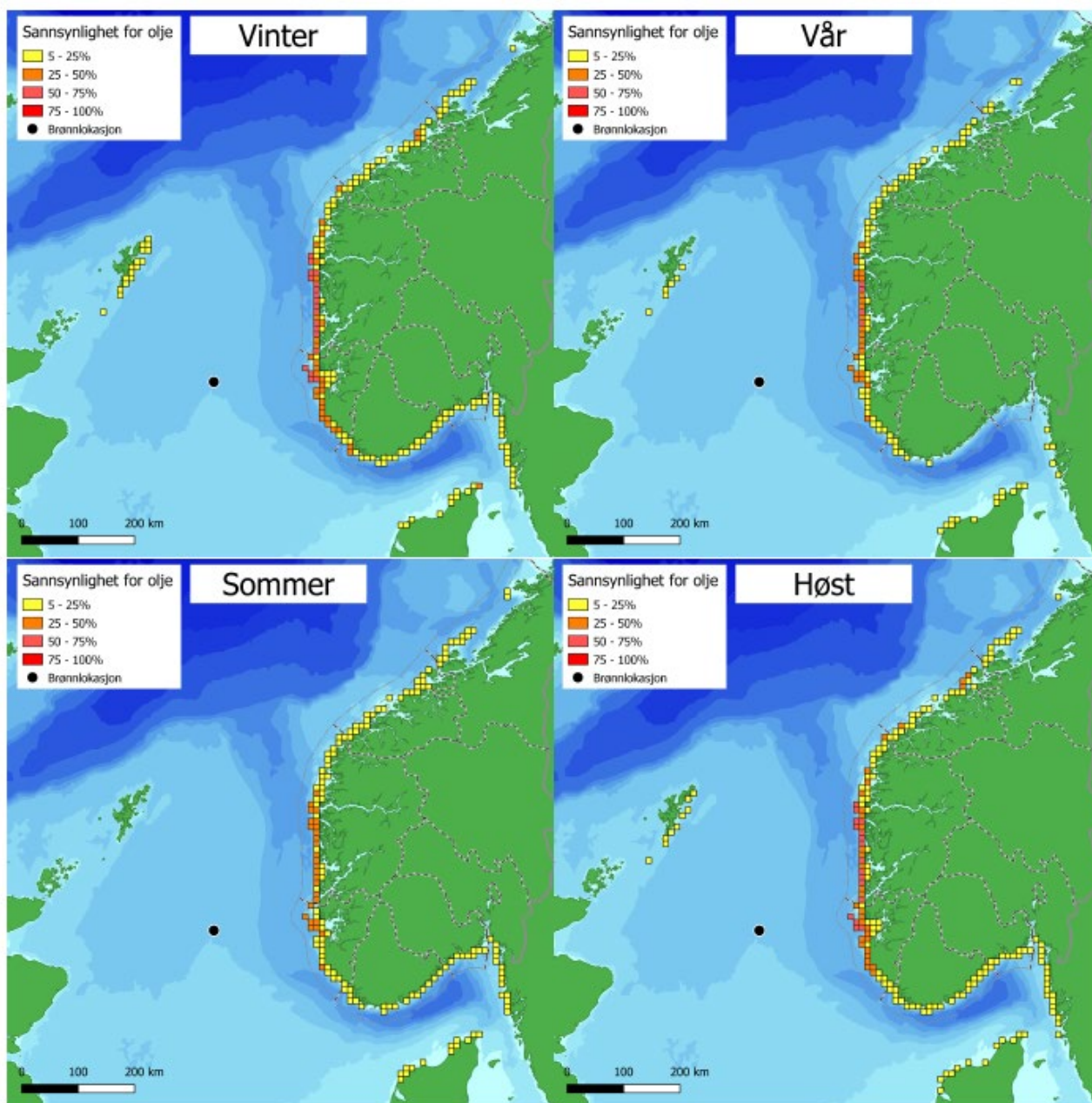
Av de definerte eksempelområdene er det størst strandingsmengde på Onøy-Øygarden, med 4145 tonn oljeemulsjon i høstsesongen (95-persentil) (Tabell 2-6). 95-persentil av korteste drivtid til eksempelområder er 6,8 døgn (Utsira i vintersesongen). Lokasjon av eksempelområdene er gitt i Figur 2-7.

Tabell 2-6 Strandingsstatistikk for NOFO-eksempelområder med strandingssannsynlighet større enn 5 %, gitt en utblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis. Kolonnene dekker strandingssannsynlighet, 95- persentil av korteste drivtid og 95-persentil av mengde strandet oljeemulsjon for sesongene vinter (P1), vår (P2), sommer (P3) og høst (P4) (Acona, 2020).

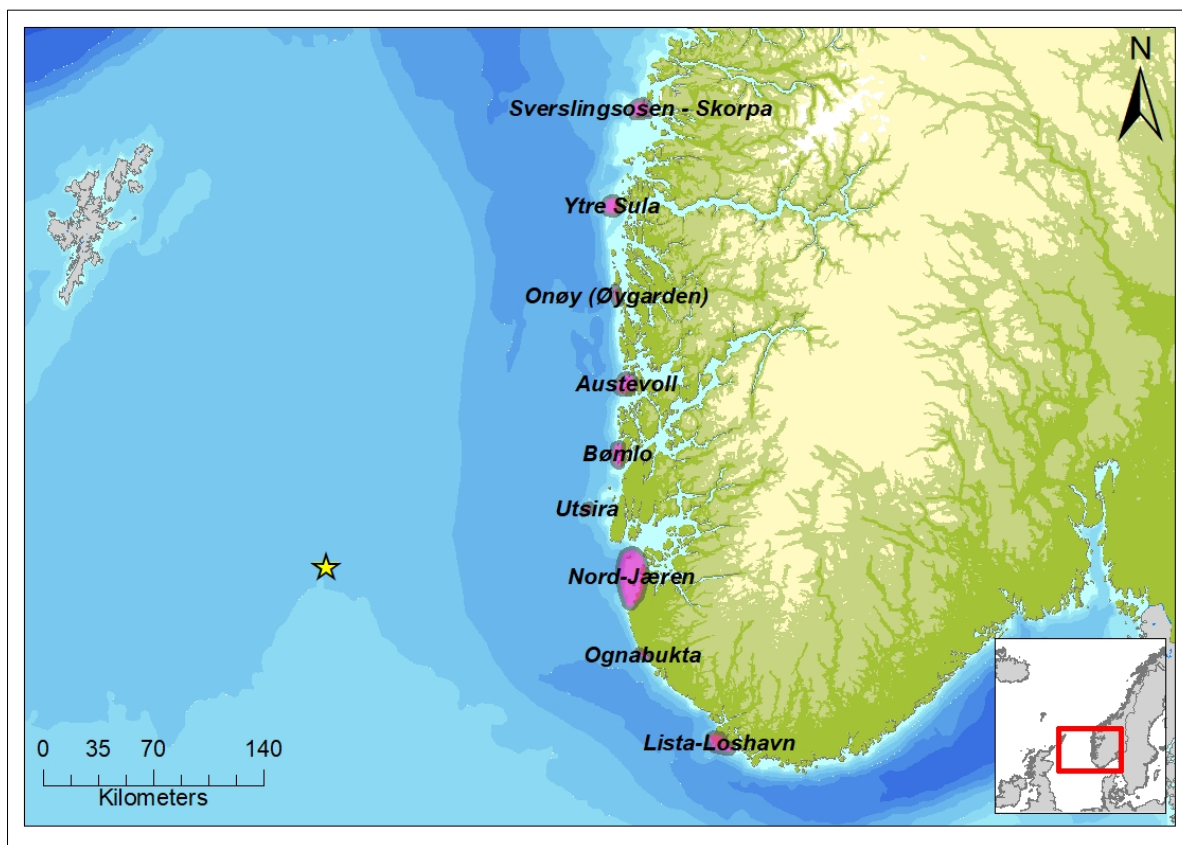
Område	Sanns. (%)				Tid (d)				Mengde (t)			
	P1	P2	P3	P4	P1	P2	P3	P4	P1	P2	P3	P4
Onøy (Øygarden)	65.7	50.5	42.4	66.7	8.8	10.1	15.4	9.2	3986	3035	2762	4145
Nord-Jæren	58.9	39.1	35.8	58	7.9	10.8	17.1	10.3	3598	1862	2491	3862
Ytre Sula	64	43.6	41.5	64.5	9.6	12.1	15.1	10.4	3390	2338	3381	3738
Austevoll	69	51.9	42.1	66.5	7.4	9.0	14.1	8.2	3339	2607	2234	3531
Bømlo	52.3	41	32	53.9	7.0	10.2	16.1	8.5	1838	1657	1145	1534
Utsira	62.1	45.8	42.3	64.2	6.8	7.7	13.8	7.3	956	947	957	954
Ognabukta	42.6	24.5	25.1	37.4	12.1	19.1	25.4	14.4	645	293	533	576
Lista-Loshavn	31.6	16.5	15.7	21.5	15.0	28.6	40.0	20.8	389	134	167	228
Sverslingsosen - Skorpa	30	17.5	22	30.9	18.8	20.8	23.6	17.8	278	239	331	338



Figur 2-5 Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen, beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for overflateutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis. Hvert område består av alle 10x10km kystruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder (Acona, 2020).



Figur 2-6 Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen, beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for sjøbunnsutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis. Hvert område består av alle 10x10km kyststruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder (Acona, 2020).

