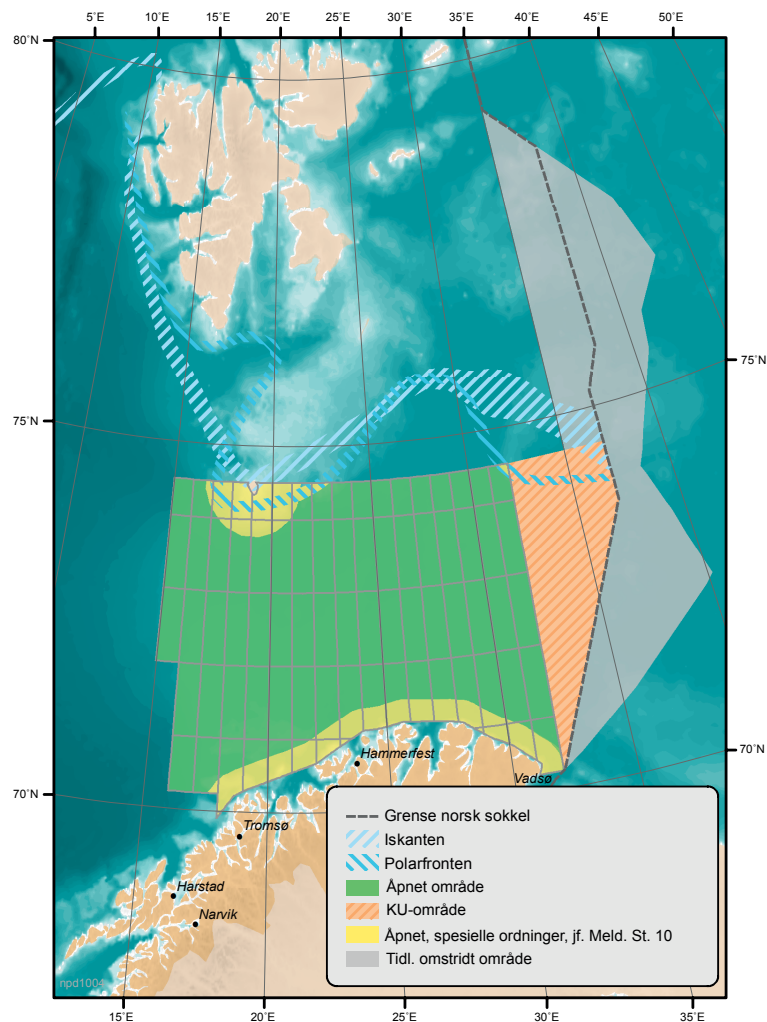
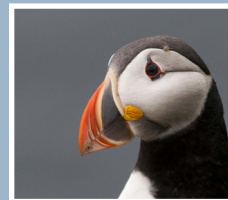
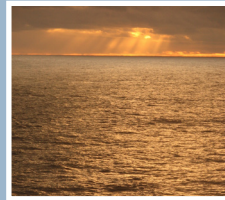




Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner i Barentshavet sørøst

Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet

Åpningsprosessen for Barentshavet sørøst

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en vurdering av ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (konsekvensutredning).

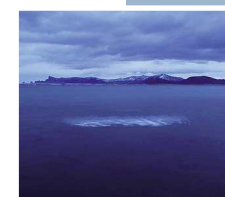
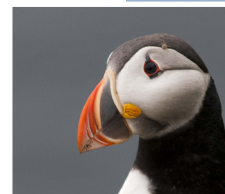
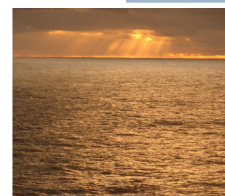
Konsekvensutredningen skal belyse spørsmål som fare for forurensning og økonomiske og samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess og gjennomføres i regi av Olje- og energidepartementet.

Første del av konsekvensutredningsprosessen innebærer utarbeidelse av et utredningsprogram. Utredningsprogrammet angir temaene for konsekvensutredningen. For å belyse de ulike temaene utarbeides det ulike fagutredninger. Olje- og energidepartementet oppsummerer de ulike utredningene i en konsekvensutredningsrapport som sendes på offentlig høring.

Utredningene, høringsuttalelsene, vurderingen av ressurspotensialet og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Stortinget tar stilling til åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det aktuelle område, inklusive eventuelle vilkår.

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Utrederen står inne for det faglige innholdet i rapporten.

Utredningen er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Arbeidet vil inngå i en konsekvensutredningsrapport som er planlagt sendt på offentlig høring 4. kvartal 2012. Det er lagt opp til at regjeringens vurdering av spørsmålet om åpning av områder for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst legges frem for Stortinget våren 2013.





DET NORSKE VERITAS

Rapport

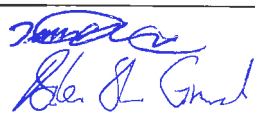
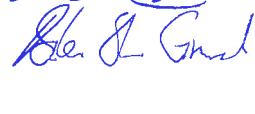
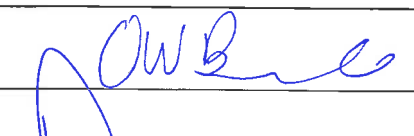
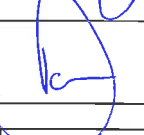
Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner i det sørøstlige Barentshavet

Olje- og energidepartementet

Rapportnr./DNV Referansenr.: / 2012-1267
Rev. 1, 2012-10-09



Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner i det sørøstlige Barentshavet	DET NORSKE VERITAS AS P.O.Box 300 1322 Høvik, Norway Tlf: +47 67 57 99 00 Faks: +47 67 57 99 11 http://www.dnv.com Org. nr.:
Oppdragsgiver: Olje- og energidepartementet Postboks 8148 Dep 0033 OSLO Norway	
Oppdragsgivers referanse: Steinar Nesse	

Dato for første utgivelse:	2012-10-09	Prosjektnr.:	PP045936
Rapportnr.:		Organisasjonsenhet:	BDL Environmental Risk Management
Revisjon nr.:	1	Emnegruppe:	
Sammendrag:			
Utarbeidet av:	<i>Navn og tittel</i> Harald Tvedt, Principal Consultant Daniel Millet, Consultant Torleiv Stien Grimsrud, Consultant Hans Petter Dahlslett, Senior Advisor Jon Roar Andersen, Principal Consultant Ivar Singsaas, Forskningsleder (SINTEF)	Signatur	 
Verifisert av:	<i>Navn og tittel</i> Odd Willy Brude Business Manager	Signatur	
Godkjent av:	<i>Navn og tittel</i> Tor Jensen Head of Department	Signatur	

☐	Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet, men fri distribusjon innen DNV etter 3 år	Indekseringstermer	
☐	Ingen distribusjon uten tillatelse fra oppdragsgiver eller ansvarlig organisasjonsenhet	Nøkkelord	
☐	Strengt konfidensiell	Service-område	
☒	Fri distribusjon	Markeds-segment	

Revisjon nr. / Dato:	Årsak for utgivelse:	Utarbeidet av:	Godkjent av:	Verifisert av:

Innholdsfortegnelse

1	OPPSUMMERENDE KONKLUSJON	1
2	INNLEDNING	5
2.1	Lokasjoner	5
2.2	Aktivitetsbeskrivelse	7
2.3	Begrensninger.....	7
3	OLJEVERNBEREDSKAP	8
3.1	Barriereprinsippet.....	8
3.2	Dimensjoneringskriterier for beredskap.....	8
3.3	Privat beredskap	9
3.4	Statlig og kommunal beredskap	9
3.5	Utviklingstrekk.....	10
3.6	Relevante oljevernressurser.....	10
3.7	Lokasjoner	15
4	OLJEVERNILTAK	17
4.1	Mekanisk opptak	17
4.2	Kjemisk dispergering	20
4.3	In-situ brenning av olje	22
4.4	Strandrensing.....	23
5	FJERNOVERVÅKNING OG MONITORERING	25
5.1	Fjernmåling	25
5.2	Monitorering av utslipp.....	26
5.3	Miljøovervåkning	29
6	OLJEVERNAKSJON	30
6.1	Beskyttelse av strandsone.....	30
6.2	Betydningen av oljetype.....	31
6.3	Beredskapens effektivitet	32



7	BEREDSKAPSUTFORDRINGER.....	33
7.1	Lave temperaturer og fare for ising.....	33
7.2	Oljens skjebne og oppførsel i is	33
7.3	Geografiske utfordringer	36
7.4	Ressurser, logistikk og infrastruktur	37
7.5	Erfaringer fra oljevernaksjoner	38
8	PÅGÅENDE TEKNOLOGIUTVIKLING.....	40
8.1	Videreutvikling av konvensjonelt oljevernutstyr	40
8.2	Cap and Contain.....	42
8.3	Nye fjernmålingssystemer testet for arktiske forhold	42
9	RESULTATER FRA MODELLERINGER I OSCAR.....	44
9.1	Oppsett av beredskapsressurser og strategier.....	44
9.2	Metodikk for modellering av opptakseffekt i barrierene 1 og 2 (åpent hav)	46
9.3	Lokasjon B-L1.....	49
9.4	Lokasjon B-L2.....	57
9.5	Drivtider til strand	66
9.6	Vurdering rundt bruk av dispergeringsmiddel i utredningsområdet	66
9.7	Mulighet for olje i is i Barentshavet scenarioene.....	68
10	RESULTATER BEREDSKAPSEFFEKT OG RESSURSBEHOV I KYSTNÆRT OG STRANDSONE	72
10.1	Innledning.....	72
10.2	Beredskapskapasiteter benyttet i analysen	72
10.3	Analyse av beredskapsbehov og effekt av beredskap i barriere 3 og 4.....	78
11	TILTAK FOR Å STYRKE OLJEVERN	82
12	REFERANSER	83
Vedlegg 1	Analysen for bruk av dispergeringsmiddel - NEDRA	
Vedlegg 2	Fordeling av sjøfugl og gyteprodukter	

1 OPPSUMMERENDE KONKLUSJON

En oljevernaksjon i området Barentshavet sørøst kan for store deler av området og i perioder av året sammenlignes med en tilsvarende aksjon i de allerede åpnete delene av Barentshavet sør og andre steder på norsk sokkel hvor det drives oljevirksomhet. Beredskapstiltak vil da primært bli ivaretatt gjennom mekaniske metoder (oljelenser og oljeopptakere som er standardutstyr for NOFOs oljevern fartøy), sekundært kan bruk av kjemiske dispergeringsmidler vurderes i særskilte områder og etter grundigere miljøvurderinger.

Særlige utfordringer i området er knyttet til klima, mørke, lave temperaturer og fare for nedising av oljevernressurser ved aksjoner vinterstid. Dette vil ikke være vesentlig annerledes enn for åpnete områder i Barentshavet sør. I de nordlige deler av utredningsområdet kan det være is i enkelte måneder i enkelte år. Per i dag har Norge liten erfaring med oljeforurensning i is ettersom åpnete områder ikke har is, og har derfor ikke spesifikt utstyr for å håndtere opptak av olje i is. Kystverket erfarte at deres konvensjonelle oljevernutstyr plassert på kystvakt fartøy frøs og var ubrukelig ved aksjonen etter hendelsen med skipet *Godafoss* i ytre Oslofjord vinterstid. Kystverket har derfor byttet opptaksutstyr og satset på utstyr som har kapasitet for oppvarming på kystvakt fartøy etter denne erfaringen. Per i dag har NOFO konvensjonelt utstyr på sine fartøy lik det Kystverket har byttet ut på Kystvaktens fartøy. Det er derfor mulig at det må gjøres moderniseringer på dagens tilgjengelige oljevernutstyr for å fungere optimalt under forhold med sterk kulde. Som følge av at petroleumsaktivitet på norsk sokkel ikke har foregått i områder med is, har NOFO til nå ikke hatt fokus på oljevernaksjoner i is. Dette er fokus som vil prioriteres i nær fremtid dersom aktiviteten flytter seg inn i området hvor denne problemstillingen blir mer aktuell. Industriprosjekter er igangsatt for å undersøke muligheter for effektive beredskapstiltak også i isfylte farvann, og kunnskapen på området er økende.

Som eksempelstudier på oljevern tiltak og dens effekt er det modellert effekt av beredskapstiltak med 4 NOFO OR (Oil Recovery¹) systemer for to ulike lokasjoner (en nordlig B-L1 og en sørlig B-L2) i denne rapporten. En utblåsning med rate på 1500 m³/d og med varighet på 15 døgn er lagt til grunn for modelleringen. Responstid på systemene er satt til 2 timer på første system (stand-by), mens det neste systemet hentes fra Goliat og de to siste systemene fra NOFOs base i Hammerfest, med responstider fra 19-54 timer avhengig av lokasjon.

For den nordligste lokasjonen vil olje kunne nå isfylte farvann / iskanten i år med sørlig isutbredelse. Korteste drivtid av olje til iskanten er beregnet til minimum om lag 1 døgn vinterstid og om lag 6 timer sommerstid. For den sørligste lokasjonen vil det kunne strande olje langs både norskekysten og på russisk side. Dette vil medføre operasjonelle implikasjoner. Korteste drivtid til kysten er i størrelsesorden 6 døgn. Dette vil skape rom for å transportere inn de oljevernressurser og den personellstøtte som det eventuelt skulle være behov for i en oppstart av en kystnær oljevernaksjon. Det antas at det i deler av året ikke vil være spesielt aktuelt med strandsanering ettersom værforhold vil bryte ned oljen. Det må planlegges med sikring av olje

¹ Et tradisjonelt NOFO-system består av 400 meter NO-1200-R lense, TransRec og HiWax skimmer, et oljeberedskapsfartøy (OR) og et slepefartøy.



som er kommet på land, og at opprensning vil bli foretatt under mer gunstige forhold når det er mer effektivt å aksjonere i stranda.

Siden det i dag ikke er petroleumsvirksomhet i området er det naturlig nok begrenset med oljevernressurser innenfor analysens influensområde, sammenlignet med andre deler av landet med høy offshore aktivitet. Beredskapsmodelleringene viser imidlertid god effekt av de fire standard NOFO-systemene som er lagt til grunn i analysen, med et opptak på omtrent 20 % olje av totalt utsluppet olje om vinteren og inntil 40 % om sommeren. Dette vil redusere både mengde olje inn til iskanten betydelig for lokasjon B-L1 og også gi en betydelig reduksjon i strandingsmengde for den kystnære lokasjonen (B-L2). Et alternativ med kort responstid (to timer), hvor det finnes to istedenfor ett standby NOFO system, vil kunne gi ytterligere reduksjon i strandingsmengde. Strandingsmengdene er imidlertid begrenset og ligger godt innenfor det man for eksempel har dimensjonert med å håndtere i kyst- og strandsoneberedskapen på Goliat-feltet.

Siden beredskapsnivået for oljevern i området vil dimensjoneres i henhold til risiko for oljeutslipp i området, vil det forventes at økt aktivitet medfører en opptrapping av tilgjengelig beredskap i Barentshavet, herunder også tilgang til tilstrekkelige oljevernssystemer og med raskere responstid gjennom å opprette flere depoter og ha flere fartøy tilgjengelig. Dette vil også bidra til en generell styrking av oljevernberedskapen i området relatert til skipstrafikk.

For store deler av utredningsområdet (mellom de modellerte lokasjonene) så kan det trolig ikke forventes at olje strander eller at olje i vesentlig grad vil kunne nå iskanten. Eventuelle oljevernutfordringer utover det man har andre steder på sokkelen vil således i hovedsak være knyttet til kulde, mørke og evt. tilfrysing av utstyr vinterstid, og disse utfordringene øker nordover. Lenser kan få betydelige islaster ved lave temperaturer og sjøsprøyt. Dette kan påvirke oppdrift og generell funksjon til linsen. En oljeopptaker (skimmer) som ligger i sjøen og er under kontinuerlig operasjon kan fungere bra selv i lave lufttemperaturer. Skulle man få en stopp i opptaket vil den delen som ligger under vann fortsatt ikke fryse, men de delene som ligger over vannet og tilhørende opptaksslange vil være svært utsatt for frysing ved lave temperaturer. Foruten olje/emulsjon vil ofte slangen inneholde en del fritt sjøvann som kan fryse. Det er beskrevet en del tiltak for utstyr for mekanisk oppsamling i forhold til å bedre virkningsgraden ved lave temperaturer og hindre ising, men det vil fortsatt være utfordringer ved operasjon av denne type utstyr ved lave temperaturer og sterk vind. Operasjoner ved lave temperaturer vil også være arbeidsmiljømessig krevende.