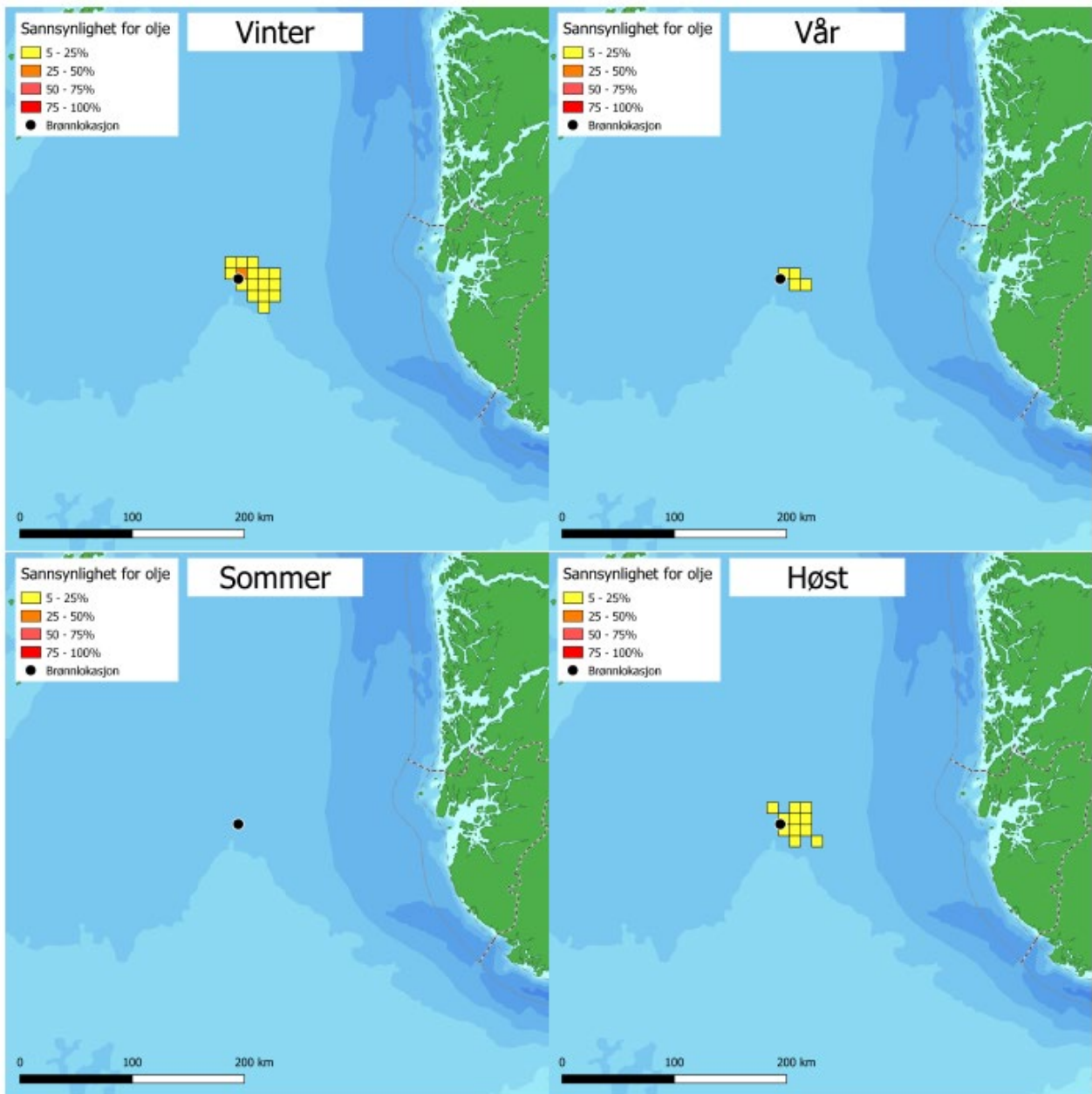


Figur 2-7 Lokasjon av NOFO eksempelområder langs Norskekysten. Letebrønn 16/4-13 S er merket med gul stjerne.

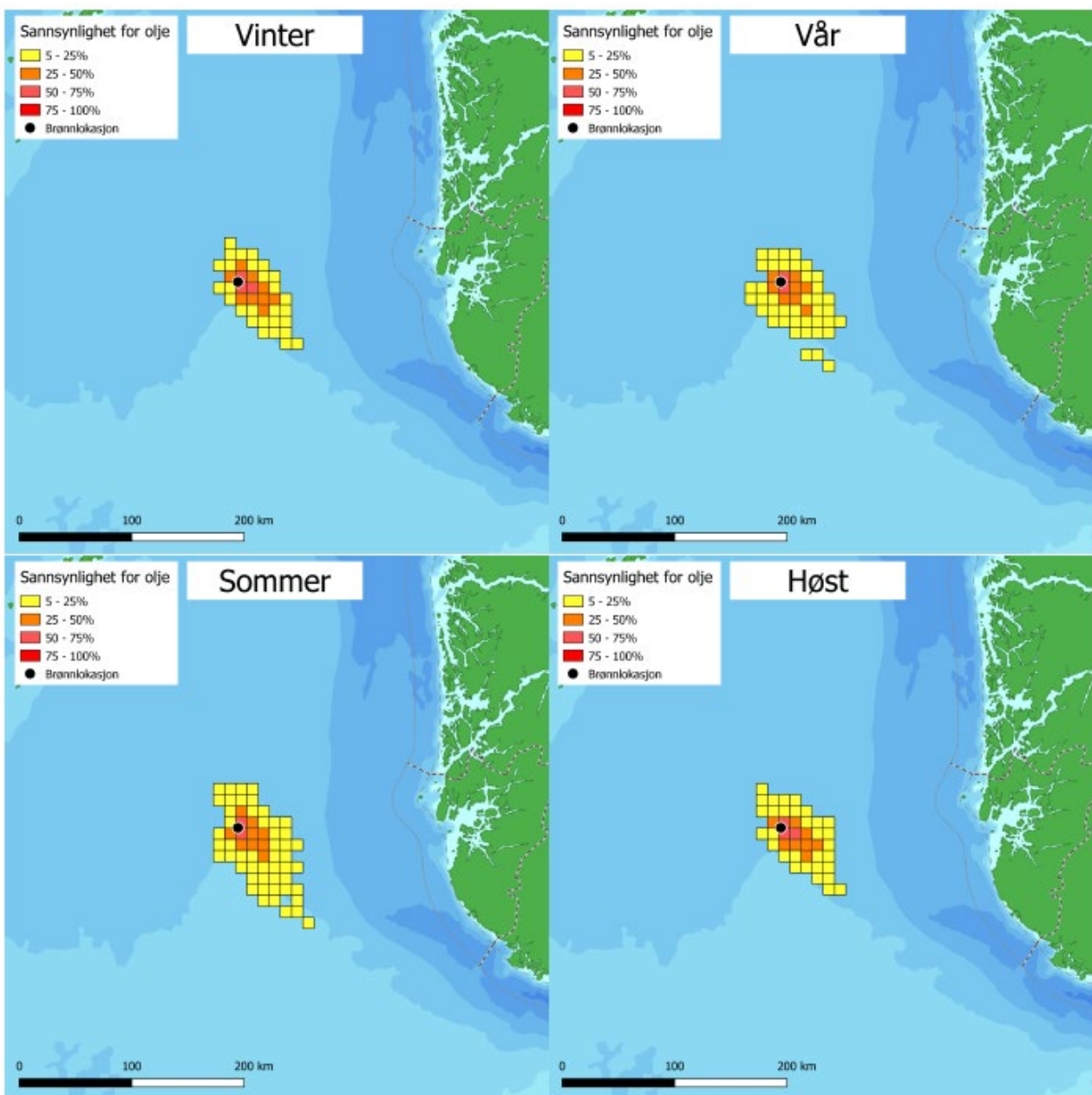
2.7.3 Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres vanligvis som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, det vil si det skiller ikke mellom dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden.

Figur 2-7 og Figur 2-8 viser sesongvise influensområder for THC konsentrasjoner i vannsøylen gitt henholdsvis en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra referansebrønn 16/1-32 S Flis for oljekonsentrasjoner høyere enn 100 ppb. Overflateutblåsningen gir lave THC konsentrasjoner i vannsøylen, og det er kun 5 % sannsynlighet for oljemengder over 100 ppb foruten en gridrute med opp til 50 % sannsynlighet nær utslippspunktet i vintersesongen. For en sjøbunnsutblåsning er det sannsynlighet opp til 75 % for oljemengder over 100 ppb. 58 ppb regnes som nedre effektgrense for skade på fiskeegg og – larver (Nilsen et.al., 2006).



Figur 2-8 Influensområdene for olje i vannkolonnen, beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for overflateutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis (Acona, 2020).



Figur 2-9 Influensområdene for olje i vannkolonnen, beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for sjøbunnsutblåsning under boring av referansebrønn 16/1-32 S Flis (Acona, 2020).

2.8 Utvalgte Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)

Ressurssdata anvendt i analysen for 16/1-32 S Flis omfatter sjøfugl (pelagiske og kystnære), marine pattedyr, fisk og strandhabitat (Tabell 2-7) (Acona, 2020). Planktonorganismer med unntak av fiskeegg og -larver er ikke tatt med pga. deres lave sensitivitet for olje, noe som skyldes stor geografisk fordeling av de enkelte artene og kort restitusjonstid.

Følgende datasett er benyttet for de ulike VØK-gruppene:

- Pelagisk sjøfugl: SEATRACK 2020
- Kystbunden sjøfugl: NINA, 26.11.2018

- Gyteområder: HI, nedlastet 2018
- Fiskelarver og -egg: HI, 2005, 2019
- Sjøpattedyr (sel): MRDB, 2010
- Strandhabitat: MRDB, 2010

Tabell 2-7 Verdsatte økosystemkomponenter (VØK'er) i de ulike gruppene pelagiske sjøfugl, kystbundne sjøfugl, marine pattedyr, fisk og strandhabitat utvalgt for miljørisikoanalysen for 16/1-32 S Flis (Acona, 2020). * indikerer rødlistestatus for arten på Svalbard.

Gruppe	Art	Rødlistestatus
Sjøfugl	Alkekonge	LC*
	Alke	EN
	Fiskemåke	NT
	Grågås	LC
	Gråmåke	LC
	Gråstrupedykker	NA
	Gulneblom	NT
	Havelle	NT
	Havhest (N og S)	EN
	Havsule	LC
	Islom	NA
	Ismåke	VU*
	Krykkje	EN
	Laksand	LC
	Lappfiskand	VU
	Lomvi	CR
	Lunde	VU
	Makrellterne	EN
	Polarlomvi	EN
	Polarmåke	NT*
	Praktærfugl	NA
	Rødnebbterne	LC
	Siland	LC
	Sildemåke	LC
	Sjøorre	VU
	Smålom	LC
	Stellerand	VU
	Storjo	LC
	Storlom	LC
	Storskarv	LC
	Svartand	NT
	Svartbak	LC
Teist	VU	
Toppskarv	LC	

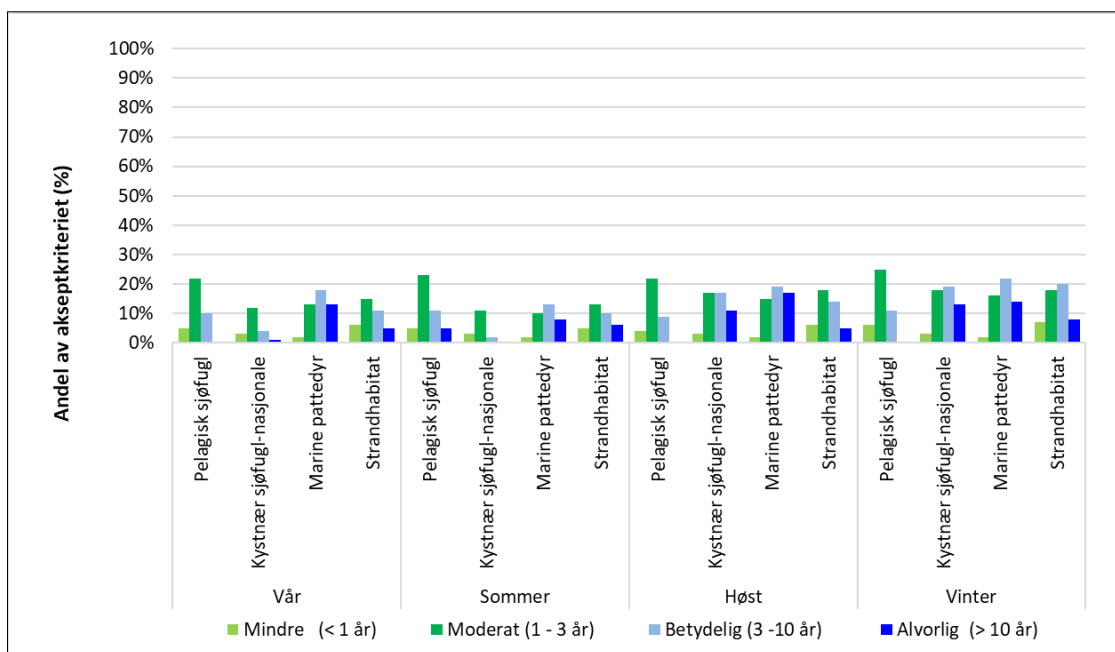
Gruppe	Art	Rødlistestatus
	Tyvjo	NT
	Ærfugl	NT
Sjøpattedyr	Havert	LC
	Steinkobbe	LC
Fisk	Norsk vårgytende sild	LC
	Nordøstarktisk sei	LC
	Nordøstarktisk torsk (skrei)	LC
	Nordøstarktisk hyse	LC
	Nordsjomakrell	LC
	Nordsjotorsk	LC
	Nordsjøsild	LC
	Nordsjøsei	LC
	Nordsjøhyse	LC
	Havsil (tobis)	LC
	Snabeluer	VU
Lodde	LC	
Blåkveite	LC	
Øyepål	LC	
Strandhabitat	-	-

NT – Nær Truet, EN – Sterkt Truet, CR – Kritisk Truet, VU – Sårbar, LC – Livskraftig

2.9 Miljørisikonivå referansebrønn 16/1-32 S Flis

Figur 2-9 viser sesongvis høyest miljørisiko for hver av VØK-gruppene; pelagisk og kystnær sjøfugl, marine pattedyr (sel) og strandhabitat, uavhengig av art gitt en utblåsning fra referansebrønn 16/1-32 S Flis. Miljørisikoen er presentert som prosentandel av Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier.

Pelagisk sjøfugl (*havsule, Nordsjøbestand*) er dimensjonerende for risikonivået med 25 % av akseptkriteriet for *Moderat* miljøskade i vintersesongen (desember-februar). Det høyeste risikonivået for kystnær sjøfugl er 19 % (svartand - vinter) for *Betydelig* miljøskade. Det høyeste beregnede risikonivået for strandhabitat er 20 % av akseptkriteriet for *Betydelig* miljøskade (Kvitsøy kommune, vintersesongen), mens det for marine pattedyr er 22 % av akseptkriteriet for *Betydelig* miljøskade (havert - vintersesongen).



Figur 2-10 Beregnet miljørisiko for alle VØK-grupper lagt til grunn i analysen for de ulike sesongene, for referansebrønn 16/1-32 S i Nordsjøen.

2.10 Miljørisiko for brønn 16/4-13 S

I den referansebaserte analysen er miljørisikoanalysen gjennomført for 16/1-32 S Flis sammenliknet med inngangsdata for brønn 16/4-13 S. Alle inngangsdata som vil ha innvirkning på miljørisikonivået er evaluert, og det konkluderes med at referanseanalysen er dekkende for den planlagte aktiviteten på brønn 16/4-13 S.

Det forventes relativt like oljetyper i begge brønnene (Luno II og Edvard Grieg (Luno)), brønntekniske forhold er tilnærmet like, det skal benyttes samme type borerigg, GOR er lav for begge brønner, avstand til land er lenger for letebrønnen enn for referansebrønnen, lengste varighet er kortere og utblåsningsfrekvensene er 3 % lavere for brønn 16/4-13 S. Utblåsningsratene er betydelig lavere for brønn 16/4-13 S enn for referansebrønn 16/1-32 S Flis (vektet rate overflate hhv. 2630 Sm³/d og 6730 Sm³/d og vektet rate sjøbunn hhv. 2570 Sm³/d og 6637 Sm³/d).

Basert på vurderinger av alle inngangsparametere for de to brønnene forventes det at risikonivået ved boring av brønn 16/4-13 S er lavere enn for brønn 16/1-32 S Flis og innenfor Lundins operasjonsspesifikke akseptkriterier i alle sesonger.

3 BEREDSKAPSANALYSE FOR BRØNN 16/4-13 S

Beredskapsanalysen for 16/4-13 S er operasjonsspesifikk og analysen er en sesongbasert analyse som omfatter sommersesongen (sommer og høst) og vintersesongen (vinter og vår). Borestart for letebrønn 16/4-13 S er planlagt i Q1, 2021, men da borestarten er usikker er det valgt å analysere for hele året fordelt på sommer- og vintersesong.

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge og analysere behovet for beredskap ved akutt forurensning. Dette skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av oljevernberedskap i forbindelse med akutte utslipp. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av risiko og beredskap ved miljøforurensning som følge av akutte utslipp som grunnlag for beredskapssetablering.

Beredskap som et konsekvensreducerende tiltak vil være et viktig bidrag til risikoreduksjon. Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengdene på sjøen, og videre føre til reduksjon av influensområdet for et mulig oljeutslipp. Lundin vil være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon. NOFO står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner og disponerer ressurser for dette. Dispergering vil vurderes som et alternativ eller supplement under en aksjon og NOFOs ressurser vil da kunne benyttes.