Beredskapsløsningen og opptakskapasitetene som er lagt til grunn i analysen av kystnær oljevernberedskap (barriere 3 og 4) tilsvarer hovedelementene i beredskapen som er under implementering på Goliat-feltet. Goliat er valgt da løsningene er godt beskrevet og anses å representere beste praksis for kyst- og strandsoneberedskap på norsk sokkel per i dag. Løsningen er tilpasset Finnmark og har overføringsverdi for de kystnære delene av nordområdene generelt, herunder forholdene i utredningsområdet. De interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUAene) som vil bli engasjert innenfor analysens influensområde har få mannskapsressurser, og vil raskt ha behov for personellressurser. NOFO har per i dag 60 personer i sitt spesialteam og 40 personer i akutfase strand (Innsatsgruppe Strand Akutt (IGSA) i influensområdet fra Goliat).

Dette er en type ressurser som vurderes som nødvendig for å igangsette og gjennomføre en oljevernaksjon av noe omfang i dette området.

Infrastrukturen i området anses som tilstrekkelig mht. tilførsel av oljevernmateriell og innsatsressurser utenfra. Basert på de utslippsscenarioene som er vurdert her, anses utfordringer knyttet til ressurser, logistikk og infrastruktur å være innenfor det som erfaringsmessig er mulig å få til.

Hovedutfordringer ved kystnære beredskapsoperasjoner i området vil være krevende farvann for kystoperasjoner, tøft klima i enkelte sesonger og krevende strandforhold for strandrensing.

Goliat Kobbe olje, som er lagt til grunn for beredskapsanalysen, har et relativt stort tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel, og oljens kjemiske dispergerbarhet skulle derfor ikke være noen begrensning for bruk av kjemisk dispergering som bekjempelse. Hvis dispergeringsmiddel skulle brukes som eneste tiltak gjennom hele utslippsperioden ville det være behov for opp mot 900 m³ dispergeringsmiddel. Både fly- og båtpåføring vil kunne være aktuelt, men flypåføring vil i dagens situasjon ikke kunne utføres i mørke.

Det anbefales å gjennomføre netto-miljøgevinst analyser (NEDRA) for relevante utslippsscenarioer i forkant av bore- og produksjonsaktiviteter i området, dersom bruk av dispergeringsmiddel skal inngå i beredskapsstrategien. Storskala testing i felt har verifisert potensialet for bruk av dispergeringsmiddel også i isfylte farvann og har demonstrert at dispergeringsmiddel kan brukes i høyere isdekningsgrad enn man tidligere antok. Nyere produkter er under utvikling og kan på sikt forventes å forbedre effektiviteten av slike midler.

In-situ brenning (ISB) er en av responsteknikkene med det største potensialet for bruk under arktiske forhold, spesielt i tett is. Det er en metodikk som er godt utprøvd og etablert som en del av oljevernberedskapen i arktiske områder. Metoden er imidlertid følsom for en del faktorer som: oljens egenskaper og grad av forvitring (spesielt emulgering), tykkelse på oljeflaket, bølgeaktivitet, vindforhold og antennelsestemperatur. Feltforsøk har vist at det er mulig å antenne og brenne et oljeflak med fersk råolje behandlet med herdere, men fortsatt gjenstår en del testing og utvikling for å demonstrere potensialet på mer forvitrede oljer og større mengder olje.

Vel så viktig som oljevern tiltak er tiltak og metoder som motvirker hendelser eller reduserer omfanget av et oljeutslipp. Ny metodikk som eksempelvis capping kan redusere varigheten av enkelte typer utblåsninger. Capping som oljevern tiltak ble videreutviklet i etterkant av Macondo ulykken. Tiltaket kan i utgangspunktet utføres under vann for undervannsutblåsninger og kan derfor gjennomføres relativt sett uavhengig av vær, sikt og isforhold. Det er viktig å presisere at selv om effekten av denne teknologien kan være svært betydningsfull under ukontrollerte brønnhendelser må løsningen suppleres med annet oljeopprydningsutstyr. Andre typer hendelser vil ikke kunne ivaretas av systemet, og det er derfor viktig at det kontinuerlig fokuseres også på å utbedre løsninger som kan håndtere disse.

Innen mer konvensjonelt mekanisk oljevern utstyr blir det også stadig utviklet nye konsepter og det forventes at nye løsninger vil kunne brukes mer effektivt enn dagens systemer. NOFOs satsning på utvikling av enfartøyssystemer som kan operere med høyere hastigheter og være mindre begrenset av bølgehøyde har bidratt til disse prosessene. *Oil Shaver* er et nytt type lense- og opptakersystem som skal kunne operere i inntil 5 knops hastighet gjennom vann. Med



brytende bølger vil systemet kunne operere i ca. 3 knop. I likhet med *Oil Shaver* kan også systemet *MOS Sweeper* brukes under betydelig høyere hastighet enn konvensjonelle løsninger og det krever også bare et fartøy under operasjon.

Generelt er det behov for videreutvikling av utstyr og metodikk for å oppnå effektiv oppsamling av olje i is. Erfaringer viser at alt utstyr må beskyttes fra kulde for å sikre funksjonalitet. Under fremtidig testing av oljevernutstyr bør det vektlegges å teste utstyr under temperatur- og bølgeforhold som man vil møte i utredningsområdet.



2 INNLEDNING

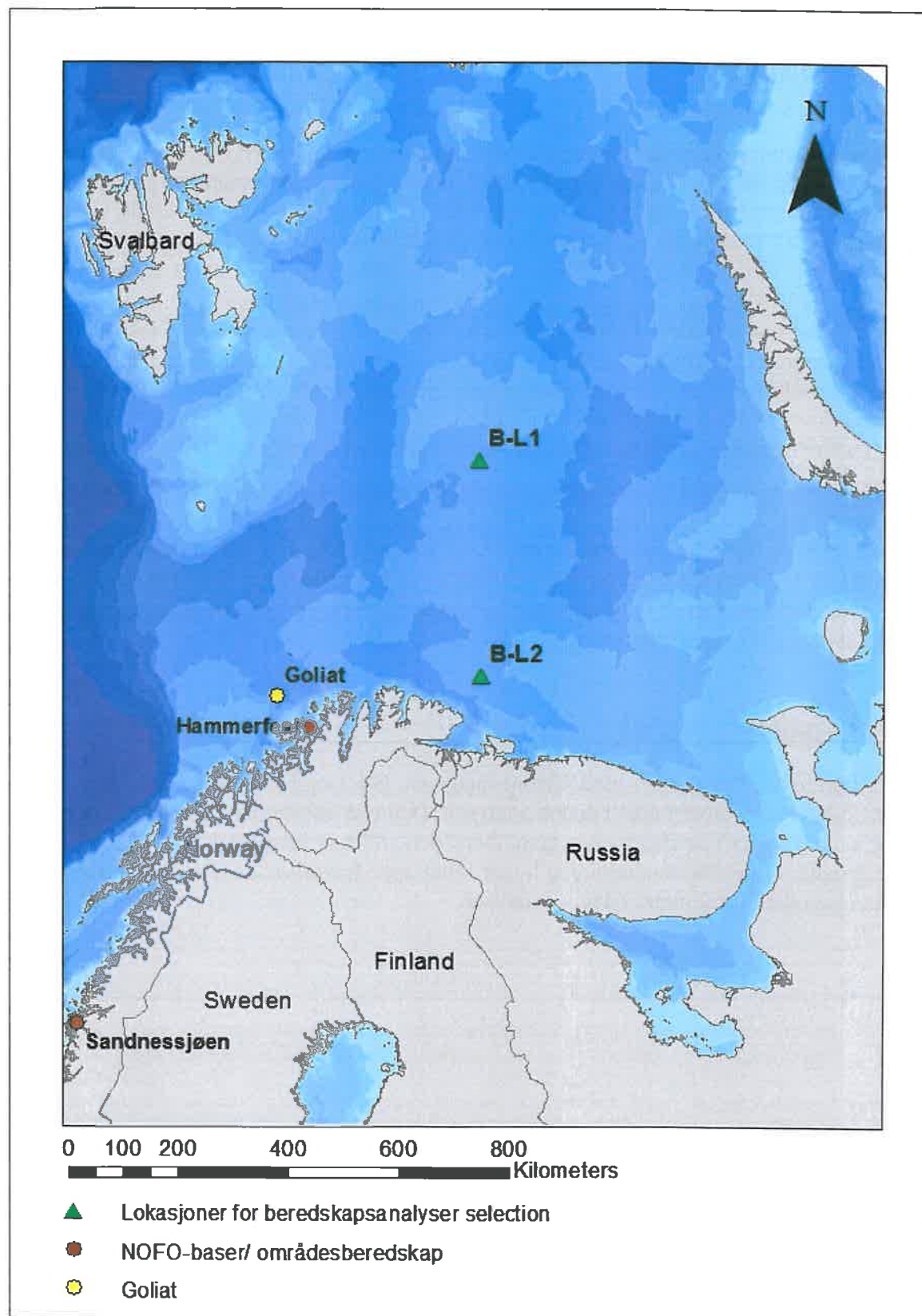
Et viktig tema i kunnskapsinnhenting (KI) og konsekvensutredningene (KU) er miljørisiko og oljevernberedskap ved akuttutslipp over og under havoverflaten. Etter en offentlig anbudskonkurranse har OED har i den anledning inngått avtale med DNV om levering av oljevernberedskapsanalyser i for områdene i det nordøstlige Norskehavet, det sørøstlige Barentshavet og havområdene ved Jan Mayen.

I St. Meld. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, oppsummeres det at "oljevernteologi og kunnskapsgrunnlaget for bekjempelse av oljesøl er videreutviklet. Denne beredskapsanalysen skal foruten analysere effekt av beredskapstiltak, gi en oppdatert status for oljevernberedskap knyttet til relevante utfordringer for det nordøstlige Norskehavet, Barentshavet sørøst og Jan Mayen. Denne rapporten er fokusert på å dekke området Barentshavet sørøst med to borelokaliteter.

For å få best mulig oversikt over tilgjengelig beredskapsmateriell i Norge, har DNV avholdt møter med NOFO og Kystverkets beredskapsavdeling. Med innspill fra Norwegian Petro Services (NPS) og SINTEF gir dette kapittel en oppsummering av status innen oljevernberedskap i Barentshavet syd med tanke på type og omfang av tilgjengelig utstyr, organisering, ressurser og infrastruktur. Det inkluderer også en status og oppsummering av nylig utviklet og pågående teknologiutvikling av oljevernutstyr.

2.1 Lokasjoner

Det er to borelokasjoner som er med i denne analysen. B-L1 og B-L2. Figur 2-1 viser borelokasjonene som modelleres i denne analysen. Den ene lokasjonen er valgt ettersom den i perioder av året ligger i nærhet av iskanten, mens den andre er relativt kystnær. De mest aktuelle feltlokasjonene for petroleumsnæringen ligger i mer åpne havområder, det vil si lenger fra land og is enn eksempellokasjonene i denne analysen.



Figur 2-1 Kartet viser borelokasjonen for Barentshavet sør. B-L1 og B-L2

2.2 Aktivitetsbeskrivelse

Beredskapsanalysen ser på beredskapsbehovet og mulighetene for å drive god oljevernberedskap i området Barentshavet sørøst. Det er modellert og beregnet effekt av beredskapen på to aktuelle leteboringslokasjoner. Det er analysert på Kobbe råolje, som er kjent fra Goliatfeltet. Det er modellert med en utslippsrate på 1500 m³/døgn og en varighet på 15 døgn.

2.2.1 Kobbe råolje

Goliat Kobbe råolje, benyttet i analysen, er en relativt lett råolje med lavt innhold av asfaltener og medium innhold av voks sammenlignet med andre norske råoljer. Ved et uhell vil det være en høy fordampning av de lettere komponentene i oljen. I de innledende forvittringsprosessene vil avdampningen av lette komponenter øke den relative andelen av asfalten- og vokskomponenter i oljen. De fysiske egenskapene i oljen vil derfor endres raskt. Høy viskositet innebærer en tykk og seig konsistens, og en lav viskositet gir tyntflytende væske, noe som er spesielt viktig å ta hensyn til ved valg av oppsamlingsmetoder ved et oljeutslipp. Viskositet i olje oppgis oftest i enheten centipoise (cP). For de fleste råoljer på norsk sokkel varierer viskositeten i ferskt tilstand fra mindre enn 10 cP opp til et par tusen cP, mens tung og ekstra tung olje normalt har en viskositet fra 2000 cP og oppover. Viskositeten for Kobbe råolje vil etter fem døgn på overflaten nå opp til 20.000 cP. Det mest effektive vil derfor være å benytte skimmere som er beregnet for høyviskøse oljer. Dette er tilgjengelig på flere av NOFOs fartøyer i dag. Sjøgående beredskap i modellen er satt til å aksjonere på nyeste olje og vil i hovedsak operere nært utslippsstedet. Det vil imidlertid være aktuelt å ha utstyr som kan jobbe med tungviskøs olje i barriere 3 og 4 (se kapittel 3.1 for forklaring av barrierer).

2.3 Begrensninger

Erfaringsmateriale som er tilgjengelig fra faktisk oljevernaksjoner og bruk av oljevernutstyr i arktiske strøk er begrenset. Akutte oljeutslipp i arktiske strøk er heldigvis relativt sjeldne og kombinasjonen av eksterne forhold man har begrenset erfaring med og manglende operasjonelle erfaringer i analysens influensområde, gjør at relevante datagrunnlag kan karakteriseres som begrenset. Det er derfor tatt enkelte konservative forutsetninger (se kapittel 9.1) til effektivitet og tilgjengelighet ved oppsett av modellscenariene.



3 OLJEVERNBEREDSKAP

Norsk beredskap mot akutt forurensning ivaretas av tre parter: privat beredskap, kommunal beredskap og statlig beredskap. Den primære beredskapsplikten er i forurensningsloven tillagt privat virksomhet. I Norge har vi et risikobasert regelverk som pålegger virksomheter å legge til rette for tiltak som gjør det forsvarlig å gjennomføre de planlagte aktivitetene. Beredskapen skal være dimensjonert etter miljørisiko og skal kunne håndtere akutte hendelser som skyldes egen virksomhet. Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) kan fastsette særskilte krav til beredskapen. For petroleumsvirksomheten så ivaretar Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO) oppgaven med å opprettholde operatørselskapenes plikt til å ha en oljevernberedskap og håndtere eventuelle utslipp fra egen virksomhet på den norske kontinentalsokkelen. Private beredskapsorganisasjoner, som NOFO, har en lovpålagt bistandsplikt til staten. Krav om samordning med offentlige ressurser er også gitt i HMS-forskriftene.

3.1 Barriereprinsippet

Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær utslippskilden ved hjelp av NOFOs havgående systemer (barriere 1 og 2). I tillegg til bekjempelse på åpent hav, er strategien å bekjempe eventuell olje i kystområder som er påvirket av utslippet og bekjempelse av olje som har strandet på land (barriere 3 og 4). De fire barrierene er som følger:

- | | |
|------------|---|
| Barriere 1 | Bekjempelse på åpent hav nær kilden |
| Barriere 2 | Bekjempelse på åpent hav og inn mot kystsonen |
| Barriere 3 | Bekjempelse i kystsonen og fjordområdene og beskyttelse av sårbare naturressurser |
| Barriere 4 | Bekjempelse på strand |

3.2 Dimensjoneringskriterier for beredskap

For felt i produksjon er den norske tilnærmingen at beredskap i barriere 1 og 2 (havgående beredskap) skal dimensjoneres for å kunne håndtere opptil 90 persentilen av de forventede utblåsningsratene (NOFO 2007). Det vil si at man ser bort fra de 10 % høyeste ratene og dimensjonerer for den høyeste av de gjenværende. Under leteboring dimensjoneres det for en vektet utblåsningsrate. Beredskap i barrierene 1 og 2 dimensjoneres til å ha tilstrekkelig opptakskapasitet for å kunne håndtere emulsjonsmengden som kommer inn til barrieren. Beredskap i kystnære farvann og strandrensing omtales som barriere 3 og 4 og dimensjoneres av mengde olje og emulsjon som når kyst og strandsonen. Med kystnært oljevern menes beredskapstiltak som kan hindre eller reduserer skader og ulemper på miljøet som følge av akutt forurensning i kyst- og strandsonen. Erfaringsmessig er det skipstrafikk som medfører risiko for

akuttutslipp i kyst- og strandsone i Norge. Så langt har det ikke vært gjennomført noen strandrenseaksjoner etter akutte offshore utslipp fra petroleumsvirksomheten. Operatørselskapene er imidlertid pålagt å ha en beredskap for kyst- og strandsone der en dimensjonerende utslippshendelse kan gi stranding av olje. Iht. barriereprinsippet i beredskapsstrategien til petroleumsvirksomheten, omfattes oljevernberedskap i kystsonen av barriere 3 og strandsonen av barriere 4.

Dimensjonering av beredskapsbehov i alle barrierer inkluderer data om oljens forvitringsegenskaper, operasjonsslys i lokasjonen og værdata på vind og bølger.

3.3 Privat beredskap

Organisasjoner er ansvarlige for å dimensjonere privat beredskap som kan håndtere akutte hendelser forårsaket av egen virksomhet. I tillegg stilles det særskilte beredskapskrav til virksomheter som er spesielt utsatte. Dette inkluderer petroleumsvirksomheten, tankanlegg, raffinerier og industri som behandler miljøskadelige kjemikaler. For den offshorebaserte delen av petroleumssektoren er det NOFO som ivaretar operatørenes beredskapsplikter på den norske kontinentalsokkelen. Dette blir gjort i samarbeid med operatørene, og NOFO sørger for at myndighetenes krav til oljevernberedskap følges.

Forskriftene oppfordrer også til at operatørene skal danne regionale beredskapsplaner hvor tiltak og beredskap blir sett i sammenheng med planer for nærliggende felt. Alle virksomheter har beredskaps- og aksjonsplikt ved akutt forurensning som følge av egen virksomhet, og bistandsplikt når stat og kommune aksjonerer.

3.4 Statlig og kommunal beredskap

Kystverket og kommuner/ interkommunale utvalg mot akutt forurensning (IUAer) har sentrale roller i det kystnære oljevernet. KLIF er tilsynsmyndighet for kommunal beredskap mot akutt forurensning, og godkjenner kommunale beredskapsplaner. Hovedsakelig skal IUAer håndtere beredskap på og ved land. Statens beredskap og i hovedsak dimensjonert med utgangspunkt i skipsuhell. Kommunene har bistandsplikt ovenfor Staten og aksjonsplikt ved alle hendelser etter behov. I tillegg er det etablert et Utvalg mot akuttforurensning på Svalbard (UA Svalbard).

Den statlige beredskapen er en tilleggsbeskyttelse som er rettet inn mot fare for eller bekjempelse av større tilfeller av akutt forurensning fra skip og ukjente kilder. Kystverket har ansvaret for drift og utvikling av statens beredskap mot akutt forurensning, herunder statens aksjonsorganisasjon. Dersom et akutt utslipp bekjempes av ansvarlig forurensner eller kommunal beredskap, vil Kystverket ha tilsynsansvar. Kystverket skal kunne overta en aksjon helt eller delvis dersom den private eller kommunale beredskapen ikke strekker til. I slike tilfeller vil den private, kommunale og statlige beredskapen sammen bekjempe utslippet under ledelse av Kystverket. Kystverket har samarbeidsavtaler om bistand fra andre myndigheter og organisasjoner ved aksjoner mot akutt forurensning. Norge er også tilsluttet flere internasjonale avtaler om bistand mv. ved akuttforurensning.

Mellom den private, kommunale/interkommunale og statlige beredskapen er det etablert gjensidige bistandsavtaler om bruk av mannskaper, beredskapsmateriell, overvåkningsressurser



mv. dersom dette skulle være nødvendig. Videre er det et omfattende og løpende samarbeid mellom aktørene mht. utvikling og samordning på en rekke felt. Dette er særskilt relevant i forbindelse med kyst- og strandsoneberedskap, ettersom beredskapsaktørenes ansvarsområder i kystsonen i realiteten overlapper hverandre geografisk.

Samarbeid med Island dekkes i København-avtalen og Norge-Russland avtalen vil kunne dekke oljedrift inn i russisk farvann. Ressurser som eventuelt skal mobiliseres ut fra disse avtalene må iverksettes gjennom Kystverket.

3.5 Utviklingstrekk

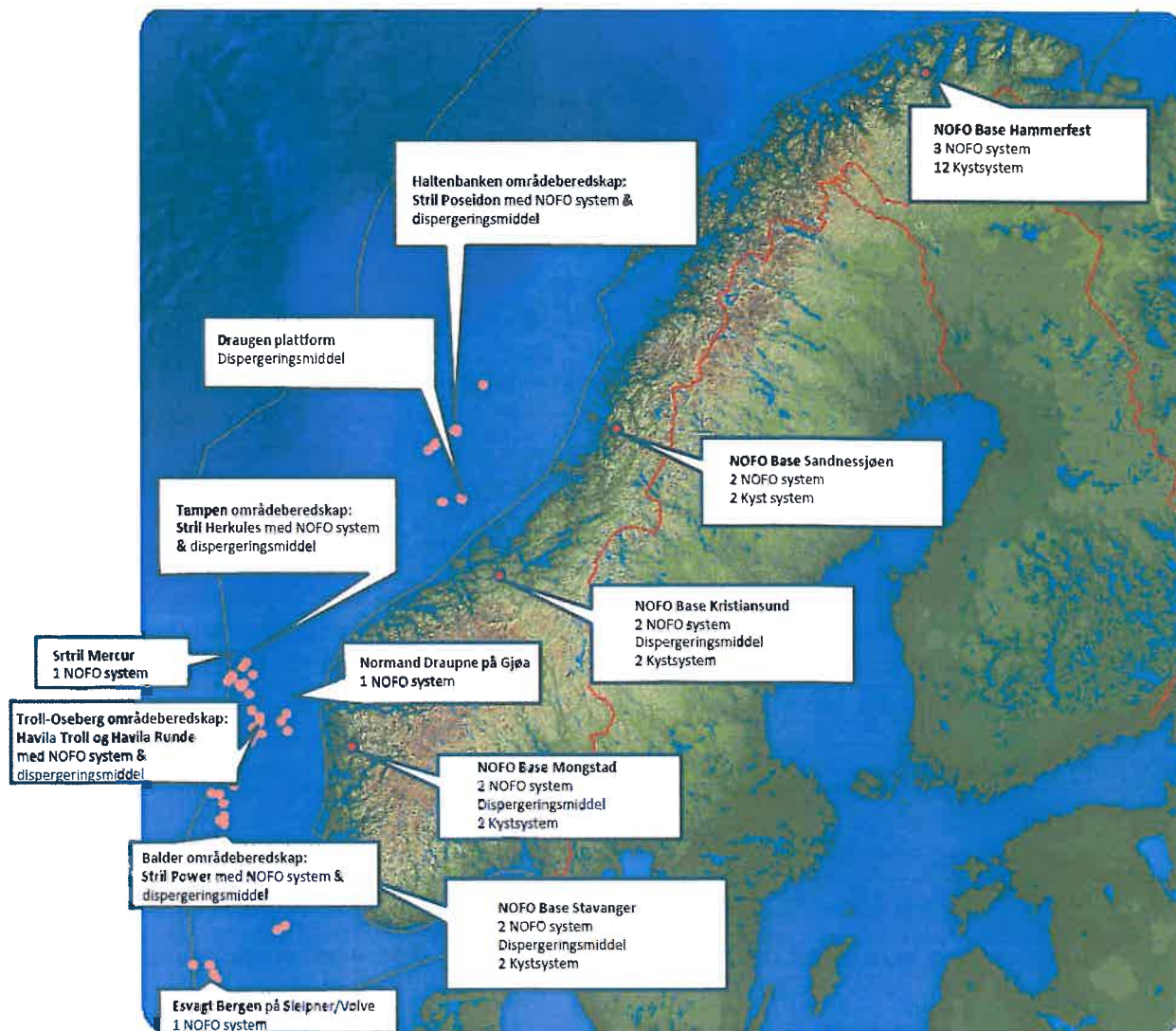
De siste årene har myndigheter og beredskapsaktører i økende grad hatt fokus på kyst- og strandsoneberedskapen i Norge. Dette skyldes bl.a. at perioden har vært preget av flere større statlige oljevernaksjonene etter skipshavarier (Rocknes 2004, Server 2007, Full City 2009, Godafoss 2011) med betydelig offentlig oppmerksomhet. I 2001 ble operatørene innen petroleumsvirksomheten ansvarliggjort for oljevernaksjoner i kyst- og strandsonen, og NOFO ble samtidig ansvarliggjort for å ivareta dette ansvaret på vegne av operatørselskapene. Utover 2000-tallet har petroleumsindustriens boreaktivitet også vært høy i nye og til dels krevende områder, bl.a. i områder med subarktiske forhold, redusert sikt og nært land. Sammen med økende krav og forventninger i samfunnet har dette utløst en betydelig satsing innen kystnær beredskap. Utviklingen har dels skjedd innenfor de enkelte organisasjonene, og dels i tett samarbeid mellom Kystverket, IUA, NOFO og andre selskap/organisasjoner.

3.6 Relevante oljevernressurser

3.6.1 Privat beredskap

NOFO har landdepoter i Hammerfest og Sandnessjøen og i tillegg vil områdeberedskap kunne benyttes. Det blir bygget opp en betydelig privat beredskapsinfrastruktur i forbindelse med bl.a. utvinningen på Goliat og det forventes at beredskapen i området vil øke etter hvert som aktiviteten i området blir høyere.

Kartet under viser en oversikt over NOFOs plasseringer i nærliggende områder.



Figur 3-1 Oversikt over NOFOs lokasjoner og utstyr

Petroleumsvirksomhetenes satsing innenfor kyst- og strandsoneberedskap de senere år kan oppsummeres som følger:

- Utvikling og implementering av et nytt fiskeflåtebasert beredskapskonsept for barriere 3 i forbindelse med Goliat-utbyggingen, herunder etablering av ny fartøyspool på 30-40 kystfiskefartøy i Finnmark. Fiskefartøy fra kystfiskeflåten er en velegnet fartøysressurs i oljevernnet, og lokale fiskere har en unik kompetanse. Fartøyene i fartøyspoolen skal være godkjent i henhold til den nye forskriften om fartøy i oljevernnet (Sjøfartsdirektoratet 2011), og mannskapet skal gjennomgå systematisk opplæring og trening. Fartøyene organiseres som en taktisk innsatsenhet, understøttet av et kommando- og støttefartøy. Konseptet blir nå vurdert rullet ut langs resten av kysten, og rekruttering av 30 nye kystfiskefartøyer fra Nordland til Rogaland er påbegynt.

- Utvikling av ny innsatsenhet på 40 personer – Innsatsgruppe strand akutt (IGSA) - bestående av mannskaper rekruttert fra Finnmark, hurtiggående båter og egnet utstyr for rask og effektiv oppsamling av olje i strandsonen. Gruppen vil også kunne mobiliseres til tjeneste i andre kystområder i Norge i kritiske situasjoner. IGSA-personellet ble rekruttert i desember 2011 og første halvår 2012 er det avholdt kurs og øvelser. Innsatsgruppen skal være i operativ beredskapstjeneste fra sensommeren i år, og blir administrert av Arctic Protection AS i Honningsvåg på oppdrag fra NOFO.
- Øking av materiell for kyst- og strandaksjoner, herunder antall oljeopptakere (Current-buster skimmere) på NOFO-depotene (fra 10 til 21), i tillegg til annet materiell bl.a. for akuttffase strand.
- NOFO har også etablert et spesialteam for beredskap mot akutt oljeforurensning for kyst- og strandsone. Teamet består av 62 spesialtrente personer fra hele landet. Spesialteamet har kompetanse og kapasitet til å ivareta operasjonelle aspekter ved kyst- og strandsoneaksjoner, og støtte IUAer. Målsetningen er å kunne mobilisere minst ti personer i posisjon hvor som helst langs norskekysten i løpet av 24 timer.
- Etablert og fornyet avtaler med offentlige og private organisasjoner som gir NOFO avtalefestet tilgang til personell til strandaksjoner med responstidskrav. NOFO legger i sitt plangrunnlag til grunn at 222 personer vil kunne mobiliseres innen 96 timer, eksklusive Kystverkets depotstyrker og reservemanskaper fra WWF. Tas disse med er antallet 798 personer.

Tabell 3-1 Oversikt over personell som kan mobiliseres ved en oljevernaksjon.

Avtaler	Antall personer	Tilleggsinfo
IUA	10-20 personer i ti dager	Mobiliseringstid: 24 timer
IGSA	40 personer	Mobiliseringstid 36 timer (LL nivå)
NOFO Spesialteam	62 personer i minimum 10 dager	Mobiliseringstid: 24 timer 31 Lagledere 17 Skadestedsledere 12 Rådgivere (Operativitetstest 43 av 51)
WWF	450 personer	15 personer innen 48 timer 50 personer innen 96 timer
MMB	30 personer Miljøressurser (2 stk)	Lagledere, SKL og AKL
Norlense beredskap	10-20 personer	Mobiliseringstid 24 timer (AKL,IL,LL)
Kystverkets Depotstyrke	11 personer pr. depot Ved større aksjoner prøver KyV så langt som mulig å tilstrebe å tømme anna hvert depot langs kysten – for ikke å gå tom i regionen. (så langt det lar seg gjøre) 11 mannskap x 16 depot = 176 stk	16 hoveddepot langs kysten

- NOFO har siden 2007 hatt avtale med Norges Brannskole (NBSK) om kurs og utdanning av personell i strandsoneberedskap, herunder grunnkurs, laglederkurs og skadestedslederkurs. Mye av kursvirksomheten har gått til å oppgradere kompetanse til personell fra IUAer samt andre avtalepartnere. I 2011 deltok 280 personer på grunnkurs,



laglederkurs og kurs i skadestedsledelse. NBSK har også hatt ansvar for grunnopplæring av IGSA personell i 2011.

- Nordkapp maritime fagskole og videregående skole i Honningsvåg er engasjert av NOFO til å gjennomfører grunnopplæring av mannskaper i fiskefartøyspoolen som etableres i Finnmark i forbindelse med Goliat.
- NOFO har videreutviklet sin operative organisasjon, og implementerer en organisasjonsstruktur basert på prinsippet om Enhetlig Innsatsledelse (ELS). ELS i aksjoner mot akuttforurensing er vedtatt innført både i Kystverket og i kommunene, og en samordning er derfor et viktig tiltak for å oppnå klarhet og gjenkjennelighet i forhold til oppgave- og ansvarsforhold i oljevernaksjoner. Dette er spesielt relevant for ledelse av aksjoner i kyst- og strandsonen.
- NOFO benytter Kystinfo som kartløsning som er Kystverkets kartapplikasjon for beredskap. Dette er en harmonisering som letter muligheten for informasjonsflyt mellom aktørene.

Flere operatørselskap gjennomfører også egne aktiviteter og FOU virksomheter med mål om å forbedre oljevernberedskapen. Noen sentrale aktiviteter mht. kyst- og strandberedskap har fram til i dag vært:

- Kyst og strand JIP (Joint Industri Programme) med SINTEF, Statoil, Shell og Det Norske.
- COSPIP (Coastal Oilspill Preparedness Improvement Programme) med Eni Norge. I tillegg har Eni Norge og Statoil også et eget MOU samarbeid med aktiviteter innen oljevern i kyst- og strandsonen.

Operatørselskapene har ansvar for etablering av beredskapsplaner og aksjonsplaner basert på definerte fare- og ulykkeshendelser for egen virksomhet. Siden 2006 har det spesielt i forbindelse med kystnær leteaktivitet blitt utført betydelig kartleggingsarbeid og detaljert planlegging langs kysten i samarbeid med kommuner, IUAer og relevante ressursmiljøer. Det er utviklet detaljerte aksjons- og logistikkplaner for miljøfølsomme områder. I den sammenheng har det også vært gjennomført en relativt omfattende kurs- og øvingsvirksomhet på ulike nivåer.

Det er også utviklet verktøy og hjelpemidler for analyse av beredskapsbehov i barriere 3 og 4. Det er et prioritert område å implementere en standard for dette ved den pågående revisjonen av OLF/NOFO sin veileder for beredskapsanalyser. Det arbeides også med standardisering av plan- og dokumentformater iht. organisasjonsstrukturen i ELS.