3.1 Metode for gjennomføring av miljørettet beredskapsanalyse

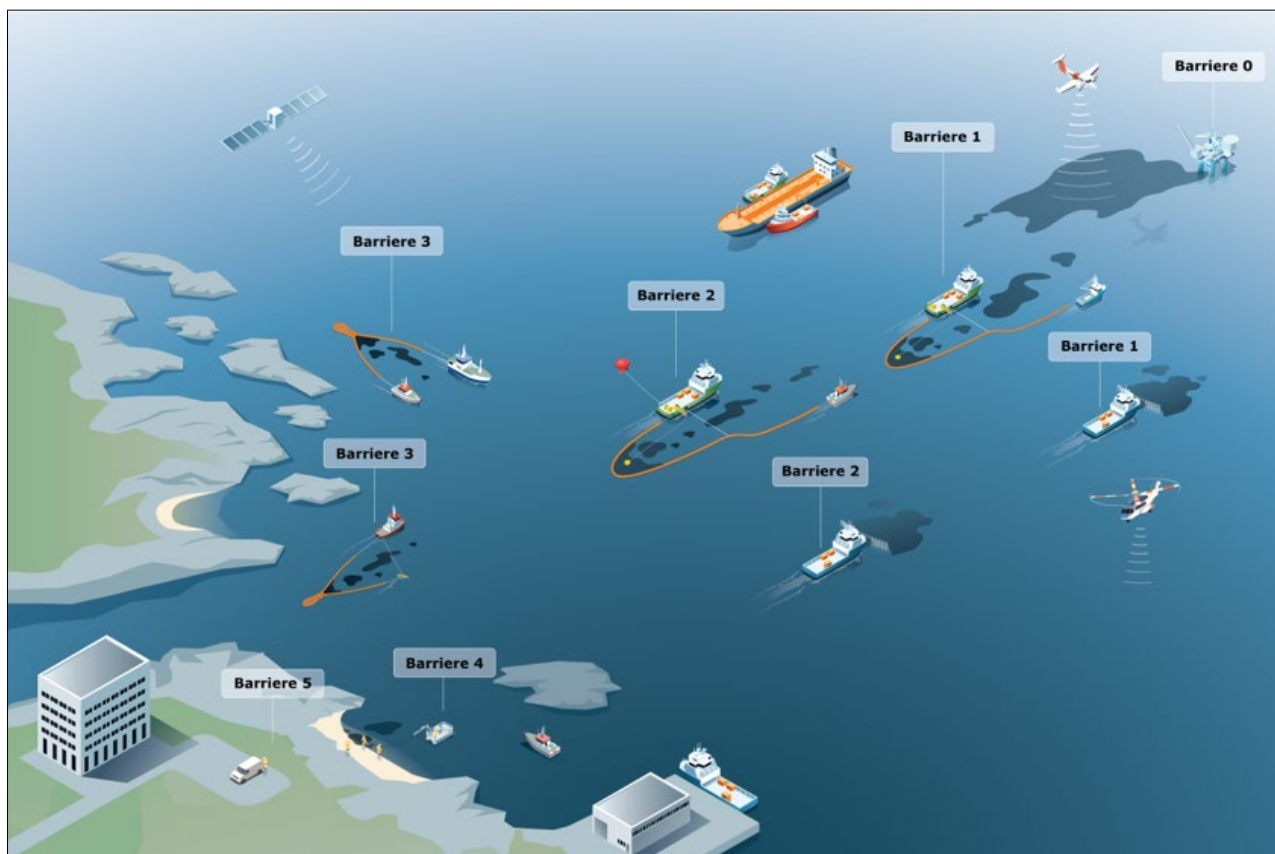
Det er gjennomført beregninger av beredskapsbehov knyttet til en utblåsning fra brønn 16/4-13 S. Beregningen er gjort i henhold til veiledningen «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (Norsk olje og gass, 2013), basert på dimensjonerende utslippshendelse som er en overflateutblåsning. Beregningene er gjort med bruk av BarKal som er en Excel basert modell for beregning av beredskapsbehov i de ulike barrierene, og er basert på forutsetninger for barrierer, systemer og ytelser angitt i NOFOs planverk (NOFO, 2020; <https://www.nof.no/planverk>).

Det forventes en oljetype med liknende egenskaper som Solveig (Luno II) råolje og denne er benyttet som referanseolje. Forvittringsdata for Solveig (Luno II) olje (SINTEF, 2014) benyttes som underlag for beregning av emulsjonsvolum og vurdering av beredskapsmessig relevante egenskaper. Både emulsjonsvolum og effektivitet av barrierer beregnes sesongvis basert på gjennomsnitt for aktuelle parametere (eksempelvis bølger, vind og temperatur).

For å kunne beregne behovet på en måte som best beskriver de operative forholdene, bruker beredskapsanalysen begrepet barrierer (<https://www.nof.no/planverk/forutsetninger/barrierer/>). Barrierebegrepet samsvarer med de ulike sonene (se Figur 3-1) der oljen skal bekjempes, og er i henhold til internasjonale standarder (f.eks. IPIECA <http://www.ipieca.org/our-work/oil-spill/oil-spill-response-resources/>):

- Barriere 1 er nærmest mulig kilden
- Barriere 2 er mellom kilden og kysten
- Barriere 3 er kystnære områder
- Barriere 4 er remobiliserbar strandet olje
- Barriere 5 er strandet olje

Ingen tiltak er alene 100 % effektive, men kan under optimale forhold samlet oppnå en høy ytelse. Beregningen tar hensyn til ytelsen av systemene og dermed også barrierene. I hver barriere (unntatt den første) tas det hensyn til effekten av tiltak i foregående barriere.



Figur 3-1 Barrierer i beredskapsanalysen (Kilde: Nofos planverk)

3.1.1 Ytelseskrav for de ulike barrierene

Det er lagt til grunn felles minimum ytelseskrav iht. veiledningen for miljørettede beredskapsanalyser (NOROG, 2013) i beregningene av beredskapsbehovet. Disse er:

- **Barriere 1 og 2 (nær kilden og i åpent hav)** skal hver for seg ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere den emulsjonsmengden som er tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate, med minimum responstid for fullt utbygd barriere lik 95-persentil av korteste drivtid til land, eller til spesielt miljøfølsomme områder identifisert i miljørisikoanalysen.
- **Barriere 3 (kystnært)** skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere 95-persentil emulsjonsmengde (fra fullt utfallsrom i oljedriftsstatistikken) inn til barrieren etter at effekt av forutgående barrierer er lagt til grunn. Døgncapasitet er mengden fordelt på beregnet strandingsperiode. Det skal foreligge planer som beskriver egnede taktikker og bekjempelsesmetoder i identifiserte eksempelområder. Responstiden skal være mindre enn 95-persentilen av minste drivtid til land.
- **Barriere 4 (kystnært)** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å bekjempe innkommende emulsjonsmengde gitt effekten av foregående barrierer. Systemene skal være mobilisert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land.
- **Barriere 5 (strand):** Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon inn til eksempelområder. Det skal foreligge planer som beskriver egnede taktikker og bekjempelsesmetoder. Personell og utstyr til strandsanering skal

være klar til operasjon innen 95-persentilen av korteste drivtid inn til eksempelområde for de berørte områder med kortere drivtid enn 20 døgn.

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

Beredskapsanalysen for barriere 1 og 2, nær kilden og på åpent hav, er basert på vektet utblåsningsrate og forventet oljetype. Beregninger er gjort for vinter- og sommersesong.

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

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 gammel olje.

Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid for NOFO-fartøyer til brønnen, og er basert på avstand til oljevernressurser, gangfart for OR-fartøy, slepebåtkapasitet og gangfart for disse, mobilisering av oljevernstyr om bord på OR-fartøy, og tilgang til personell på basene. I tillegg kommer en vurdering opp mot krav om etablering av barriere 1 og 2 senest innen korteste drivtid til land (95-persentil).

3.1.3 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 aktiviteten.
- Eksempelområder 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 og 1 Fjordsystem. Beredskapsressursene skal brukes der det er mest hensiktsmessig og er ikke begrenset til de prioriterte områdene.

Denne tilnærmingen medfører at det dimensjoneres 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.

Det stilles krav til at beredskapen i barriere 3 og 4 skal være etablert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land. Dersom drivtiden til land er lenger enn 20 døgn settes det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 3 og 4.

3.2 Analysegrunnlag

3.2.1 Dimensjonerende utslippsscenario

I henhold til eksisterende industristandard (Norsk olje og gass, 2013) skal vektet utblåsningsrate være dimensjonerende når beredskapsbehovet for leteboring beregnes. Vektet utblåsningsrate er beregnet til

2630 Sm³/d for en overflateutblåsning og 2570 Sm³/d for en sjøbunnsutblåsning for letebrønn 16/4-13 S (AddEnergy, 2020).

Det er dimensjonert for en overflateutblåsning (2630 Sm³/d) ved beredskapsbehovet.

3.2.2 Oljens egenskaper

3.2.2.1 Solveig (Luno II) råolje

Lundin forventer ved funn av hydrokarboner i letebrønn 16/4-13 S at dette vil være et hydrokarbon med tilsvarende egenskaper som Solveig (Luno II) olje (SINTEF, 2014). En kort oppsummering av Solveig (Luno II) oljens egenskaper og parametere er gitt i kapittel 2.6.

Forvitringsegenskaper for Solveig (Luno II) olje ved ulike vindforhold og temperaturer er angitt i Tabell 3-1. Oljedriftssimuleringene for letebrønnen er utført med Solveig (Luno II) olje, og den samme oljetypen er benyttet for dimensjonering av beredskap.

Forvitringsegenskaper for Solveig (Luno II) olje ved vinterforhold (5 °C, 10 m/s vind) og sommerforhold (15 °C, 5 m/s vind) er benyttet for dimensjonering av beredskap for letebrønn 16/4-13 S i vinter- og sommersesongen. Vintersesongen er definert fra september til februar, og sommersesongen fra mars til august.

Tabell 3-1 Solveig (Luno II) råolje, forvitringsegenskaper ved 2 og 12 timer for definerte vinter- og sommerforhold.