I NOFOs strategi for perioden 2012 – 2016 er følgende områder framhevet for videre satsing:

- Få på plass nye metoder og forbedret OLF-veiledning for beredskapsplanlegging, med konkrete målbare krav til dispergering og oljevernberedskap i kyst- og strandsonen
- Styrke beredskapen for kyst- og strandsonen
- Øke robustheten i alle barrierer i forhold til langvarige aksjoner
- Å utvikle/anskaffe bedre utstyr og etablere prosedyrer for:
 - større fart og dårlig vær (strøm / bølgehøyder)
 - dispergering
 - integrerte operasjoner (løpende situasjonsbilde)
 - overvåking
- Videreutvikle samarbeidet nasjonalt for å oppnå maksimal kraft og effekt



- Delta i internasjonalt samarbeid, både mht. å kunne gi og motta hjelp og kunnskap
- Implementere nye konsept for kyst- og strandsonoberedskap
- Være forberedt for økt aktivitet i nordlige områder

Andre private beredskapsressurser

Ved installasjonene offshore og på tankanlegg finnes til sammen mer enn 20 000 meter lenser og 50 oljeopptakere. I tillegg har beredskapspliktige virksomheter materiell for bekjempning av kjemikalieutslipp.

3.6.2 Kystverket

Kystverket har beredskapsdepoter ved 26 lokasjoner langs norskekysten og på Svalbard. Det er sju lokasjoner i Finnmark, Troms og Nordland. De mest nærliggende er depotene i Lødingen, Tromsø, Hammerfest, Vadsø og Svalbard. Kystverket har byttet ut mye av sitt lense- og skimmermateriell på sine depoter i løpet av de siste årene. Dette som en konsekvens av flere større oljevernaksjoner de siste årene og en omfattende nasjonal investeringsplan for oppdatering av utstyr. Ved depotene har Kystverket til sammen:

- 9000 meter lette lenser
- 22 000 meter mellomtunge lenser
- 12 000 meter tunge lenser
- 130 oljeopptakere
- 9 nødlossepakker for bunkersolje
- 4 nødlossepakker for lasteoljer

Tallene vil variere noe grunnet nyanskaffelser og utskiftninger.

Kystverket baserer sin Kystsone oljevernkapasitet på Kystvaktens 5 Indre Kystvaktfartøy (IKV Nornen-klassen), Kystverkets 4 egne oljevernfarfartøy (nytt, noe større fartøy under bygging), samt på bidrag fra NOFO fartøy (spesielt for opptak av olje fra lenser), rekvirerte mellomstore fartøy som utstyres med oljelenser og opptakere fra Kystverkets depoter, samt internasjonal bistand fra andre nasjoners sjøgående oljevernressurser (i første rekke svenske -KBV050 og KBV030 klassen -, og evt. russiske ressurser i nordområdene). Både IKV og Kystverkets egne oljevernfarfartøy har kapasitet som tilfeller kravene for ORO (Oil Recovery Operations) og er permanent utstyrt med oljevernutstyr om bord. Kystverket har dimensjonert i hovedsak for å kunne håndtere uønskede hendelser med skip langs kysten av Norge og Svalbard med dagens skipstrafikk og aktivitet.

Kystverket fullførte i 2011 en ny beredskapsanalyse for den statlige beredskapen.

Beredskapsanalysen er utført med en risikobasert tilnærming med grunnlag i sannsynlighet og miljørisiko for utslipp av olje fra skipstrafikken. Analysen anbefaler flere nye tiltak som er spesielt rettet mot beredskapen for kyst og strand:

- Å inngå avtaler med minimum 114 private fartøy om å inngå i en beredskapsløsning. Avtalen må omfatte godkjenning og nødvendig opplæring i henhold til ny forskrift om

fartøy i oljevernet. Foreløpig har Kystverket inngått avtaler med 39 fartøyer fordelt på de 16 statlige hoveddepotene. Det er nylig også utgitt en Operasjonsmanual for fartøy i kystnær oljevernberedskap som NOFO også har bidratt til.

- Å anskaffe tilstrekkelig utstyr for å kunne gjennomføre strandaksjoner med inntil 715 aktive personer.
- Å definere et oljevernssystem til bruk under akutfasen av en strandaksjon, bestående av komplette utstyrspakker og trenet personell.
- Å styrke kommunene/de interkommunale utvalgene mot akutt forurensning(IUA) med oljevernutstyr og kurs- og øvelsesmidler for å sikre rask og tilfredsstillende lokal respons ved en hendelse.
- Å forenkle den statlige depotstrukturen og flytte brukbart utstyr fra mellomdepoter til statlige hoveddepoter eller til kommunene/IUA.
- Å doble antall personer i depotstyrkene, og øke kurs- og øvingsaktiviteten.
- Å samordne alle kompetansetiltak iht. Nasjonal læreplan for opplæring i håndtering av akutt forurensning, og styrke Kystverkets muligheter for å lede, koordinere og bidra i de foreslåtte kompetansebyggende tiltak.
- Å opprette en ny aksjonssentral basert på moderne teknologi og beslutningsstøtteverktøy.

Kystverkets anbefalinger er for tiden til behandling hos overordnet myndighet.

3.6.3 Kystvakten

Kystvakten patruljerer jevnlig området og vil kunne være viktige bidragsytere under en eventuell aksjon. Noen av fartøyene er havgående mens indre kystvaktfartøy av typen Nornen opererer mer kystnært. Kystvakten har inngående kjennskap til lokale forhold og geografi langs kysten. De vil spesielt kunne bidra med kompetanse, oljevernutstyr, kommunikasjon, overvåking og har god erfaring med innsatsledelse på sjø innen oljevern. Det er imidlertid uforutsigbarhet rundt posisjonene til Kystvaktens fartøy. Ettersom de dekker store deler av norskekysten, og også beveger seg inn i utenlandske farvann, er det mulig at fartøy befinner seg langt fra et utslipp. Det finnes lenser og oljeopptagere lagret om bord på 11 kystvaktfartøy.

3.6.4 Interkommunale utvalg mot akuttforurensning (IUAer)

På kommunale og interkommunale depoter er det om lag 70 000 meter lette lenser og om lag 300 oljeopptakere. IUAenes ressurser inkluderer som regel havnelenser og oljeopptagere, absorbenter, vernebekledning og midlertidige lagerfasiliteter

Kommunalt og interkommunalt materiell for beredskap mot akutt kjemikalieforurensning finnes hos de større brannvesener eller havnevesenet i kommunene.

3.7 Lokasjoner

Det finnes tilgjengelige ressurser langs hele den norske kysten Figur 3-2. Kartet under viser lokasjonene til private (NOFO), statlige og kommunale beredskapsdepoter.



Figur 3-2 Samtlige IUA depoter er gule. Kystverkets depoter er markert med rødt og NOFOs beredskapslagre er markert i blått. Enkelte private depoter er markert i grønt. I Hammerfest og Stavanger har både Kystverket og NOFO depoter (kilde: NOFO)

4 OLJEVERNILTAK

Dette kapittelet beskriver forskjellige prinsipper og metoder som brukes for å begrense samt rydde opp under en oljevernaksjon. Metodenes egnetheter vil være avhengige av en rekke faktorer som for eksempel værforhold, lokasjon, distanse til land og egenskaper ved utslippet som oljetype og havdyp.

Oljevernberedskap i Barentshavet under den isfrie sesongen kan sammenlignes med beredskapen på andre deler av norsk sektor med unntak av lavere temperatur og mørke i vinterhalvåret. Tilstedeværelse av is på havoverflaten vil ha en veldig stor effekt på oljevernberedskapen.

4.1 Mekanisk opptak

Mekaniske teknikker har tradisjonelt blitt foretrukket i Norge. Dette gjør det mulig å samle opp og deponere olje etter et utslipp. Hovedelementene i et mekanisk system består av beredskapsfartøy, lensemateriell og oljeopptakere (skimmere).

Oppsamlingseffektivitet ved mekanisk oppsamling på sjøen vil variere mye og henger sammen med en rekke faktorer. Utslippsbetingelser, værforhold og sjøtilstand, oljens egenskaper, utstyr og mannskap er viktige parametere. I isfylte farvann har man en rekke utfordringer med mekanisk oppsamling som ikke finnes i samme grad i åpen vann. Blant disse kan nevnes:

- Det er vanskelig å bruke lenser i iskonsentrasjoner over 15 – 30 %.
- Tilflyt av olje til skimmeren hindres av isen.
- Separasjon av olje fra isen.
- Økt viskositet til oljen på grunn av lave temperaturer. Dette vil bl.a. kunne skape utfordringer ved bruk av tradisjonelle skimmere.
- Ising og tilfrysing av utstyret.

4.1.1 Lenser

Lensene som blir brukt under offshoreaksjoner krever en viss høyde for å hindre overskylling av olje. I tillegg må skjørtet være tilstrekkelig dypt for at ikke olje forsvinner under linsen. En typisk NOFO-lense (NO-1200-R) vil ha et fribord på 1,2 meter og en dybde på 1,3 meter.

Tradisjonelt blir lensene operert ved hjelp av minst to fartøy hvor utstyret spennes mellom dem. Overskylling og lenselekkasje vil tilta i takt med økende bølgehøyde og høyere slepehastighet.

Ved hastigheter over 0.8 knop vil man kunne oppleve at olje vil forsvinne fra linsen. Det diskuteres stadig hvor store bølger utstyret kan operere effektivt i og dette vil variere mellom forskjellige typer oljelenser. Ved 2,5 meter signifikant bølgehøyde kan man forvente en reduksjon i oppsamlingseffektivitet og det vil være betydelige utfordringer med å operere konvensjonelle havgående lenser i bølgehøyder over 4 meter. Det er viktig å se dette i sammenheng med forventede værforhold i området. I tillegg til faktorer som strøm, slepehastighet, bølgehøyde og vind vil også oljens egenskaper påvirke lensens evne til å holde på olje og emulsjon. Viskositet og emulgeringsgrad er viktige parametere.

De siste årene har NOFO primært fokusert på å bidra til utvikling av lenser som egner seg for høyere hastigheter, som kan brukes under flere og mer ugunstige værforhold og som kan opereres

ved hjelp av kun ett fartøy. Fremtidige fokus vil også inkludere bruk av mekanisk utstyr i lave temperaturer og i is.

4.1.2 Oljeopptakere (skimmere)

Det finnes en rekke forskjellige skimmere i dag, men de kan i hovedsak inndeles i noen forskjellige hovedkategorier. Skimmereffektivitet vil påvirkes av utstyrets spesifikasjoner, oljens egenskaper og eksterne faktorer som f.eks. vær og temperatur. Aksjonen i etterkant av Godafoss-ulykken viste at det i enkelte tilfeller kunne være mer behjelpelig å bruke grabb fremfor skimmere. Dette skyldtes også at is har en tendens til å redusere skimmerenes effektivitet betydelig.

4.1.2.1 Overløpsskimmere

NOFO har basert sin beredskap på TransRec-systemet og standardversjonen av dette systemet er en overløpsskimmer med en nominell pumpekapasitet på opp mot 400 m³/t. En nominell kapasitet forteller noe om pumpens effektivitet under optimale forhold og evne til å pumpe en lavviskøs væske når tilgangen er rikelig, men det er en rekke faktorer som påvirker ytelsen. Effekten forutsetter at oljen/emulsjonen har tilfredsstillende egenskaper og at den kan konsentreres ved hjelp av lenser. Flytegenskap er også en viktig parameter og olje med høyt stivnepunkt kan ha en tendens til å stivne under nedkjøling på vann. Noen oljer vil også danne vann-i-olje emulsjoner med høy viskositet og dette vil påvirke flytegenskapene. Nedsatt tilflyt vil redusere skimmerens effekt betydelig og det er derfor utviklet HiWax skimmerhode til TransRec-systemet.

4.1.2.2 Hi-wax skimmere

Hi-wax skimmere er utstyrt med tromler som «graver» olje og emulsjon til seg. I tillegg er de utstyrt med trustere som gjør at skimmeren kan bevege seg mot oljen. Det har vist seg at løsningen er effektiv for oljer som har en tendens til å stivne på sjøen (f.eks. Norne olje) og emulsjoner med høy viskositet. Pumpeeffekten på denne typen skimmere er betydelig lavere enn for konvensjonelle skimmere og det gjør at løsningen er mest egnet for bruk under forhold hvor det er betydelige utfordringer rundt tilflyt.

4.1.2.3 Foxtail

Foxtail er en norskutviklet mopskimmer som egner seg spesielt til bruk ved mindre aksjoner ettersom pumpekapasiteten er betydelig lavere enn for konvensjonelle skimmere. Den har lavere opptakseffektivitet for voksrrike oljer med høyt stivnepunkt og høyviskøse emulsjoner.

4.1.3 Bruk av skimmere i is

Et "Joint Industry Program" (JIP) for teknologiutvikling av oljevernberedskap i Arktiske og isfylte farvann, koordinert av SINTEF, har bidratt til viktig kunnskap og utvikling av nye løsninger (Sørstrøm et al., 2010). Fra start i 2006 til det ble sluttført i 2010 var dette basert på

bredt internasjonalt samarbeid blant verdens mest erfarne eksperter på oljevern FoU. Programmet ble sluttført i henhold til plan med to større feltforsøk i 2008 og 2009 for verifikasjon av resultatene fra JIP'en. Gjennom denne JIP'en ble det utviklet to nye konsepter for opptak av olje i is: "Polar Bear" skimmeren utviklet av Ro-Clean Desmi i Danmark og "Ice skimmer" utviklet av Framo i Norge (Figur 4-1).



Figur 4-1 Testing av Framo "Ice skimmer" under feltforsøk i 2009.

Testingen gjennomført som en del av JIP'en (Singsaas *et al.*, 2011) og tidligere utvikling og testing viste at:

- Børstetrommelskimmere (som Framo og Ro-Clean Desmi skimmerene) kombinerer is prosessering og oppsamling av olje på en god måte. Bruk av trøstere på skimmeren øker muligheten til å samle olje fra områder i isfeltet som ikke er forstyrret av fartøy.
- Den største utfordringen med mekanisk oppsamling i is er tilstedeværelse av små isbiter og/eller sørpe-is. Dette kan blokkere for tilflyt av oljen. I isfelt med større isflak og relativt lite småis innimellom kan opptakshastigheten være relativt stor.
- I større åpne råker med stor oljetykkelse kan det i perioder være mulig å oppnå opptaksrater på linje med det man har i en lense i åpent vann.
- Man skal imidlertid forvente redusert opptakshastighet ved mekanisk oppsamling i is, men det bør så absolutt være en del av verktøykassen for oljevernberedskap i Arktiske områder.

4.1.4 Opptakskapasitet

Et tradisjonelt NOFO-system består av 400 meter NO-1200-R lense, TransRec og HiWax skimmer, et oljeberedskapsfartøy (OR) og et slepefartøy. Organisasjonen benytter følgende basis opptakskapasitet for sine systemer (basert på erfaringstall bl.a. fra NOFOs årlige olje-på-vann øvelser):

- NOFO system med overløpsskimmer: 2400 m³/d
- NOFO system med HiWax-skimmer: 1900 m³/d
- NOFO system med Foxtail: 800 m³/d

Kystvaktens system består av et kystvaktfartøy med 2-300 m havlense, en oljeopptager samt et fartøy for trekking av lensen. Her benyttes følgende basis for opptakskapasitet:

- TransRec: 1200 m³/d
- Foxtail: 800 m³/d
- Mindre foxtail: 300 m³/d

Kystsystemer hentet fra IUAer, Kystverket eller private depoter har en lavere opptakskapasitet og det forventes at slike systemer vil maksimalt kunne ta opp 120 m³/d basert på en operasjonstid på 12 t/d.

4.2 Kjemisk dispergering

Dispergering er bruk av kjemikalier som sprayes på oljeflak for å akselerere den naturlige dispergeringsprosessen. Ved korrekt anvendelse kan teknikken være en effektiv metode for å bekjempe oljeutslipp. Det kan være mulig å raskt fjerne store mengder av visse typer oljer fra overflaten ved å bryte utslippet opp og overføre det til vannsøylen. Etter påføring av dispergeringsmidler vil bølgeenergi føre til at oljeflak bryter opp i små oljedråper som raskt fortynnes og deretter brytes ned av mikroorganismer som forekommer naturlig i havet. De kan også forsinke dannelsen av vedvarende emulsjoner. Teknikken kan i noen tilfeller ha betydelige miljømessige og økonomiske gevinster og er spesielt aktuelt dersom andre metoder er begrenset av værforhold eller hvis det ikke finnes tilstrekkelige ressurser i området. I noen situasjoner kan det være det eneste reelle alternativet og forhindre at oljeflak skader spesielt sensitive ressurser. I likhet med andre responsteknikker må beslutningen om å bruke dispergeringsmidler nøye vurderes og det må tas hensyn til oljens egenskaper, sjø- og værforhold, i tillegg til det omkringliggende miljøet. Bruk av dispergering forutsetter at oljen er dispergerbar. Dispergeringsmiddel kan påføres offshore ved hjelp av båter, helikoptre eller fly.

I forurensningsforskriften kapittel 19, finner man forskrifter med vedlegg for bruk av dispergeringsmidler (<http://www.lovdata.no/for/sf/md/td-20040601-0931-060.html>). På Klif's hjemmeside (<http://www.klif.no/no/Regelverk/Forskrifter/Forurensningsforskriften/Kommentarer/Kapittel-19-Sammensetning-og-bruk-av-dispergeringsmidler-og-strandrensemidler-for-bekjempelse-av-oljeforurensning/>) finner man i tillegg kommentarer til forurensningsforskriften kapittel 19.

Gitt oljetype og mulige utslippsscenarioer er oljeindustrien pålagt å vurdere bruken av dispergeringsmiddel opp mot andre tiltak. Planlagt bruk av dispergeringsmiddel må være basert på god dokumentasjon i form av risikobaserte beredskapsanalyser av relevante utslippsscenarioer. Disse analysene skal være et grunnlag for å vurdere om dispergeringsmiddel (eventuelt i kombinasjon med andre tiltak) vil være det beste tiltaket totalt sett for miljøet i den gitte forurensningssituasjonen.

En oversikt over studier av effektivitet ved bruk av dispergeringsmiddel under Arktiske forhold ble gjennomført av Lewis og Daling (2007). Det er få resultater fra reelle isforhold (feltforsøk), men flere studier er gjennomført ved bruk av tanker eller basseng. Fokus har vært på testing ved lav temperatur, med og uten is og ved forskjellig salinitet på sjøvannet (kan være lavere under tineperioder).

I JIP'en fra 2006 – 2010 koordinert av SINTEF ble det gjennomført omfattende dispergerbarhets testing både i laboratoriet, i innendørs bølgerenne og i fjordisen i Svea på Svalbard. Parallelt med dette ble det utviklet en prototype av et fartøysbasert påføringssystem i samarbeid mellom Jason Engineering i Drammen og SINTEF (Figur 4-2). I et feltforsøk i isen i Barentshavet i 2009 ble påføringsutstyret demonstrert og det ble verifisert at dispergering har et potensiale selv i relativt høy isdekningsgrad.



Figur 4-2 Testing av nytt påføringsutstyr under feltforsøk i 2009.

Etter at dispergeringsmidlet er påført er det nødvendig med energi for å starte dispergeringsprosessen. I åpent vann er som regel bølgeenergi tilstrekkelig til å starte prosessen. I tett is er det lite eller ingen bølgeenergi og det vil være nødvendig å tilføre kunstig energi. Dette kan gjøres ved å bruke thrustere på større fartøyer til å skape energien ("prop wash"), eller man kan benytte mindre MOB (Man Over Board) båter med vannjet-motorer til å skape denne energien. En mulighet kan også være å bruke brannslukningsanlegget (FiFi = Fire Fighting) som finne på bl.a. supply båter. Feltforsøket i 2009 viste at bruk av fartøy til å fremskaffe den nødvendige energien fungerte meget bra og størstedelen av oljen ble dispergert til tross for relativt høy isdekningsgrad (anslagsvis 70-80 %).

Basert på resultatene fra feltforsøket og forutgående testing ble det konkludert med:

- Laboratorie- og feltforsøk har verifisert at oljesøl i isfylte farvann kan dispergeres ved bruk av dispergeringsmiddel.
- Forvittringsprosessene går saktere med is tilstede, noe som medfører et større tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel. Noen oljer kan være dispergerbare over en periode på flere døgn ved et utslipp i isfylte farvann.



- Gjennom systematisk testing av forskjellige oljetyper i laboratoriet, i basseng og i felt er det fremskaffet et datasett som er implementert i forvittringsmodeller. Dette betyr at i dag kan man gi pålitelige prediksjoner for det operasjonelle tidsvinduet for bruk av dispergeringsmiddel på forskjellige oljetyper gitt forskjellige isforhold.
- Energien i forskjellige olje-i-is system vil reduseres med økende isdekning. Tilførsel av ekstra blandingsenergi øker de operasjonelle mulighetene.
- En ny prototype påføringsutstyr for fartøy har medført mer målrettet påføring. Den har 1-3 dyser på en fleksibel arm som kan styres til å påføre dispergeringsmidlet på selve olje med minimum av dispergeringsmiddel som havner på isen.
- Storskala felt testing har verifisert potensialet for bruk av dispergeringsmiddel i isfylte farvann og har demonstrert at dispergeringsmiddel kan brukes i høyere isdekningsgrad enn man tidligere antok.

4.3 In-situ brenning av olje

In-situ brenning innebærer antennelse og brenning av olje under kontrollerte betingelser. Ved korrekt anvendelse vil brenning redusere mengden olje i vannet og dermed også effekten olje har på miljøet.

In-situ brenning (ISB) er en av responsteknikkene med det høyeste potensialet for bruk under arktiske forhold, spesielt i tett is. Det er en metodikk som er en godt utprøvd og etablert som en del av oljevernberedskapen i mange arktiske områder. Metoden er imidlertid følsom for en del faktorer som: oljens egenskaper og grad av forvitring (spesielt emulgering), tykkelse på oljeflaket, bølgeaktivitet, vindforhold og antennelsestemperatur.

For at en olje skal kunne antennes må den ha en minimumstykkelse på tentativt 2–3 mm på overflaten. Dersom isdekningsgraden er lavere enn 30 % kan en bruke brannsikre lenser til å samle og oppkonsentrere oljen (Figur 4-3). Oljen kan så antennes og brennes i linsen selv med is tilstede. Ved høy isdekningsgrad (tentativt > 60-70 %) kan isen fungere som en barriere og oppkonsentrere oljen slik at den kan antennes og brennes. I iskonsentrasjoner mellom 30 til 60 % kan det være utfordrende å oppnå tilstrekkelig tykkelse for antennelse. Det er gjennomført en god del testing med såkalte "herders" som er kjemikalier med overflateaktive stoffer som bidrar til å samle oljen slik at en kan nå den tykkelsen som er nødvendig for antennelse. "Herders" er testet i en rekke bassengforsøk i Canada og USA, og under et feltforsøk i det nordøstlige Barentshavet i 2008 ble det uttestet og verifisert i større skala (Buist et al., 2010). Feltforsøket viste at det er mulig å antenne og brenne et oljeflak med fersk råolje behandlet med "herders", men fortsatt gjenstår en del testing og utvikling for å demonstrere potensialet på mer forvitrede olje og større mengder olje.



Figur 4-3 Brenning av olje samlet i brannsikker lense under feltforsøk i 2009.

Basert på utvikling og uttesting av *in-situ* brenning av olje siden slutten av 1960-tallet kan en konkludere med:

- ISB kan være en god metode for å fjerne oljesøl i is. Brenneeffektiviteten kan være så høy som 95 % og man har i dag en god forståelse for de fundamentale forutsetningene for å kunne antenne og brenne en olje.
- Tilstedeværelse av is kan øke tidsvinduet for ISB ved å redusere spredning, forvitring og emulgering til oljen.
- Man har også god kunnskap om miljømessige effekter ved ISB.
- I åpen drivis (< 30 %) vil ikke oljens drift og spredning være særlig påvirket av isen og de samme teknikkene som for åpen vann kan anvendes. Det vil i hovedsak si bruk av brannsikker lense. Tidsvinduet kan imidlertid være mer begrenset under slike forhold.
- I medium iskonsentrasjoner (30 – 70 %) kan "herders" benyttes, og i konsentrasjoner over dette kan isen selv fungere som en barriere/"lense".
- Nyere teknologiutvikling inkluderer bedre brannsikre lenser og utvikling av antennelses-teknologi. Forbedrede hånd-holdte antennelsessystemer og mer avanserte systemer for antennelse fra fly og helikopter er under utvikling.

4.4 Strandrensing

Olje som strander over høyvannsmålet vil normalt måtte fjernes fra miljøet ved strandrensing. Strandrensing er generelt arbeidskrevende, og har et betydelig innslag av manuelt arbeid.

Aktuelle strandrenseteknikker er:

Mekaniske/fysiske teknikker:

- Mekanisk oppsamling
- Fjerne oljetilsølt avfall/søppel
- Vakum-suging
- Sediment bearbeiding



-
- Vaskeprosesser
 - Sand-blåsing
 - Tørrfrysing

Ikke mekaniske/fysiske teknikker:

- Sorbenter
- Kjemiske strandvaskemidler/Dispergeringsmidler
- Bioremediering
- Selvrensing (naturlig restitusjon)

Hvilke teknikker som er egnet vil avhenge av mange forhold herunder strandtype, oljemengde, årstid mv., og er en vurdering som må gjøres i det enkelte tilfelle. Kystverket har nylig utgitt en ny håndbok i strandrensing som beskriver metodevalg og egnede rensemetoder for ulike strandtyper (Kystverket 2012).

Strandrensefasen medfører normalt et mindre hektisk og mer planlagt operasjonsmodus enn det den akutte fasen gjør. Målet med aksjonen vil fremdeles være å hindre eller redusere negative miljøkonsekvenser fra forurensingen i forhold til fastsatte prioriteter. Men innsatsen vil underlegges helhetlig planlegging, prioritering og ressursfordeling. En større strandrenseaksjon karakteriseres normalt av omfattende logistikkoperasjoner knyttet til understøttelse av personell og materiell, samt til avfallshåndtering.

5 FJERNOVERVÅKNING OG MONITORERING

Fjernovervåkning kan defineres som systemer som kan detektere oljeforurensning på havoverflaten. Med monitorering mener vi verktøy og metoder som under en hendelse kan gi mer detaljert informasjon om potensialet for forskjellige tiltaksmetoder, oljeegenskaper og forvitring, massebalanse, spredning i vannsøylen og potensiell eksponering for sårbare naturressurser. Monitorering inkluderer både modellering og teknikker som krever fysisk kontakt med oljen (prøvetaking og analyser).

Fjernovervåkning og monitorering av et oljeutslipp er viktig i flere faser av situasjonen:

- Det er viktig å ha teknikker som kan detektere akutte utslipp for på et tidlig tidspunkt forsøke å begrense utslippet og kunne mobilisere tiltak.
- Deretter for å verifisere drift og spredning av et utslipp.
- Det er også hjelpelig som støtte under aksjoner. Ved hjelp av tekniske virkemidler kan man finne områdene med den høyeste konsentrasjonen av overflateolje og dermed øke effektiviteten. Dette er spesielt viktig under operasjoner i mørke.

I Norge er det de senere år utviklet fartøybaserte systemer for fjernovervåking av olje (bl.a. NOFO's "Oljevern 2010" program). Dette inkluderer bl.a. bruk av eksisterende radarsystemer på fartøyer til å detektere oljeflak, dag og natt kamera på gyrostabilisert plattform og fartøysbaserte infrarøde kamera. Disse er hovedsakelig utviklet for åpent farvann og brukbarheten i isfylte farvann er så langt ikke uttestet.

5.1 Fjernmåling

Operatører er pålagt å etablere fjernovervåkningssystemer som gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt slik at utslippsmengde og spredning kan fastslås (AR 57). I følge aktivitetsforskriftens veiledning er fjernmåling et system som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage og kartlegge posisjon, areal, mengde og egenskaper til akutt forurensning. Slike systemer kan bestå av sensorer og utstyr plassert i satellitt, fly og helikopter, eller på fartøy og innretninger.

Det finnes i dag en rekke teknikker som kan brukes for å detektere akutte utslipp. På overflaten vil utslipp kunne detekteres ved hjelp av bl.a. oljeradar eller manuell overvåkning. I tillegg har Kongsberg Satellite Services (KSAT) en avtale med NOFO og det blir jevnlig tatt satellittbilder av norske installasjoner. Disse blir videre tolket og da ser man etter oljesøl på overflaten. Ved undervannsinstallasjoner vil det være andre utfordringer rundt å detektere uønskede utslipp. På norsk sokkel er den mest benyttede teknologien kapasitanssensorer som måler andelen hydrokarboner i forhold til vann. I tillegg blir passiv akustiske sensorer benyttet. Det finnes også en rekke andre teknikker som blir brukt, men erfaringsgrunnlaget rundt disse er mer begrenset. For undervannsbruk skiller man stort sett mellom områdesensorer og punktsensorer, og det er anbefalt av man benytter begge for å optimalisere overvåkning. Det er også hjelpelig å ha to forskjellige, uavhengige systemer for å kunne bekrefte eller avkrefte eventuelle alarmer.

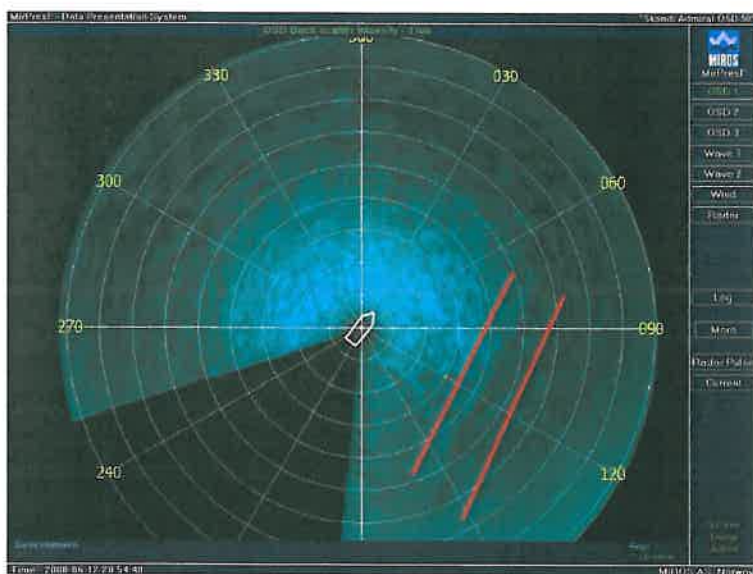
P.t. er det begrenset erfaring med bruk av fjernmålingssystemer på petroleumsinstallasjonene i Norge. Samtidig er Norge blant de fremste landene i verden innen for denne typen teknologi. Utfordringen fremover blir å implementere bruk av systemene på installasjoner og utvikle mer pålitelig teknologi.

5.2 Monitorering av utslipp

Etter et utslipp er det viktig at man kan bl.a. kvantifisere, lokalisere og evaluere utslippet og dets egenskaper. Spesielt ettersom oljefilmtykkelse vil variere vil det være behjelpelig for oljevernoperasjonen å ha tilgang til informasjon som kan fortelle noe om tykkelse og muligheter for opptak. Kvantifisering er viktig for å kunne dimensjonere beredskapsstyrken og forventet drivbane vil fortelle noe om hvor innsats bør prioriteres. Visuell vurdering fra innretning, skip, helikopter vil være viktig, men er begrenset av bl.a. bølger, sikt, lys og rekkevidde. Det finnes en rekke teknologier som kan være gunstige for å kunne monitorere et utslipp.

5.2.1 Radar

Radarer vil kunne tilpasses for å detektere olje på overflaten. Det krever modifisering og tuning for å bruke konvensjonelle radarer til dette formålet. Fordelen med radarteknologi er at det kan identifisere og lokalisere hydrokarboner, og det vil kunne dekke større områder. Dekningsområde er avhengig av radarens posisjonering og eksterne forhold. Teknologien vil fange opp oljens dempende effekt på havoverflaten og det er derfor nødvendig med små bølger for at radaren skal kunne være effektiv. Større bølger vil gjøre at oljen ikke demper overflaten og radaren vil da ikke kunne detektere oljen. Flekkede oljeutslipp vil også være en utfordring og oljedeteksjon med radar vil kunne bli påvirket av strømmer på overflaten skapt av for eksempel strømbelster.



Figur 5-1 Skjerm bilde fra en oljeradar som viser olje flak mellom de to røde linjene.
(Bilde: <http://www.oljevernportalen.no/NOFO/index.htm>).



5.2.2 IR kamera

NOFOs båter er utstyrt med IR-kamera for deteksjon og monitorering under lysforhold som gjør vanlig visuell deteksjon vanskelig. Aptomar har utviklet løsninger som knytter kameraer og IR opp mot radarteknologi og ved hjelp av kommunikasjonsløsninger har systemet mulighet til å overføre betydelig mengde informasjon mellom flere aktører. Deres løsning vil kunne være svært hjelpelig under aksjoner i vanskelige områder og under ufordelaktige forhold.