Timer	Parameter – Solveig (Luno II) olje	Vinter, 5°C, 10 m/s	Sommer, 15°C, 5 m/s
2 timer	Fordampning (%)	28	27
	Nedblanding (%)	5	0
	Vanninnhold (%)	29	11
	Viskositet av emulsjon (cP)	1670	425
	Gjenværende olje på overflate (%)	67	73
12 timer	Fordampning (%)	34	34
	Nedblanding (%)	14	1
	Vanninnhold (%)	67	45
	Viskositet av emulsjon (cP)	25200	3050
	Gjenværende olje på overflate (%)	52	65

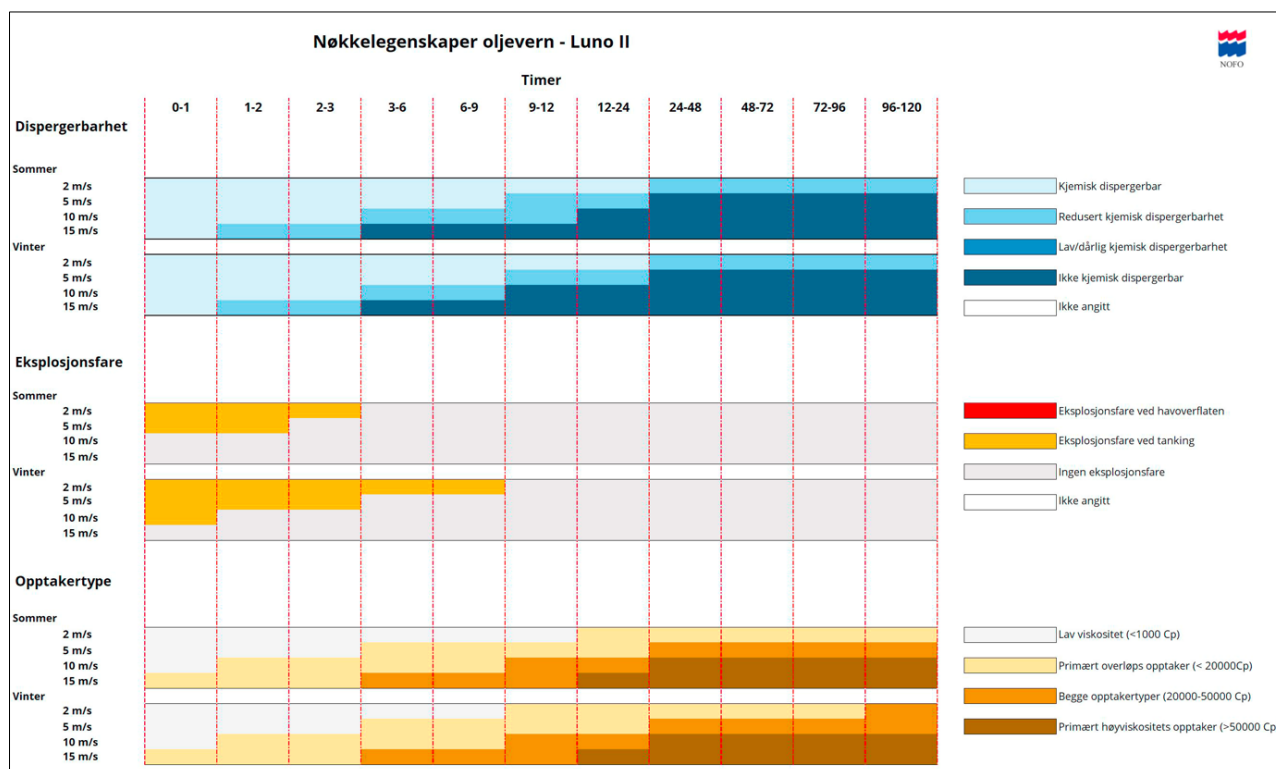
3.2.2.2 Oljens egenskaper i forhold til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering

Egenskaper for Solveig (Luno II) olje er brukt i beregningene. Bakgrunnsinformasjonen er hentet fra et forvitringsstudium gjennomført av SINTEF (2014). Det forventes at Solveig (Luno II) olje vil ha lang levetid på sjø ved lave vindhastigheter.

Figur 3-2 viser at Solveig (Luno II) olje danner stabile emulsjoner ved både sommer- og vintertemperaturer. Emulsjonen oppnår høy viskositet, og viskositeten øker betydelig med økende vanninnhold. Viskositeter > 1000 cP oppnås 1 time etter utslipp ved vindhastighet 10 m/s både ved sommer- og vinterforhold for Solveig (Luno II) olje. Viskositet > 20000 cP oppnås 9 timer etter utslipp

ved vindhastighet 10 m/s både ved sommer- og vinterforhold for Solveig (Luno II) olje. Det anbefales bruk av high-visc skimmer ved svært høye viskositeter >50000 cP (SINTEF, 2014).

Solveig (Luno II) olje har et godt potensiale for kjemisk dispergering, både ved sommer og vinterforhold. Figur 3-2 viser at oljen får redusert dispergerbarhet 9 timer etter et utslipp ved vindhastighet på 5 m/s, og 3 timer etter et utslipp ved vindhastighet på 10 m/s ved både sommer- og vinterforhold. Ved redusert dispergerbarhet kan tilførsel av energi (trustere, MOB båter etc) være med på å øke dispergentenes effektivitet (SINTEF, 2014).



Figur 3-2 Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet av Solveig (Luno II) råolje (<https://www.nofo.no/planverk/datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkelegenskaper>).

3.2.3 Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er en funksjon av følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/redusert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)

- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med optimal effektivitet.

Funksjonene er brukt i BarKal for beredskapsbehov i alle barrierer.

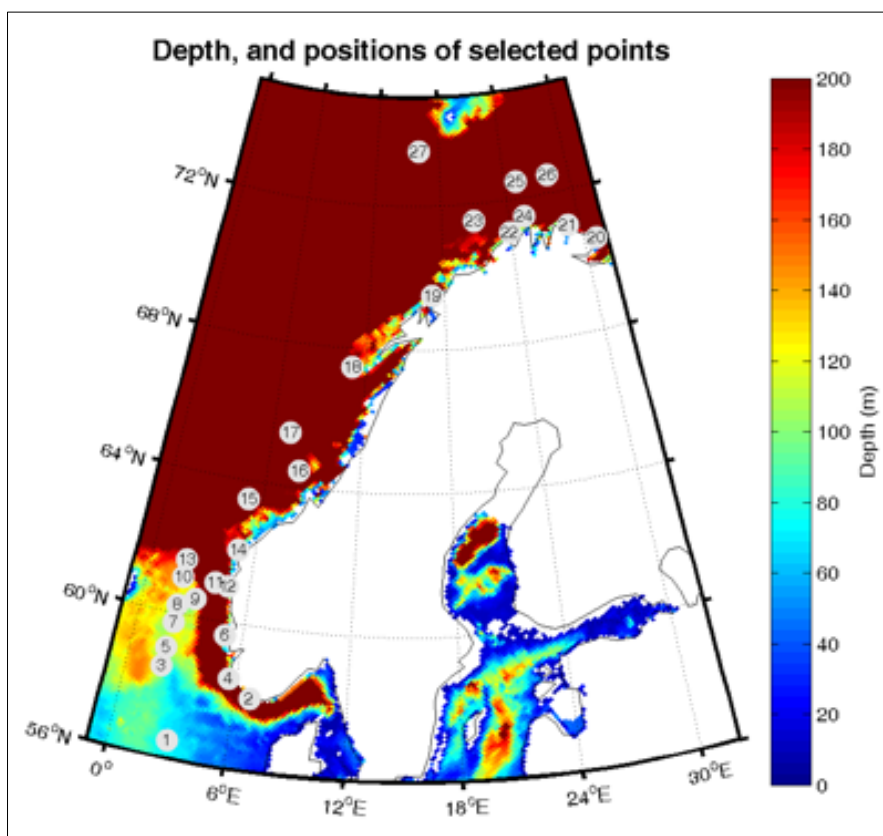
Ytelsen for havgående NOFO system (NOFO J med overløpsopptaker) under optimale forhold, og med tilgang på emulsjon tilstrekkelig i forhold til sveipeareal og pumperate er 2865 m³/døgn (NOFO planverk, 2019).

Faktorer som er områdespesifikke for 16/4-13 S er omtalt i de følgende delkapitlene.

3.2.3.1 Bølgeforhold

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. BarKal har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 3-3. Stasjon 5 (NOFO-system) er antatt å best representere bølgeforholdene ved letebrønn 16/4-13 S.