5.2.3 Satellitt

KSAT har som regel mulighet til å hente en rekke flere satellittbilder enn de som er tilgjengelige gjennom NOFOs standardavtale. I tillegg til å bidra under aksjonen vil satellittbilder være svært hjelpelige i etterkant. Kvantifisering av utslippet og god dokumentasjon av oljens bevegelser kan forbedre fremtidige tiltak og operasjonsprosedyrer, samt oljedriftsmodellering.

5.2.4 Aerostat

NOFO har i den senere tid utviklet et nytt aerostatsystem (heliumfylt ballong fortøyd i fartøy, innretning e.l.) i samarbeid med Maritime Robotics AS i Trondheim. Formålet rundt prosjektet var å utvikle en maritim, robust og enkel aerostat for bruk om bord på et vidt spekter av fartøystyper. Den er utstyrt med sensorpakker og kommunikasjonsløsninger som kan levere løpende data til flere fartøy samtidig. I tillegg til å bruke konvensjonelle kameraer for å få et kontinuerlig overblikk vil også IR-kamera være hjelpelig for monitorering i mørket. Under utviklingen ble det fokusert på at systemet skulle være enkelt å transportere og i dag vil det kunne sendes ut dersom det skulle være hjelpelig. I fremtiden vil det også være mulig å plassere dette på flere av NOFOs fartøyer. Det vil også bli etablerte et vedlikeholds- og treningsopplegg for drift av mindre aerostatsystemer.



Figur 5-2 Testing av aerostat (kilde: NOFO)

5.2.5 Eksisterende luftbårne fjernovervåkningssystemer

Tabell 5-1 gir en oversikt over de mest vanlige luftbårne fjernovervåkingssystemene i bruk i dag. Både Norge, Sverige, Danmark og Island har egne overvåkingsfly som har en del av dette utstyret om bord. Utstyret kan også brukes fra helikopter, aerostater eller satellitter.

Tabell 5-1 Oversikt over de viktigste luftbårne fjernovervåkingssystemene brukt for deteksjon av olje.

Enhet	Forkortet	Kommentarer
Side Looking Airborne Radar	SLAR	Deteksjon av olje ved demping av mikrobølger.
Synthetic Aperture Radar	SAR	Hovedsakelig brukt til søk og redning, men kan bli brukt å detektere oljeforurensning.
Infrared Scanner	IR	Detekterer oljetykkelse (over 10 µm) og område. Basert på temperaturforskjeller mellom olje og sjøvannet.
Forward Looking Infrared camera	FLIR	Samme prinsipp som IR. Brukes ofte i helikopter eller fly til å guide mekanisk oppsamling eller dispergeringspåføring til de tykkeste delene av et oljeflak.
Ultraviolet Scanner	UV	Detekterer oljetykkelse og område. Kan ikke brukes i mørke, dårlig sikt eller gjennom skyer.



5.3 Miljøovervåkning

I dag tar man regelmessig prøver for å dokumentere oljeindustriens effekter på miljøet. Mens dette stort sett blir foretatt manuelt ser vi at det stadig blir tatt i bruk mer avansert teknologi. Mest interessant er kanskje et større samarbeid som er igangsatt mellom Statoil, Kongsberg Maritime, Kongsberg Oil&Gas Technologies, IBM og DNV, hvor man vil utvikle metoder for sanntidsovervåkning av miljø- og mulige effekter. Det er sannsynlig at dette også vil være et verdifullt verktøy ved lekkasjedeteksjon.



6 OLJEVERNAKSJON

Miljøkonsekvenser av akutte oljeutslipp vil særlig avhenge av værforhold, oljetype, årstid, utslippsmengde og spredning i tid og rom i forhold til forekomst av biologiske ressurser som er sårbare for olje. Omfanget av konsekvenser vil også være påvirket av utslippskilden, mulighetene for å begrense ytterligere utslipp, samt tilgjengelige beredskapsressurser – både personell og materiell, herunder effektiviteten av beredskapsressursene.

Norske kystfarvann har store variasjoner i meteorologi, topografi og infrastruktur, som kan gjøre oljevernaksjoner utfordrende. Sjøtilstanden er preget av lokale tidevannsstrømmer og vindforhold som kan være krevende. Strandsonen har ofte begrenset tilgjengelighet både fra sjø og land. Valg av aksjonsstrategi vil derfor kunne variere fra et geografisk område til annet, og fra aksjon til aksjon. Det primære hensynet skal uansett være personsikkerhet og HMS. Deretter vil man søke å beskytte miljøfølsomme områder og miljøressurser, samt redusere skadeomfang på evt. forurensede ressurser, mens økonomisk erstattelige ressurser vil bli prioritert lavere.

Ved et uhellsutslipp er primærstrategien å samle opp oljen så nærme utslippspunktet som mulig og beskytte strandsonen slik at oljen ikke når inn til land. Målsetningene med denne strategien vil være:

- Å hindre at olje kommer i kontakt med miljøressurser eller sensitive områder i strandsonen
- Å minimalisere effekten av oljen som kommer i kontakt med strandsubstratet eller sensitive områder i strandsonen
- Å utnytte tilgjengelige ressurser på en sikker, rasjonell og effektiv måte
- Å minimalisere generering og håndtering av avfall.
- Å unngå skade på miljøet som følge av beredskapstiltak

En beskyttelsesstrategi må baseres på kunnskap om;

- Lokalisering av oljen og mulig spredning
- Ressurser eller strandområder som kan eksponeres for oljen
- Vurdering av tid og ressurser; behov og begrensninger

6.1 Beskyttelse av strandsonen

Tiltak som kan benyttes for å beskytte strandsonen inkluderer;

Kystnær oppsamling av olje på sjø før stranding

Taktisk oppsamling av begrensede oljeflak/klumper. Bruk av godkjente fartøy/båt(er) egnet for grunt farvann med gode manøvreringsegenskaper, utstyrt med lenser tilpasset forholdene i sjøen og skimmer egnet for aktuell olje/emulsjon. Begrensning for tiltaket vil være værforholdene, sjøtilstanden og strøm/tidevann. Høyhastighetslenser har vist seg å fungere godt i kystnære farvann.

Tiltak i den akutte strandingsfasen (akuttfase strand)

Erfaringer fra statlige aksjoner har medført et klarere fokus på og skille mellom akuttfasen i strandsonen og den mindre tidskritiske strandrensefasen. Det er i den akutte fasen, idet oljesøl når



land og flyter i strandsonen, skadebegrensende tiltak vil kunne være mest effektive. Det er i denne fasen man kan forhindre videre spredning, nedtrengning i strandsubstrater osv. Samtidig er graden av forvitring av oljen mindre noe som gjør fjerning mer effektiv. En effektiv bekjempelse i en tidlig strandingsfase vil redusere omfanget av en senere strandrenseaksjon. I akutfase strand vil bekjempelse ofte skje som en kombinasjon av ett eller flere av følgende tiltak:

- Opptak av flytende olje ved land: Det initielle strandpåslag av olje skjer ofte relativt konsentrert i enkelte vikene og bukter hvor oljen i en begrenset periode kan være tilgjengelig for opptak fra land eller sjø. Fra land kan dette skje ved bruk av for eksempel pumper og slamsugere, og fra sjø med fartøy som ikke stikker for dypt i sjøen utstyrt med oljeopptakere eller pumper/slamsuger.
- Ledelenser: Endrer på spredningsretningen av oljen fra strandsonen eller mot dedikert del av strandsonen (for opptak av oljen) ved bruk av lensemateriell eller andre barrierer. Benyttes i scenarier hvor lenser ikke kan benyttes til utestengning av olje på grunn av strømhastighet, brytende bølger eller begrenset tilgang på ressurser. Ulike konfigurasjoner mulig med ulike typer og antall lenseenheter.
- Sperretiltak med lenser, diker eller strandvoller: Hindrer oljeåker å komme til spesifikke lokaliteter ved bruk av lenser, diker, strandvoller eller andre barrierer. Benyttes spesielt for avsperring av begrensede sund eller vikene med for eksempel våtmarksområder, eller strandvoller for å hindre/begrense at olje kommer i kontakten med strandsonen.
- Kontaktbarrierer: Hindrer kontakt mellom oljen og strandområde eller miljøressurs, ved å etablere vannbarriere, fysisk barriere eller tildekning av strandsonen. Flømming ved lavt trykk kan hindre kontakt og transportere oljen vekk fra strandsonen. Fysisk eller tekstil barriere (plastikk, geotekstil, absorbent) kan benyttes for å hindre kontakt med strandsubstratet. Effektivitet bestemmes av barrierens egenskaper, vinkel på strøm og bølger (eksponering).

6.2 Betydningen av oljetype

Ulike oljetyper har ulike egenskaper når de slipper ut på sjøen, eller treffer land. Oljenes egenskaper varierer både mellom forskjellige råoljetyper og mellom råolje, kondensat og raffinerte produkter som bunkersoljer. I Norge har SINTEF gjennomført forvittringsstudier for de fleste oljer i produksjon i norsk økonomisk sone slik at egenskaper og forventet utvikling på sjøen etter et utslipp er godt dokumentert. Ulike oljeegenskaper som viskositet, voksinnhold og vannmetning har også konsekvenser for hva slags oljevernmateriell som er egnet, bl.a. valg av oljeopptaker. Utslipp av en lettere oljetype vil generelt ha en kortere levetid på sjøoverflaten, og dermed berøre et mindre sjøareal enn ved en tyngre oljetype. Fra skipstrafikken vil utslipp av bunkersolje kunne utgjøre et stort miljøproblem da dette er en tung oljetype som vanskelig løser seg opp naturlig og dessuten tar opp store mengder vann. Kunnskap om oljens egenskaper er derfor meget viktig for valg av den mest effektive strategi for oljevernaksjoner.



6.3 Beredskapens effektivitet

Effektiviteten av beredskapstiltak vil variere og være sterkt knyttet til sted, årstid og værforhold. Det vil i stor grad være værforholdene som setter de ytre, naturgitte grensene for beredskapens effektivitet. Dersom det er gode værforhold i det aktuelle området, og aksjonen er godt organisert, ledet og utrustet, kan oljevernet samle opp betydelige mengder olje. Ved dårlig vær over en lang tidsperiode, og der oljevernet mer eller mindre blir satt ut av spill, vil oljetype, oljens egenskaper, strøm-/ vindforhold og avstand fra utslippspunktet til land spille en vesentlig rolle for om/hvor mye olje som strander. Under slike forhold vil også naturlig dispergering ha en større effekt, noe som kan redusere miljøkonsekvensene av utslippet.

Med basis i erfaring fra kyst- og strandaksjoner estimerer Kystverket en effektivitet av mekanisk bekjempelse på typisk 10-20 % for utslipp fra skipsuhell. Det refereres da til skipsutslipp som foregår svært nært land slik at mulighet for oppsamling på sjøen er meget begrenset.

Effektiviteten vil være avhengig av en lang rekke faktorer innenfor området, oljens egenskaper og forvitring og klimatiske forhold.

Strandrenseaksjoner i Norge de senere år har vist at kun en begrenset mengde olje samles opp gjennom strandrenseaksjonen og at dette foregår over lengre tid med generering av store mengder oljeforurensset avfall. Kunnskap omkring skjebne og oppførsel av ulike oljetyper har vist at aksjoner med forvitrede råoljer vil kunne gjennomføres med betydelig høyere effektivitet enn de erfaringer vi har med bunkeroljer. Samtidig må det understrekes at ethvert uhellsutslipp er unikt og bestemt av en lang rekke faktorer. I tillegg vil mer effektiv overvåkning, økt kunnskap og erfaring samt forbedringer av tiltak og strategier kunne bidra til å øke effektiviteten av aksjoner i Barriere 3 og 4. For å kunne øke effektiviteten best mulig er det viktig at alle involverte parter med ansvar for beredskap i området kommuniserer og samarbeider godt om et felles mål.

7 BEREDSKAPSUTFORDRINGER

Dette kapitlet beskriver utfordringer som kan vanskeliggjøre oljevernaksjoner i Barentshavet. Det er beskrevet både generelle og mer spesifikke utfordringer.

7.1 Lave temperaturer og fare for ising

Ising har lenge vært kjent og fryktet blant sjøfarende i nordlige farvann. Når det gjelder ising skiller man mellom to hovedkategorier: atmosfærisk ising og sjøsprøyt ising. Atmosfærisk ising er forårsaket av underkjølt regn, snø, tåke eller frostrøyk. Ising på grunn av kollisjonsgenerert eller vindgenerert sjøsprøyt regnes som den mest alvorlige når det gjelder is-laster på marine konstruksjoner og fartøyer. En kombinasjon av sjøsprøyt ising og snø kan forårsake store is-laster.

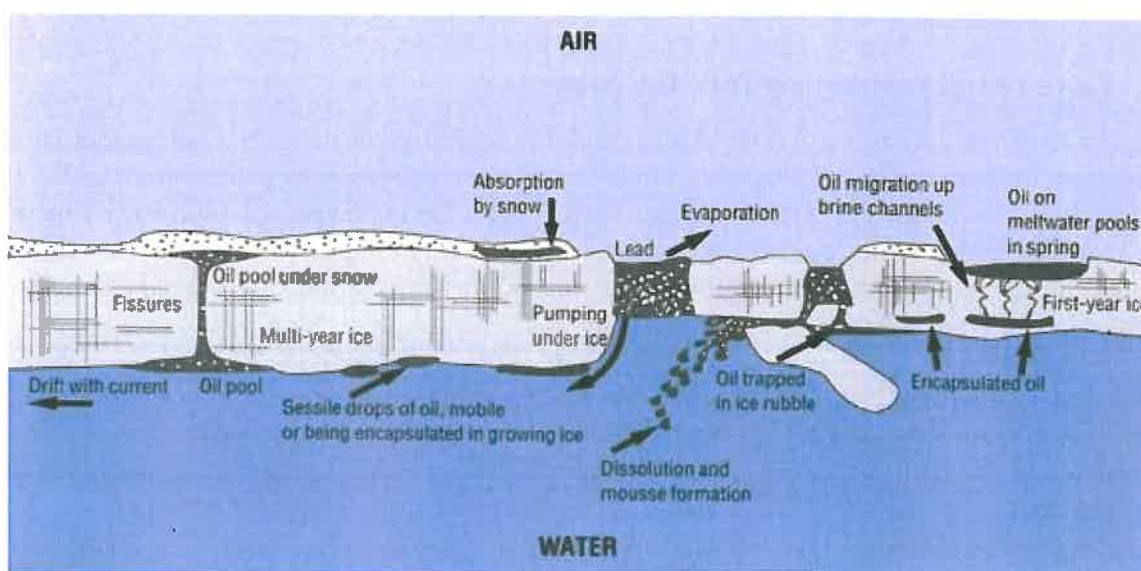
De viktigste meteorologiske parameterne som påvirker sjøsprøyt ising er vind og lufttemperatur. Generelt kan man si at isingen øker med synkende temperatur, men dette gjelder bare til at all sjøsprøyten er frosset til is. Det er ikke nødvendigvis høye vindhastigheter kombinert med lave temperaturer som gir den alvorligste isingen. Hvis store mengder sjøsprøyt treffer en konstruksjon skal det svært lave temperaturer til for at all sjøsprøyten fryser til is. Dette betyr at ved en gitt temperatur så kan lave vindhastigheter gi mer ising enn høye hastigheter. Varigheten av en isingshendelse er en viktig parameter når det gjelder den totale islasten. Lav intensitet over en lang periode gir samme islast som høy intensitet med kort varighet. Ved lav intensitet har man derimot bedre tid og større mulighet til å sette inn tiltak enn ved høy intensitet. Isingen avhenger også mye av høyden over vannlinjen.

Når det gjelder oljevernutstyr kan også lave temperaturer og ising være en betydelig utfordring. Lenser kan få betydelige islaster ved lave temperaturer og sjøsprøyt. Dette kan påvirke oppdrift og generell funksjon til linsen. En oljeopptaker (skimmer) som ligger i sjøen og er under kontinuerlig operasjon kan fungere bra selv i lave lufttemperaturer. Skulle man få en stopp i opptaket vil den delen som ligger under vann fortsatt ikke fryse, men de delene som ligger over vannet og tilhørende opptaksslange vil være svært utsatt for frysing ved lave temperaturer. Foruten olje/emulsjon vil ofte slangen inneholde en del fritt sjøvann som kan fryse. Oljeopptakere hvor hoveddelen er over vann, for eksempel såkalte "Rope Mop" skimmere, vil være ekstra utsatte for ising. Det er beskrevet en del tiltak for utstyr for mekanisk oppsamling i forhold til å bedre virkningsgraden ved lave temperaturer og hindre ising, men det vil fortsatt være store utfordringer ved operasjon av denne type utstyr ved lave temperaturer og sterk vind.