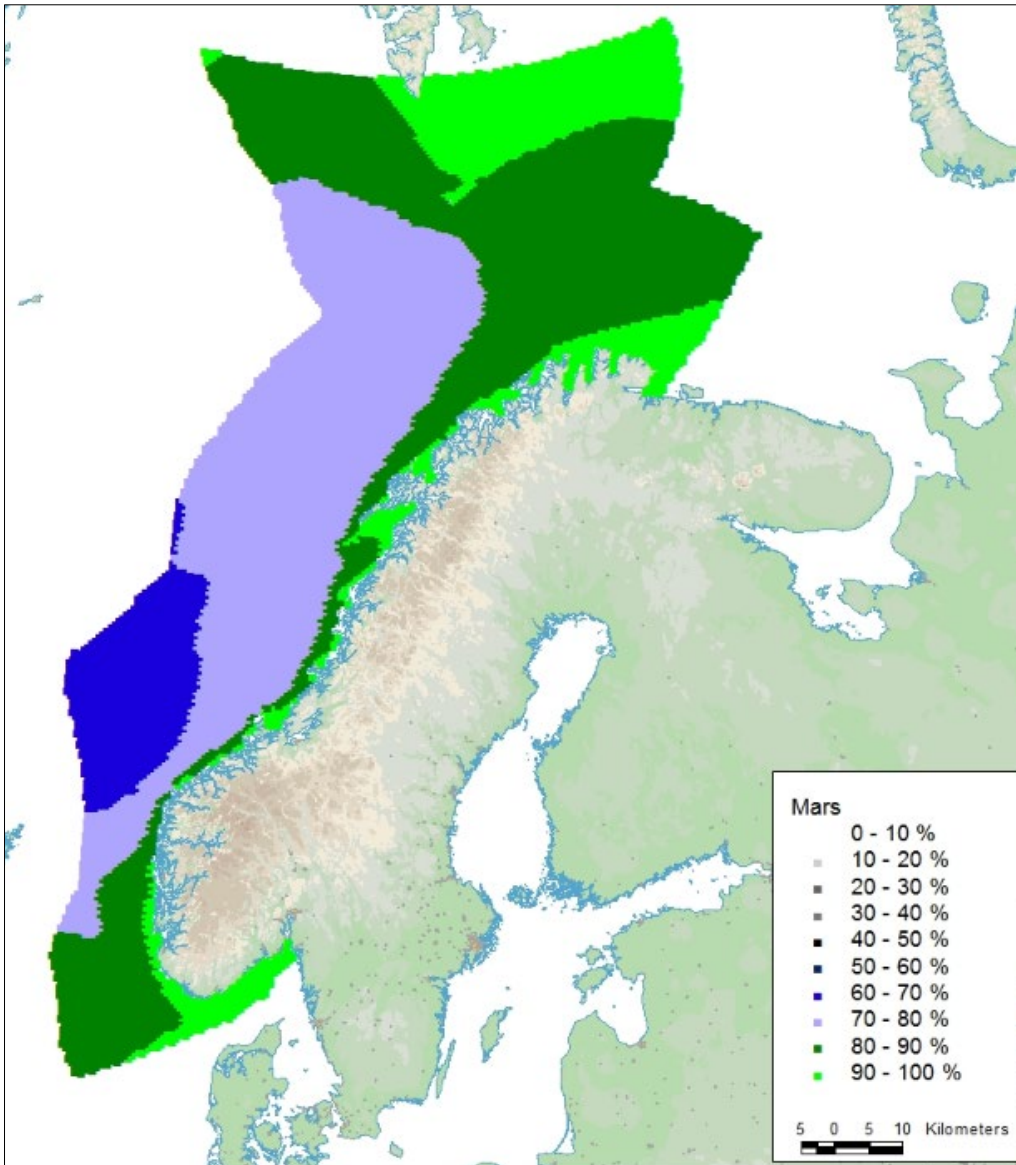
Systemgruppe A har et operasjonsvindu i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde. Figur 3-4 viser tidsandelen med dette operasjonsvinduet for norsk sokkel i mars. Datagrunnlaget er NORA10 hindcast arkiv for perioden 1958 til 2016.



Figur 3-3 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold på åpent hav.

Tabell 3-2 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeførhold ved lokasjon 16/4-13 S (stasjon 5).

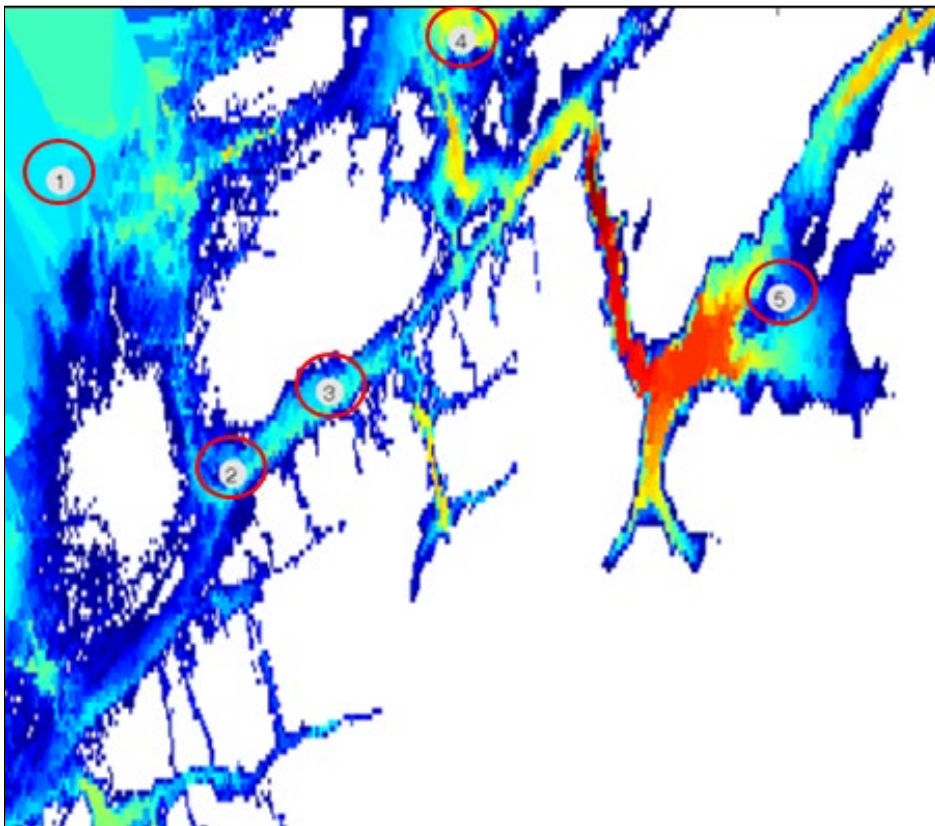
	Vinter	Sommer	År
NOFO-system	45,9 %	77,5 %	62,3 %



Figur 3-4 Operasjonsvindu (tidsandel i %) i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde i mars for systemgruppe A (<https://www.nofo.no/planverk/datasett/klimatiske-forhold/bolgeklima/bolgedata4/>).

3.2.3.2 Bølger i kystsonen

Bølgeførhold i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 3 og 4. BarKal har bølgedata for 5 stasjoner, som vist i Figur 3-5. Stasjon 4 er antatt mest konservativ mtp å representere bølgeførholdene for kystsystem. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kystsystem er oppsummert i Tabell 3-3.



Figur 3-5 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut som representative for Norskekysten.

Tabell 3-3 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem).

	Vinter	Sommer	År
Kyst-system	47,9 %	80,9 %	63,8 %

3.2.4 Oljevernressurser- utstyrs plassering og forutsetninger

Figur 3-6 viser plasseringen av NOFO utstyr per oktober 2020 (NOFO planverk). Avstanden fra aktuelle oljevernressurser til borelokasjon brukt som grunnlag for beredskapsanalysen er vist i Tabell 3-4.

Tabell 3-5 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.

Totalt disponerer NOFO om lag 765 Sm³ dispergeringsmidler fordelt på baser og fartøy.



Figur 3-6 NOFOs utstyrsoversikt per mars 2020 (NOFO planverk).

Tabell 3-4 Avstander fra 16/4-13 S til oljevernressurser benyttet i analysen.

Oljevernressurser	Avstander fra 16/4-13 S (nm)
Sleipner/Utsira Sør	21
Sleipner/Utsira Nord	35
Ula/Gyda/Tambar	104
Troll/Oseberg	127
Gjøa	158
Ekofisk	145
Tampen	151
Stavanger S1	115

Tabell 3-5 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av barrier 1 og 2.

Gangfart, OR-fartøy	14 knop
Mobilisering, klargjøring, lasting og lossing på base – system 1 fra NOFO-base	10 timer
Mobilisering av system 2 fra NOFO-base	30 timer
Mobilisering av system 3 fra NOFO-base	48 timer
Avgivelsestid for beredskapsfartøyer	Sleipner/Utsira Sør: 6 timer Sleipner/Utsira Nord: 6 timer Ula/Gyda/Tambar: 6 timer Troll/Oseberg: 6 timer Gjøa: 4 timer Ekofisk: 6 timer Tampen: 6 timer
Responstid for slepefartøy	Slepefartøy fra NOFO-pool: 24 timer
Redningsskøyter	Gangfart 20 knop, avgivelsestid 2 timer Egersund, Haugesund, Florø/Måløy
Tid til å sette lenser på sjøen / klargjøre dispergering ombord	1 time

3.2.5 Influensområder og stranding

Oljedriftsmodellering for letebrønn 16/1-32 S Flis viser at det er mer enn 5 % sannsynlighet for stranding av olje langs kysten.

Borestart for 16/4-13 S er planlagt i Q1 2021, men da tidspunkt for boring kan endre seg er både sommersesongen (mars-august) og vintersesongen (september - februar) inkludert i beregning av beredskapsbehovet for kyst og strand. Korteste drivtid til land (95 persentilen, hele kysten) for dimensjonering av oljevernberedskap er 7 døgn i sommersesongen og 6 døgn i vintersesongen vist i Tabell 3-7. Største strandet emulsjonsmengde i sommersesongen (95 persentil) er 31783 tonn og 41300 tonn i vintersesongen (Acona, 2020). Drivtider i Tabell 3-7 er rundet av nedover, og er derved et konservativt estimat.

Influensområdet omfatter 7 eksempelområder som har kortere drivtid enn 20 døgn i sommersesongen og 9 områder som har kortere drivtid enn 20 døgn i vintersesongen (se Tabell 2-6).

Tabell 3-6 Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til land for letebrønn 16/1-32 S Flis gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning (95-persentiler) (Acona, 2020).