7.2 Oljens skjebne og oppførsel i is

Isfylte farvann og arktiske forhold gir andre utfordringer for oljevernberedskapen sammenlignet med åpent vann og mer tempererte farvann (Figur 7-1), som mer fjerntliggende områder langt fra eksisterende infrastruktur, lave temperaturer, mørke i vinterhalvåret og tilstedeværelse av is.

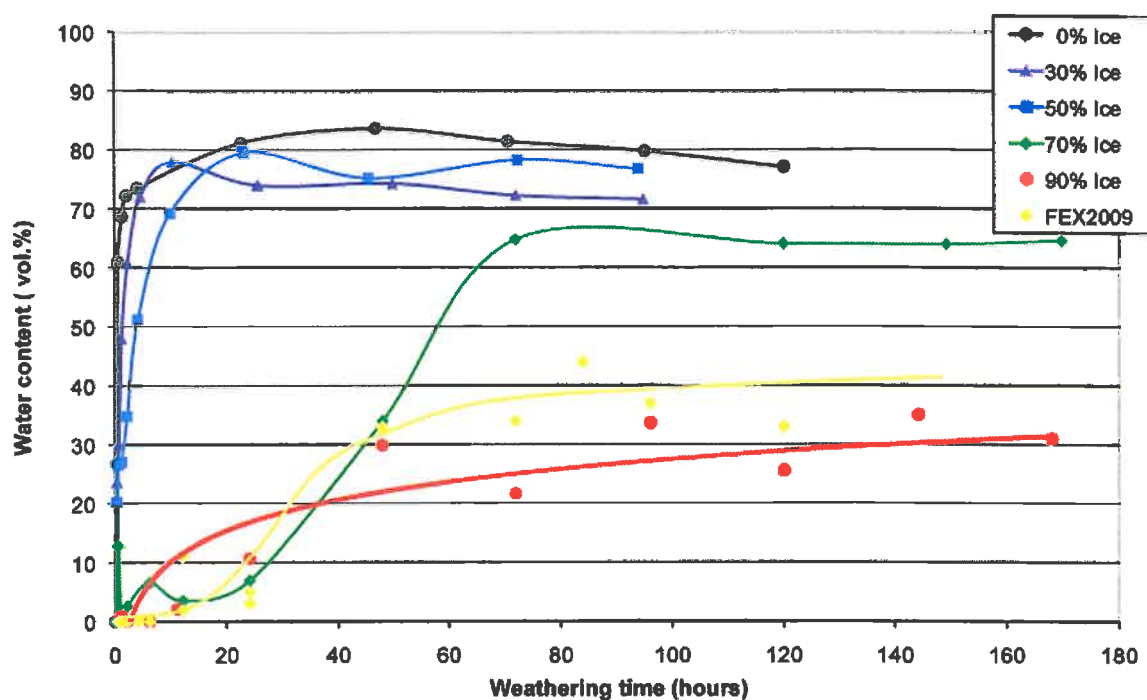
Samtidig har vi erfaring fra at is kan gi noen fordeler når det gjelder oljevernberedskapsoperasjoner. Den demper bølgeaktiviteten og bidrar til at forvittringsprosessene (fordampning, emulsjonsdannelse etc.) går langsommere, hindrer spredning av oljen over store områder og gjør at tidsvinduet for tiltak økes. I en del tilfeller kan det hevdes at oljevernberedskap i isfylte farvann kan være enklere enn i åpent vann, men i de fleste tilfeller er det nok betydelig mer utfordrende å drive oljevernberedskap i arktiske og isfylte farvann.



Figur 7-1 Illustrasjon av olje i is prosesser.

Fire forskjellige råoljetyper ble valgt ut til testing i laboratoriet, bassenger og i felt i forbindelse med JIP'en beskrevet tidligere i denne rapporten. De utvalgte oljene representerte forskjellige grupper av oljetyper (asfaltenske, naftenske, voksrike og parafinske) og ble valgt ut fra at de representerer en stor variasjon av oljetyper. Resultatene fra disse studiene ga et datasett som blant annet ble brukt til å kalibrere forvittringsmodeller for simulering av oljers skjebne og oppførsel (forvitring) i Arktiske og isfylte farvann.

Figur 7-2 viser et eksempel på vannopptak målt under testing med forskjellige iskonsentrasjoner i basseng sammenlignet med målinger under feltforsøk i 2009 (med relativt høy isdekningsgrad) og forventet vannopptak for samme olje i åpent farvann (0 % Ice). Resultatene viser at vannopptaket avtar med økende isdekningsgrad samtidig som også vannopptakshastigheten avtar med økende iskonsentrasjoner.



Figur 7-2 Eksempel på vannopptak for en naftensk råolje under forskjellige isforhold i basseng sammenlignet med data fra feltforsøk i 2009 (FEX2009). (Sørstrøm et al., 2010).

Oljers oppførsel og skjebne, som vi ofte betegner som forvitningsprosesser, i arktiske og isfylte farvann kan oppsummeres som:

- Tilstedeværelse av is og lave temperaturer kan i betydelig grad redusere spredning og forvitring til en olje ved et eventuelt utslipp. Dette kan bidra til et lengre tidsvindu for tiltak, men rask respons vil fortsatt være viktig.
- Biodegradering, som er nedbrytning av hydrokarboner ved bakteriell aktivitet, foregår i alle marine miljøer. Biodegradering går raskere dersom oljen er dispergert i vannsøylen som små oljedråper. Nyere studier viser at biodegradering foregår også ved lave temperaturer som i Arktis.
- Olje som kan bli innkapslet i isen under fryseperioder vil typisk under tineprosessen returnere til overflaten gjennom prosesser kalt ablasjon eller migrasjon. Oljen vil da ha en forvitningsgrad som under innfrysing (det foregår ikke noe forvitring når oljen er innkapslet) og de samme tiltakene kan være aktuelle som før innfrysing.
- Forvitningsdata fra forskjellige prosjekter har blitt implementert i forvitningsmodeller som kan bli brukt til å predikere oppførselen til forskjellige oljetyper i planlegging av forskjellige responsstrategier.



7.3 Geografiske utfordringer

Områdene som iht. oljedriftsmodellen kan bli berørt av landpåslog er østre del av Varangerhalvøya og østover til utløpet av Murmansk-fjorden i Russland. Det er flere forhold som i større og mindre grad kan forventes å gi operasjonelle utfordringer i dette området. De antatt største utfordringene for beredskapen i barriere 3 og 4 er beskrevet nedenfor:

- **Krevende farvann for kystoperasjoner**

Kyststrekningen fra Båtsfjord, rundt Makkaur fyr til Vardø samt Varangerfjorden er svært værhardog været kan endre seg svært raskt. Kysten er for en stor del forreven og eksponert og det er langt mellom trygge havner. Disse forholdene vil sette store krav til operasjoner i barriere 3.. Det vil for disse områdene være aktuelt å supplere barriere 3 med bruk av havgående systemer.

- **Tøft klima og krevende strandforhold for strandrensing**

Den aktuelle kyststrekningen er generelt gold og ugjestmild, og klimaet vil ofte være svært tøft, spesielt vinterstid. Betydelige deler av strandsonen er bratt og vanskelig tilgjengelig, og er normalt eksponert mot grov sjø. Tidevannsforskjellene i Øst-Finnmark er blant de største i Norge med ca 3,6 meter. Mange fjordbunner fryser til om vinteren. Man må forvente at en strandrenseaksjon i disse områdene i betydelig grad vil måtte tilpasses "vær og føre", og at hensynet til personellsikkerhet i praksis vil gjøre betydelige deler av strandlinjen utilgjengelig for aktive rensetiltak i lengre perioder.

- **Grenseoverskridende operasjoner**

En offshore utslippshendelse med påfølgende spredning til russisk kyst- og strandsone vil medføre et behov for koordinering på nasjonalt nivå. Den norske og russiske stat har gjensidige bistandsavtaler myntet på situasjoner med akutt forurensing, og har også et godt samarbeid om beredskap, bl.a. gjennom årlige samøvelser. Forutsatt god koordinering i tråd med det gjeldende avtaleverket trenger ikke et grenseoverskridende utslipp formelt sett å innebære vesentlige hindringer for aksjonen. Gitt en slik situasjon vil Statens rolle i aksjonen måtte vurderes nøye, herunder mulighet for hel eller delvis statlig overtakelse av aksjonsledelsen iht forurensingslovens § 46.

Det må understrekes at krevende farvann og værforhold er vanlig for store deler av norskekysten, og at forholdene i det aktuelle området i oljevernssammenheng har mange likheter bl.a. med kysten lenger vest i Finnmark. Videre må det understrekes at mengdene som skal håndteres av beredskapen ligger klart innenfor de kapasitetene som er forutsatt benyttet i kyst- og strandsonen, hensyntatt korreksjoner for lokale vind, bølgeforhold etc. Sammenlignet med andre deler av Finnmark har strandsonen i området stedvis svært god tilgjengelighet fra vei, bl.a. langs hele østre del av Varanger-halvøya og Varangerfjorden. Dette er positivt mht. tilgjengelighet, mobilitet og logistikk.

7.4 Ressurser, logistikk og infrastruktur

En oljevernaksjon er i stor grad også en logistikkoperasjon hvor mye handler om å trekke sammen betydelige ressurser på kort tid og etablere effektive forsyningsløsninger ut i innsatsområdene. Til dette må det etableres et betydelig logistikkapparat som i seg selv er en krevende oppgave.

Nærmeste NOFO-depot er i Hammerfest med betydelige ressurser for kyst- og strandaksjoner. NOFO har også gjennom sentrale avtaler etablert tilgang til relativt store personellressurser for innsats over hele landet. Staten ved Kystverket har hoveddepot i Vadsø og mellomdepot i Båtsfjord. IUA Øst-Finnmark dekker kommunene Berlevåg, Båtsfjord, Nesseby, Sør-Varanger, Tana, Vadsø og Vardø.

Infrastrukturen i området anses tilstrekkelig mht. tilførsel av oljevernmateriell og innsatsressurser utenfra. Basert på de scenarioene som er vurdert her, anses utfordringer knyttet til ressurser, logistikk og infrastruktur å være innenfor det som erfaringsmessig er mulig å få til.

7.4.1 Avfall

Ved større oljevernaksjoner genereres betydelige mengder avfall som må håndteres. Avfallet vil hovedsakelig havne i kategorien Farlig avfall noe som setter spesielle krav til innsamling, mottak, mellomlagring, behandling og annen disponering av avfallet. Dette skaper behov for godt tilrettelagte logistikk-løsninger som bidrar til å sikre at håndteringen av avfallet foregår på en sikker og effektiv måte og i tråd med gjeldende bestemmelser.

I strandrensefasen under en oljevernaksjon vil avfallet som skal håndteres bestå av en blanding av oljeemulsjon med høy viskositet og vanninnhold, oljeforurensset avfall med varierende innhold av organisk materiale (tang, gress, bark, trevirke) og annet fast materiale med varierende grad av oljeforurensing (sand, grus, steiner, plast, tauverk). Oljevernmateriell som er forurensset med olje og skal renses eller avhendes inngår også i dette avfallet. Oljen vil kunne være sterkt forvitret med meget høy viskositet, 20 000 – 100 000 cP, noe av oljen vil kunne være mer eller mindre stivnet. Det vil i liten grad være frittflytende oljeemulsjon tilgjengelig, stort sett vil denne kun være som olje som er skilt fra annet materiale gjennom avsiling/avrenning.

Basert på erfaringstall fra Kystverkets aksjoner tilsier et estimat et forhold på 1 til 4 mellom strandet oljeemulsjon og generert avfallsmengde i strandrenseaksjonen. Overført på vinterscenariet i kapittel 8.2 tilsier dette en samlet mengde oljeforurensset avfall på 304 tonn genereres fra barriere 4 (76 tonn oljeemulsjon x 4). Dette representerer en mengde som erfaringsmessig er håndterbar med eksisterende tilgang på ressurser.

For å redusere avfallsmengder er det avgjørende å holde ulike avfallsfraksjoner separert, og ikke blande rent avfall med oljeforurensset avfall. Ulike fraksjoner lagres i forskjellige lagringsmedium avhengig av forurensingsgrad. Dette kan være alt fra søppelsekker til mer solide "big bags", større plastkasser, containere osv. Innledningsvis lagres avfallet midlertidig i innsatsområdet på etablerte oppsamlingsplasser (fremskutte depot) for deretter å bli transportert til videre behandling og sluttdisponering. Transporten utføres normalt av avfallsselskap med nødvendig kompetanse/godkjenning til å utføre dette.



7.5 Erfaringer fra oljevernaksjoner

Ved å se på erfaringer fra oljevernaksjoner med lignende forhold vil det være mulig å si litt om hvilke utfordringer som kan ventes i Barentshavet. Selv om ingen av aksjonene beskrevet under er direkte sammenlignbare med scenarioene presentert i denne analysen kan likevel erfaringene si litt om noen av utfordringene man vil møte dersom man skulle ha et utslipp i Barentshavet.

- Godafoss-ulykken demonstrerte hvilke utfordringer man møter ved oljeopprydning i is og ved lave temperaturer. Bl.a. viste det seg at en del konvensjonelt utstyr var lite egnet. Ved at man også fikk assistanse fra svensk side fikk man også sett hvordan deres utstyr virket i forhold til det norske. Utfordringer var spesielt knyttet til lave temperaturer og fastfrosset utstyr, i tillegg til at is og emulsjon tettet skimmerne. Ved at flere aktører deltok med ulikt utstyr under aksjonen fikk man erfaring som kan være svært verdifull ved utslipp i områder med lignende forhold.
- Server-forliset ved Fedje i 2007 viste hvor krevende oljeopprydningsaksjoner kan være under ugunstige værforhold. Det var mulig å samle opp ca. 5 % av oljen på sjøen, men mesteparten ble spredt over et relativt stort område.
- Utslipppet ved Draugen i 2006 ble estimert til å være mindre enn 100 m³ og dette var første gang dispergeringsmiddel ble brukt under en reell hendelse i Norge. Både SAR-helikopter og overvåkningsfly brukte FLIR-kamera til å lokalisere områder hvor konsentrasjonen av hydrokarboner på vannet var størst og deretter ble kjemikalier påført fra beredskapsfartøyet. Dette er også første gang dispergeringsmidler har blitt påført i mørke.
- I etterkant av Rocknes-ulykken i 2004 har både IUA Bergen Region og Kystverket publisert rapporter hvor de pekte på de største utfordringene rundt aksjonen. Dette var en svært kostbar opprydning som involverte mange aktører og koordinering av mange ressurser. Kystverket kommenterte utfordringer rundt følgende forhold etter aksjonen:
 - o Organisering
 - o Rådgivning ovenfor IUA
 - o Ressurser til strandaksjonen
 - o Helse, miljø og sikkerhet
 - o Miljø- og måloppnåelse
 - o Kostnadskontroll
 - o Bemanning
 - o Forhold til rederier og assurandører
 - o Avfallshåndtering
 - o Materiell og logistikk
 - o Kostnader og effekt på annen virksomhet

IUA Bergen Region utga en rapport som dekket utfordringer de møtte under aksjonen. Gjennom flere prosesser avdekket de utfordringene og foreslo deretter anbefalinger og tiltak som kan bedre fremtidige oljevernaksjoner. Dette inkluderte bl.a.:



-
- Varslingsrutiner, tilstrekkelige telefonlister og uklart planverk
 - Kommunikasjon; dekning, kapasitet og generell bruk av mobiltelefon
 - Tilgang til nødvendig utstyr og personlig utstyr
 - Valg av underleverandører og avtalene med disse
 - Vurdering av ulike virkestoffer
 - HMS – samordningsprinsippet og krav
 - Tilgang på kompetent personell
 - Begrensning av oljesøl i akuttfasen (prioriteringer, strategi og informasjon)
 - Rekognosering: kartlegging av forurensningen
 - Egnede fartøy
 - Opportunister
 - Avslutning av aksjonen
 - Drifting av strandaksjonen – administrativt apparat.

8 PÅGÅENDE TEKNOLOGIUTVIKLING

Dette kapittelet beskriver teknologi som vil bli tatt i bruk i løpet av de nærmeste årene. Teknikkene er gjerne testet allerede og bestilt av brukere. Flere vil være operasjonelle i løpet av de nærmeste månedene.