Persentil	Størst stranded emulsjonsmengde (tonn)		Korteste drivtid (døgn)	
	Sommer 15°C – 5 m/s	Vinter 5°C – 10 m/s	Sommer 15°C – 5 m/s	Vinter 5°C – 10 m/s
95	31783	41300	7	6

3.3 Beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2

For 16/4-13 S er systembehov beregnet for dimensjonerende hendelse som er en langvarig utblåsning (Tabell 3-6). Basert på dimensjonerende scenario for 16/4-13 S er det beregnet et behov i barriere 1 og 2 for 3 NOFO-system i vintersesongen, og for 2 NOFO-system i sommersesongen.

Raskest mulige responstid til første NOFO system er satt til 10 timer etter at oljeutslipp er oppdaget. Raskest mulige responstid til fullt utbygd barriere 1 og 2 er satt til 15 timer. Korteste drivtid til land er 6 dager på vinteren, og fullt utbygd barriere 1 og 2 er innenfor kravet om å være etablert innen korteste drivtid til land. Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov. Nærmere detaljer om fartøy og systemer vil bli beskrevet i beredskapsplanen.

Tabell 3-7 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse for 16/4-13 S i barriere 1 og 2 – langvarig utblåsning 2630 Sm³/d.

Parameter	Vinter 5°C – 10 m/s	Sommer 15°C – 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	2630	2630
Tetthet (kg/Sm ³)	851	851
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	28	27
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	5	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	1763	1921
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	29	11
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	2483	2158
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1670	425
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >20 000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 1	1	1
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	1343	486
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	953	433
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	34	34
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	14	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	810	398
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	67	45
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	2455	724
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	25200	3050
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >20 000 cP)?	Nei*	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 2	2	1
Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og barriere 2	3	2

* Både overløpsskimmer og HiVisc skimmer kan benyttes for oljen ved viskositet 20000-50000 cP (se Figur 3-2).

Tabell 3-7 gir en oppsummering av responstidene som søkes benyttet for brønnoperasjonen. 3 NOFO system er tilgjengelig innen 15 timer. I henhold til ytelseskravene til Lundin og veiledningen til Norsk olje og gass skal fullt utbygd barriere 2 være på plass senest innen korteste drivtid til land som er 6 døgn (95 persentil). De tre systemene vil være operative innen 15 timer i begge sesonger. Dette er den raskest mulige løsningen med systemer innenfor planforutsetningene. For å øke robustheten i beredskapsoppsettet er det listet opp ytterligere 4 systemer som alle har fullt utbygd barriere innen 24 timer.

Dersom andre fartøy er i området samtidig med denne boreaktiviteten vil disse kunne benyttes i en eventuell boreoperasjon.

Tabell 3-8 Beregninger av responstid for oljevern fartøy ved utblåsning fra letebrønn 16/4-13 S i PL359 for OR- og slepefartøy.

System	Seilingstid (t)	Tids-tillegg (t)	Samlet responstid NOFO-fartøy (t)	Slepefartøy	Samlet responstid Slepefartøy (t)	Total responstid for komplett system (t)
Sleipner/Utsira Sør	1,5	6	9	Egersund	10	10
Sleipner/Utsira Nord	2,5	6	10	Haugesund	12	12
Ula/Gyda/Tambar	7,4	6	15	Florø/Måløy	14	15
Troll/Oseberg	9,1	6	17	NOFO pool	24	24
Gjøa	11,3	4	17	NOFO pool	24	24
Ekofisk	10,4	6	18	NOFO pool	24	24
Tampen	10,8	6	18	NOFO pool	24	24

3.4 Beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en utblåsning, er 41300 tonn i vintersesongen og 31783 tonn i sommersesongen (basert på referansebrønn 16/1-32 S Flis). Korteste modellerte drivtid til land er 6 døgn om vinteren og 7 døgn om sommeren. Det antas at størst strandet mengde strander over en periode på 16,7 døgn (vektet varighet for top og sub). Ved å ta effekten i barriere 1 og 2 i betraktning gir dette en tilførselsrate inn i barriere 3 på 1031 tonn/døgn for vintersesongen og 263 tonn/døgn i sommersesongen. Kapasitet for bekjempelse av tilførselsraten inn i barriere 3 og 4 er beregnet til å utgjøre henholdsvis 13 kystsystem (NOFO Kyst HH CB4) og 7 fjordsystem ved vinterforhold, og 4 kystsystem (NOFO Kyst HH CB4) og 1 fjordsystem ved sommerforhold, som vist i Tabell 3-8. Beregningene er basert på Solveig (Luno II)-olje.

Det er 9 eksempelområder med kortere drivtid enn 20 døgn i vintersesongen og 7 eksempelområder med kortere drivtid enn 20 døgn i sommersesongen. Dersom antall berørte eksempelområder overstiger systembehovet beregnet for barriere 3 og 4 bør kapasiteten utvides til å dekke antall berørte eksempelområder med tilhørende drivtid og krav til responstid som vist i Tabell 2-6. Dette er i henhold til oppdatert beredskapsveileder for norsk sokkel (NOROG, *in-prep.*)

Det settes krav til tilgjengelig grunnberedskap for de berørte eksempelområdene med kapasitet tilsvarende 13 kystsystem og 9 fjordsystem i vintersesongen, og med kapasitet tilsvarende 7 kystsystem og 7 fjordsystem i sommersesongen for barriere 3 og 4 for den planlagte aktiviteten på letebrønn 16/4-13 S. Fullt utbygd barriere 3 og 4 skal være på plass innen korteste drivtid til land for 95 persentil av størst strandet emulsjonsmengde, og innen korteste drivtid (95 persentil) til hvert berørte eksempelområde som overstiger det beregnede behovet for barriere 3 og 4.

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

Tabell 3-9 Beregnet ressursbehov for barriere 3 og 4 for dimensjonerende hendelse, en langvarig utblåsning fra letebrønn 16/4-13 S.

Parameter	Vinter 5°C – 10 m/s	Sommer 15°C – 5 m/s
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	41300	31783
Samlet barriereeffektivitet i barriere 1 (%)	45,9	77,5
Strandet mengde etter effekt av barriere 1 (tonn)	22335	7162
Samlet barriereeffektivitet i barriere 2 (%)	23	38,7
Strandet mengde etter effekt av barriere 2 (tonn)	17207	4388
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	16,7	16,7
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 3 (tonn/d)	1031	263
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 3	13	4
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 4 (Sm ³ /d)	538	50
Antatt behov for fjordsystemer i barriere 4	7	1
Antall eksempelområder med (mer enn 5 % sannsynlighet for) landpåslag innen 20 døgn	9	7
Behov for kystsystemer i barriere 3	13	7
Behov for fjordsystemer i barriere 4	9	7

3.5 Bruk av kjemisk dispergering

Bruk av kjemisk dispergering som bekjempelsesstrategi skal vurderes iht NEBA-prosessen og SIMA metodikken. Solveig (Luno II) olje har et potensiale for kjemisk dispergering, både ved sommer og vinterforhold (SINTEF, 2014). Dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon skal alltid testes *in situ* ved hjelp av SINTEF prøvetakingskoffert ved et utslipp for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

Bruk av kjemisk dispergering i en aksjon skal alltid vurderes med hensyn til observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold. Det vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl, for å forhindre landpåslag og/eller for å redusere oljemengden inn til kyst og strand.

Tabell 3-10 viser noen aktuelle beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler ombord og deres responstid til letebrønn 16/4-13 S. Dispergeringsmidlet om bord er Dasic Slickgone NS. Ved behov kan fartøyene etterfylle dispergeringsmiddel på basene.

Tabell 3-10 Responstider for et utvalg oljevernressurser med dispergeringskapasitet.

Oljevernressurs	Lokasjon	Responstid*
Ocean Response	Sleipner/Utsira Sør	10
Esvagt Stavanger	Sleipner/Utsira Nord	12
Stril Mariner	Ula/Gyda	15
Stril Merkur	Troll/Oseberg	24
Ocean Alden	Gjøa	24

*inkludert klargjøringstid for dispergering om bord på fartøyene (1 time).

3.6 Konklusjon - Beredskapsanalyse

Lundins krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for boring av letebrønn 16/4-13 S er oppsummert i Tabell 3-11. Ressursbehovet i vintersesongen er dimensjonerende for resultatet av beredskapsanalysen.

Det settes krav til 3 NOFO-system i barriere 1 og 2 i vintersesongen, med responstid på 10 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 15 timer.

For barriere 3 og 4 er det 95-persentil av største strandete emulsjonsmengde som er dimensjonerende for beredskapsbehovet. Dersom antall berørte eksempelområder overstiger systembehovet beregnet for barriere 3 og 4 bør kapasiteten utvides til å dekke antall berørte eksempelområder. Det settes krav til en kapasitet tilsvarende 13 kystsystem og 9 fjordsystem. Krav til responstid for fullt utbygd barriere 3 og 4 er 6 døgn, og innen korteste drivtid (95 persentil) til hvert berørte eksempelområde som overstiger det beregnede behovet for barriere 3 og 4.

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 Lundin sine avtaler (NOFO).

Tabell 3-11 Kapasitet, ytelse og effektivitet av valgt beredskapsløsning for letebrønn 16/4-13 S.

Barriere 1 og 2	Vinter (5°C - 10 m/s vind)	Sommer (15°C - 5 m/s vind)
Emulsjonsmengde inn til barriere 1	2482 Sm ³ /d	2158 Sm ³ /d
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1	1670 cP	425 cP
Antall og systemtyper i valgt beredskapsløsning i barriere 1 og 2	3 NOFO J m/overløp (pri.konfig.)	2 NOFO J m/overløp (pri.konfig.)
Emulsjonsdannelse mellom barriere 1 og 2	1113 Sm ³ /d	238 Sm ³ /d
Ytelse av valgt beredskapsløsning i barriere 1 og 2	1704 Sm ³ /d	1952 Sm ³ /d
Emulsjonsmengde ut av barriere 2	1891 Sm ³ /d	444 Sm ³ /d

Barriere 3 og 4	Vinter (5°C - 10 m/s vind)	Sommer (15°C - 5 m/s vind)
Emulsjonsmengde inn til barriere 3	1031 tonn/d	263 tonn/d
Antall og systemtyper i valgt beredskapsløsning i barriere 3 og 4	22 NOFO Kyst HH CB4 (pri.konfig.)	14 NOFO Kyst HH CB4 (pri.konfig.)
Ytelse av valgt beredskapsløsning i barriere 3 og 4	751 Sm ³ /d	254 Sm ³ /d
Emulsjonsmengde ut av barriere 4	281 Sm ³ /d	10 Sm ³ /d


4 REFERANSER

- Acona AS, 2020. Stokastisk oljedriftsimulering, miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse for letebrønn 16/1- 32 S Flis. En analyse for Lundin Energy Norway AS. Versjonsdato: 09.09.20. Aconas prosjektnummer: 820279.
- AddEnergy, 2020. Blowout and Kill Simulation Study. Well 16/4-13 D-segment. Lundin Energy Norway AS. Rapport datert 30.09.2020.
- Artsdatabanken, 2015. <http://www.artsdatabanken.no>. Nasjonal kunnskapskilde for biologisk mangfold. Norske Rødliste for arter 2015.
- Lloyd's, 2019. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2018. Report no: 19101001-8/2019/R3. Rev: Final. Date 08 April 2019.
- Lloyd's, 2020. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2019. Report no: 19101001-8/2020/R3. Rev: Final. Date 13 March 2020.
- Lundin Norway AS, 2014. Risk Acceptance criteria for Operations on the Norwegian Continental Shelf, 90000-LUNAS-S-FD-0001.
- Lundin Norway AS, 2020. Input data til miljørisikoanalyse for letebrønn 16/4-13 S. E-mail fra Astrid Pedersen datert 28.09.2020.
- Nilsen H., Greiff Johnsen H., Nordtug T., Johansen Ø., 2006. Threshold values and exposure to risk functions for oil components in the water column to be used for risk assessment of acute discharges (EIF Acute). Statoil contract no.: C.FOU.DE.B02.
- Norsk olje og gass, 2013. Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser, datert 16.08.2013.
- OLF, 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) – revisjon 2007. OLF rapport, 2007.
- SINTEF, 2011. Weathering properties of Luno crude oil related to oil spill response. SINTEF report no. SINTEF A18427.
- SINTEF, 2014. Luno II crude oil – properties and weathering at sea related to oil spill response. SINTEF report no. SINTEF A26115.



APPENDIX A

Gjeldende regelverkskrav



Myndighetskrav til HMS (helse, miljø og sikkerhet) for petroleumsvirksomhet til havs omfatter følgende lover og forskrifter; forurensingsloven, rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften. En nærmere beskrivelse av noen av kravene er gitt nedenfor.

Lov om vern mot forurensning og om avfall (forurensningsloven)

Formålet med forurensningsloven (§ 1) er å verne det ytre miljø mot forurensning og å redusere eksisterende forurensning, redusere mengden av avfall og å fremme en bedre behandling av avfall. I § 7 beskrives det at når det er fare for forurensning i strid med loven, eller vedtak i medhold av loven skal den ansvarlige for forurensning sørge for tiltak for å hindre at den inntre. Har forurensningen inntre skal vedkomne sørge for tiltak for å stanse, fjerne eller begrense virkningen av den. Den ansvarlige plikter også å treffe tiltak for å avbøte skader og ulemper som følge av forurensningen eller av tiltakene for å motvirke den. Plikten etter dette ledd gjelder tiltak som står i et rimelig forhold til de skader og ulemper som skal unngås. I henhold til bestemmelsene i § 11 skal det søkes om tillatelse til virksomhet som kan medføre forurensning. Søknad om tillatelse etter § 11 skal gi de opplysninger som er nødvendig for å vurdere om tillatelse bør gis og hvilke vilkår som skal settes.

Forurensningsloven kan leses i helhet her:


<http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>

Forskrift om styring i petroleumsvirksomheten (styringsforskriften)

Styringsforskriften § 25 krever at det søkes om samtykke fra norske myndigheter i forbindelse med all type aktivitet relatert til leting etter og/eller produksjon av olje og gass i norsk sektor. Ifølge Styringsforskriften § 17 skal det utarbeides en miljørettet risikoanalyse og en miljørettet beredskapsanalyse i forbindelse med aktiviteten, for å avdekke hva som kan bidra til miljørisiko knyttet til akutt forurensning, og skal vise hvilken effekt ulike prosesser, operasjoner og modifikasjoner har på miljørisikoen. For større utslipp av olje eller kondensat skal det gjennomføres drifts- og spredningsberegninger.

Styringsforskriften, § 4, beskriver prinsipper for risikoreduksjon. Ved reduksjon av risiko skal den ansvarlige velge tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som reduserer sannsynligheten for at det oppstår feil, fare- og ulykkessituasjoner. I tillegg skal det etableres barrierer som reduserer sannsynligheten for at slike feil og fare- og ulykkessituasjoner utvikler seg, og som begrenser mulige skader og ulemper. Resultater fra miljørettede risikoanalyser bør inngå i grunnlaget for valg av løsninger for å redusere risiko. Risikoreducerende tiltak som bør vurderes, er gjennomføring av aktiviteten til perioder av året med lavest miljørisiko og valg av design som reduserer omfang av forurensning, f.eks. utblåsningsrater.

I § 5 stilles krav til barrierer. Der det er nødvendig med flere barrierer, skal det være tilstrekkelig uavhengighet mellom barrierene. De løsningene og barrierene som har størst risikoreducerende effekt, skal velges ut fra en enkeltvis og samlet vurdering. Operatøren eller den som står for driften av en innretning, skal fastsette de strategiene og prinsippene som skal legges til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer, slik at barrierenes funksjon blir ivaretatt gjennom hele innretningens levetid. Det skal være kjent hvilke barrierer som er etablert og hvilken funksjon de skal ivareta, samt hvilke krav til ytelse som er satt til de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket. Den ansvarlige skal sette i verk nødvendige tiltak for å rette opp eller kompensere for manglende eller svekkede barrierer.



I henhold til styringsforskriften, § 9, skal det etableres akseptkriterier for akutt forurensning som omfatter både risiko for at akutt forurensning skal inntreffe, og risiko for skade på det ytre miljø (miljørisiko). Operatørene som har innretninger og aktiviteter i samme område, bør samarbeide om prinsipper for etablering av akseptkriterier, slik at disse har en sammenlignbar form mellom operatører og er egnet som grunnlag blant annet for felles beredskapsetablering.

Regelverket for petroleumsvirksomhet (Styringsforskriften) finnes på:

<http://www.ptil.no/styringsforskriften/category382.html>

Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (rammeforskriften)

Rammeforskriften er en overordnet forskrift som gir overordnede føringer for helse-, miljø- og sikkerhet i petroleumindustrien. I § 11 presenteres prinsipper for risikoreduksjon. Foruten en pålagt minstestandard identifisert i regelverket, skal risikoen reduseres ytterligere så langt det er mulig. Ved reduksjon av risiko skal den ansvarlige velge de tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsningene som etter en enkeltvis eller samlet vurdering av skadepotensialet og nåværende og fremtidig bruk gir de beste resultater, så sant kostnadene ikke står i et vesentlig misforhold til den risikoreduksjonen som oppnås. I § 26 og § 29 henvises det til når en skal søke om samtykke og hva en slik søknad skal inneholde (herunder miljørisiko- og beredskapsanalyser). § 20 poengterer at en operatør skal sikre at beredskapen er samordnet når det brukes flere innretninger eller fartøy samtidig. Operatørens beredskapstiltak skal også være egnet til å samordnes med offentlige beredskapsressurser. Det er operatøren som skal lede og koordinere innsatsen av beredskapsressursene ved fare og ulykkessituasjoner. Samarbeid om beredskap er temaet for § 21. Operatørene skal samarbeide om beredskapen mot akutt forurensning. Det skal etableres regioner med felles beredskapsplaner og felles beredskapsressurser.

Rammeforskriften kan leses i sin helhet her:

<http://www.ptil.no/rammeforskriften/category381.html>

Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften)

Aktivitetsforskriften § 73 stiller krav til beredskapsetablering og krav til etablering av beredskapsstrategi. Der fremgår blant annet at beredskapen skal etableres på bakgrunn av blant annet resultater av miljørettede risiko- og beredskapsanalyser, og skal ivareta hav, kyst og strandsoner. Det stilles videre krav til etablering av tre teknisk uavhengige barrierer; én nær kilden og i åpent hav, én i fjor- og kystfarvann og én i strandsonen. Barrieren nær kilden og i åpent hav skal kunne håndtere den mengden forurensning som kan tilflytte barrieren. Barrierene i fjord- og kystfarvann og i strandsonen skal kunne håndtere den mengden forurensning som kan tilflytte barrieren etter at effekten av forutgående barriere er lagt til grunn.

Aktivitetsforskriften kan leses i sin helhet her:

<http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.htm>



Om DNV GL

DNV GL er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.