På vegne av operatørselskapene på norsk sokkel har NOFO i samarbeid med Kystverket siden 2009 gjennomført et flerårig teknologiutviklingsprogram for oljevern teknologi - "Oljevern 2010". Av spesiell relevans for kyst- og strandberedskap har programmet omfattet følgende prosjekter:

- Kompakt aerostat-system for fjernmåling av olje
- Dronekonsept (UAS) for kystnær fjernmåling
- Mobil HF-radar for sanntids måling av overflatestrøm
- Stor arbeidsflåte (Fox barge), lagret som 40' container
- Høykapasitets påføring av granulat på strand
- Foxtail MINI, bærbar mop-skimmer
- "Messor" - Utstyrspakke til Vacuna for rensing av oljeforurensset strand
- "AMV Oil Spill Fighter" Arkimedesskrue-farkost for strandsonen
- "MOSE" Utstyrsenhet for strandrensing
- "BV-Spray", utstyr for påføring av dispergeringsmiddel

Flere av prosjektene har vist gode resultater og er under implementering.

8.1 Videreutvikling av konvensjonelt oljevernutstyr

En av de få positive konsekvensene etter Macondo-ulykken i 2010 var at miljøer opptatt av å utvikle oljevernutstyr fikk en møtearena og mulighet til å demonstrere sitt utstyr. Selv om det var en begrenset mengde olje som ble samlet opp åpnet det også for at aktører med ideer fikk prøvd sine konsepter.

Det har i løpet av de siste årene blitt utviklet nye systemer for mekanisk oppsamling. NOFIs Current Buster system kan leveres for operasjoner med to båter eller som enbåtssystem med bruk av paravanen BoomVane. Teknologien er blitt dokumentert gjennom tester og ved bruk under aksjoner. Current Buster brukes i dag av en rekke av verdens beredskapsorganisasjoner og selskapet videreutvikler stadig sine løsninger.

Innen bransjen jobbes det også med utvikling av neste generasjons oljelenser som forhåpentligvis vil bli i stand til å håndtere oljesøl som er midlertidig slått ned i sjøen av brytende bølger og strøm. Hos NorLense er en prototype under utprøving og de forventer av deres nye Separatorlense vil bidra til å holde på mer olje enn eksisterende lenser.

I følge NOFO finnes det spesielt tre teknologier som skiller seg ut som svært interessante i de nærmeste årene:

- OilShaver blir produsert av Åkrehamn Trålbøteri og er et nytt konsept. Som en del av NOFOs satsing på ny teknologi 2010 har dette blant annet resultert i et nytt type lense- og

opptakersystem som skal kunne operere i inntil 5 knop gjennom vann. Med brytende bølger vil systemet kunne operere i ca. 3 knop. Dette systemet er utstyrt med en pumpe slik at oljen fortløpende samles på tank. Systemet virker lovende og har gode resultater fra forsøkene i testfasilitetene hos Ohmsett, USA.



Figur 8-1 Testing av OilShaver ved Ohmsetts testfasiliteter (kilde: www.oilshaver.no)

- Maritime Development Group i Kristiansand hentet inspirasjonen fra tråling og seismikk når de utviklet sin MOS Sweeper. I likhet med Oil Shaver kan deres system brukes under betydelig høyere fart enn konvensjonelle løsninger og det krever også bare et fartøy. Fiskebensmønsteret som brukes former seg etter bølgene og gjør at olje som skulle havne over den første barrieren vil kunne fanges opp i neste. Det blir bl.a. produsert systemer med bredder på 50, 30 og 15 meter for bruk i henholdsvis offshore-, kyst- og havneforhold.



Figur 8-2 Testing av MOS Sweeper 50 Offshore, (kilde: MD Group)

- I tillegg jobber NOFO med det svenske selskapet ORC AB samt underleverandører for å bruke paravaner til å distribuere dispergeringsmidler. Målet med deres prosjekt er å utvikle, bygge og utprøve et system med 50 meter påføringsbredde som er tilpasset NOFOs havgående oljevern-fartøyer. Foreløpig er det testet mindre versjoner av systemet og i følge NOFO har dette vært en suksess.



Figur 8-3 Testing av distribusjon av dispergeringsmiddel ved hjelp av paravan (kilde: NOFO)

8.2 Cap and Contain

I løpet av de siste årene har olje- og gassindustrien hatt økt fokus på tiltak som kan forbedre evnen til å respondere på hendelser med undervannsbrønner. Fra tidlig i 2013 vil det gjennom medlemskap i den internasjonale oljevernorganisasjonen OSRL (Oil Spill Response Ltd.) være mulig å få tilgang til deres capping- og dispergeringsutstyr. Ved hjelp av deres løsninger vil det kunne være mulig å «stenge inne» utblåsninger. Når dispergeringsmidler også påføres under vann vil middelet ha mulighet til å reagere med hydrokarbonene på vei opp mot overflaten. Systemene vil finnes ved organisasjonens depoter og raskt kunne transporteres via båt og/eller fly.

Systemet er egnet for å håndtere akutte utslipp fra brønner og er bygget for å kunne dekke en rekke forskjellige vær-, sjøforhold og oljetyper. Det skal kunne håndtere brønntrykk opp til 15 kpsi, rater inntil 100 000 fat olje og vandyp ned til 3000 meter. Det arbeides videre med å videreutvikle løsninger som kan kontrollere oljestrømmen dersom brønnen ikke kan stenges inn (containment). Tiltaket kan i utgangspunktet utføres under vann og bør derfor kunne være uavhengig av vær, sikt og isforhold. Ved å gjøre dette tiltaket tilpasset og tilgjengelig vil potensialet for langvarige utblåsninger være vesentlig redusert.

Det er viktig å presisere at selv om effekten av denne teknologien kan være svært betydningsfull under ukontrollerte brønnhendelser, må løsningen suppleres med annet oljeopprydningsutstyr. Blant annet vil teknologien p.t. kun kunne brukes ved subsea-utblåsninger. Det er også andre hendelser som ikke vil være dekket av systemet og det er viktig at aktører kontinuerlig fokuserer på også å utbedre løsninger som kan håndtere disse.

8.3 Nye fjernmålingssystemer testet for arktiske forhold

Ground Penetrating Radar (GPR) er en teknologi som kan brukes på isoverflaten eller opereres fra helikopter. En serie av tester i basseng/tank og i felt har demonstrert at GPR kan detektere olje ned i 1-3 cm tykkelse både under is og som et lag fanget inne i isen (innefrosset) (Dickins *et al.*, 2005). Denne enheten ble også testet under et eksperimentelt feltforsøk på fjordisen i Svea på Svalbard i 2008 (Figur 8-4). Et oljelag på 2 cm ble dekket av et hardpakket snølag på ca. 20 cm

(Bradford *et al.*, 2010). Overflyging med helikopter ble gjort med en høyde på 20 meter. Resultatene bekreftet at GPR kan brukes til å detektere olje i eller under snø fra helikopter og olje i eller under is fra isoverflaten. GPR vil bli videre utviklet.



Figur 8-4 Testing av GPR hengende under et helikopter på fjordisen i Svea i 2008.

Hunder til deteksjon av olje i snø og is ble også uttestet under Olje-i-is JIP'en koordinert av SINTEF (Brandvik and Buvik, 2009). Etter grundig trening i laboratorium og felt ble hundene testet i et feltforsøk i Svea. Hundene var i stand til å finne nedgravd små oljeprøver på flere kilometers avstand og beviste dermed at de kan ha et potensiale til å detektere olje under vanskelige forhold i Arktis.

Deteksjon, monitorering og fjernovervåking av olje er meget viktig for allokering av ressurser under en oljevernaksjon. Prediksjon av oljens drift og spredning er viktig for å kunne tilpasse aksjonsplaner til forventet utvikling. Det finnes ikke noen sensor i dag som vil fungere over et bredt spekter av olje i is scenarioer og værforhold. Feltforsøk og vurdering av muligheter og begrensninger med kjente metoder har vist at beredskapsplaner bør inneholde en fleksibel kombinasjon av sensorer som opererer fra forskjellige plattformer inkludert fly, satellitter, fartøy, helikopter og folk på isen.



9 RESULTATER FRA MODELLERINGER I OSCAR

9.1 Oppsett av beredskapsressurser og strategier

De utvalgte beredskapsressurser og -oppsett som er brukt før modelleringene i denne beredskapsanalysen er i utgangspunktet basert på NOFOs nåværende retningslinjer og ressurser (NOFO, 2012). Det forutsettes i tillegg at dagens praksis med et dedikert standbyfartøy vil være praksis også under leteboringen i dette området. Utover NOFOs nåværende retningslinjer og ressurser så er noen ytterligere forutsetninger brukt som grunnlag i denne analysen:

- **Områdesberedskap ved Goliat.** Det vil finnes en beredskap ved Goliat med ett NOFO-system. Beredskapen vil være operativ når Goliat starter produksjonen i 2014.
- **Standbysystem** med en total responstid på 2 timer forutsettes ved hver lokasjon. Enten ett eller to stk, inkludert slepefartøy. Det vil si at dagens praksis med minimum et dedikert standbyfartøy vil være praksis også under leteboring i dette området.
- **Slepefartøy** forutsettes å ha en responstid som er samme eller mindre enn de NOFO-system som vil mobiliseres ved et utslipp i Barentshavet, hvilket ikke er tilfellet i dag i henhold til NOFOs standardressurser.
- **Tankskip/tømningskapasitet.** For beredskapen i Barentshavet vil det forutsettes at tankskip, eller en annen mulighet for et NOFO-system å kunne tømme tankene, ikke vil være en begrensende faktor. Det vil si at det vil stilles høyere krav på tilgang og responstid for tankskip i Barentshavregionen enn de retningslinjer/ressurser NOFO har per dags dato.

For Barentshavet er to beredskapsscenarioer med to mekaniske systemer i barriere 1 og 2 blitt modellert og analysert. Det første alternativet er bruk av ett standbysystem med en responstid på 2 timer, og det andre alternativet er bruk av to system med en responstid på 2 timer (for lokasjon B-L1 er kun det første alternativet blitt modellert). Dette vil bidra til å illustrere eventuelle forskjeller i mekanisk opptak ved å benytte et lokalt tilgjengelig 2. system sammenlignet med om det innhentes fra en områdeberedskap eller landbasert NOFO-base.

Tabell 9-3 viser de ulike beredskapsoppsettene med hensyn til navn på system, responstider og fordeling i de to barrierene. Et eksempel på benevningene av de ulike modellerte scenarioene i denne beredskapsanalysen er *B-L1 2_2*, hvor dette viser til beredskapsoppsettet med 2 mekaniske systemer i barriere 1 og 2 mekaniske systemer i barriere 2 (*2_2*). benevningen *0_0* vil for eksempel bety 0 systemer i både barriere 1 og 2. I denne analysen vil benevninger som *B-L1 0_0_som* vise til et scenario for lokasjon B-L1 uten beredskapstiltak i sommerperioden (forkortelsene *som* og *vin* refererer til sommer og vinter henholdsvis).

Tabell 9-1 Beredskapsoppsett for lokasjon B-L1.

B-L1 2_2	Barriere	Navn på system	Distanse [km]	Responstid [t]
	1	Standby system	0	2
		Goliat	567	26
	2	Hammerfest 1	588	34
		Hammerfest 2	588	54

Tabell 9-2 Beredskapsoppsett for lokasjon B-L2.

B-L2 2_2	Barriere	Navn på system	Distanse [km]	Responstid (t)
	1	Standby system	0	2
		Goliat	375	19
	2	Hammerfest 1	365	26
		Hammerfest 2	365	46

Tabell 9-3 Beredskapsoppsett, alternativ 2, for lokasjon B-L2.

B-L2 2_2 alt_2	Barrier	Navn på system	Distanse [km]	Responstid [t]
	1	Standby system 1	0	2
		Standby system 2	0	2
	2	Goliat	375	19
		Hammerfest 1	365	26

9.1.1 Teknisk spesifisering av et beredskapssystem

Hvert beredskapssystem som er blitt modellert er teknisk spesifisert gjennom de inngangsdata som er lagt til grunn for modelleringene i OSCAR. Disse vises i Tabell 9-4. I tillegg til disse så er strategien for hvert system avhengig av om systemet opererer i barriere 1 eller barriere 2. Systemer i barriere 1 opererer på *newest oil*, og systemer i barriere 2 opererer med strategien *nearest oil*. Effektiviteten i mørke er satt til 65 %.

Tabell 9-4 Standard data for NOFO opptaks systemer og oljevernutstyr i analysen

Fartøy	
Navn:	NOFO OR Vessel
Tankkapasitet (m ³):	1000
Marsfart (knop):	14
Dypgående (m):	3,5

Lense	
Navn:	NO-1200-R
Sveipevidde (m):	180
Operasjonshastighet (knop):	0,8
Bølgegrens for opptak (m):	3,5
Effektivitet (%):	80

Skimmer	
Navn:	Transrec 150
Skimmerrate (m ³ /time):	170
Viskositetsgrense for tilflyt til skimmer (cP):	1e+006 (det forutsettes tilgang på HiWax Skimmer Head)
Nedre gren for oljefilmtykkelse (mm):	0,1

9.1.2 Ekskluderingssone og tømmetid

I tillegg til spesifiseringen av de ulike systemene ovenfor, så er det i modelleringene brukt en ekskluderingssone på 2000 m rundt utslippspunktet. Dette tilsvarer omtrent to timers drivtid og gjør det sikrere for fartøy og personell å nærme seg oljeutslippet. Tømmetid er satt til fire timer og er den tid det vil ta for et opptaksfartøy å tømme tanken på 1000 m³ over til et tankskip. Dette skjer i modelleringene hver gang et fartøy har tatt opp så mye emulsjon at tanken er blitt full.

9.2 Metodikk for modellering av opptakseffekt i barrierene 1 og 2 (åpent hav)

OSCAR er en 3-dimensjonal oljedrifts- og beredskapsmodell som beregner forvitring av og oljemengde på havoverflaten, på strand og i sedimenter samt konsentrasjoner i vannsøylen. I tillegg har OSCAR også en modul for modellering av ulike beredskapstiltak. De tiltak som det er mulig å modellere er mekanisk opptak med ved bruk av lense og skimmer, samt kjemisk dispergering hvor dispergeringsmiddel enten er påført oljeflaket fra fartøy eller fra luft med helikopter eller fly. Hvert individuelt system i en simulering defineres og konfigureres i OSCAR ved hjelp av en rekke parametere, og hvert individuelt system kan siden modelleres i en valgfri kombinasjon med andre individuelt definerte systemer.

9.2.1 Data produsert i OSCAR

Når en modellering kjøres i OSCAR så genereres det en mengde data, både underveis og etter avsluttet modellering. Når det gjelder presentasjonen av resultatene i en beredskapsanalyse er det særlig oljens massebalanse som er i fokus. Oljens massebalanse viser andelen av totalt utslippet olje som ved angitt tidspunkt befinner seg i ulike definerte kategorier. En definisjon av disse kategorier vises i Tabell 9-5. En massebalansefigur indikerer oljens sammensetning for et predefinert tidspunkt etter utslippsstart. Fra starten av utblåsningen og frem til det "observerte" tidspunktet er oljen eksponert for de naturlige forvittringsprosessene og eventuelt effekten av menneskelig påvirkning i form av oljevern tiltak.

Tabell 9-5 De kategorier som oljens masse fordeler seg på og som presenterer i form av en "massebalanse".

Navn på kategori	Definisjon
Overflate	Andel olje på sjøoverflaten
Dispergert	Andel olje som er dispergert i vannsøylen, enten på grunn av naturlig dispergering eller kjemisk dispergering
Oppløst	Andel olje som er oppløst i vannsøylen
Strandet	Andel olje som strandet (ikke at forveksle med strandet emulsjon)
Iskant	Andel olje som "strandet" ved den arktiske iskanten
Fordampet	Andel olje som fordampet
Nedbrutt	Andel olje som blitt biologisk degradert
Oppsamlet	Andel olje som blitt tatt opp med mekaniske NOFO-systemer
Sedimentert	Andel olje som endt opp i sedimenter på sjøbunnen

X antall dager etter et utslipp så vil en viss mengde olje være fordampet, dispergert (blitt nedblandet) i vannsøylen, endt opp i sedimentene på sjøbunn, blitt biologisk degradert eller flyte på overflaten av sjøen. Hvis oljevernberedskap har hvert involvert så vil det også kvantifiseres hvor mye av av oljen blitt oppsamlet. Dette er den viktigste parameteren ettersom den gir et direkte kvantitativt tall på hvilken effekt de spesifiserte oppsamlingssystemene har hatt.

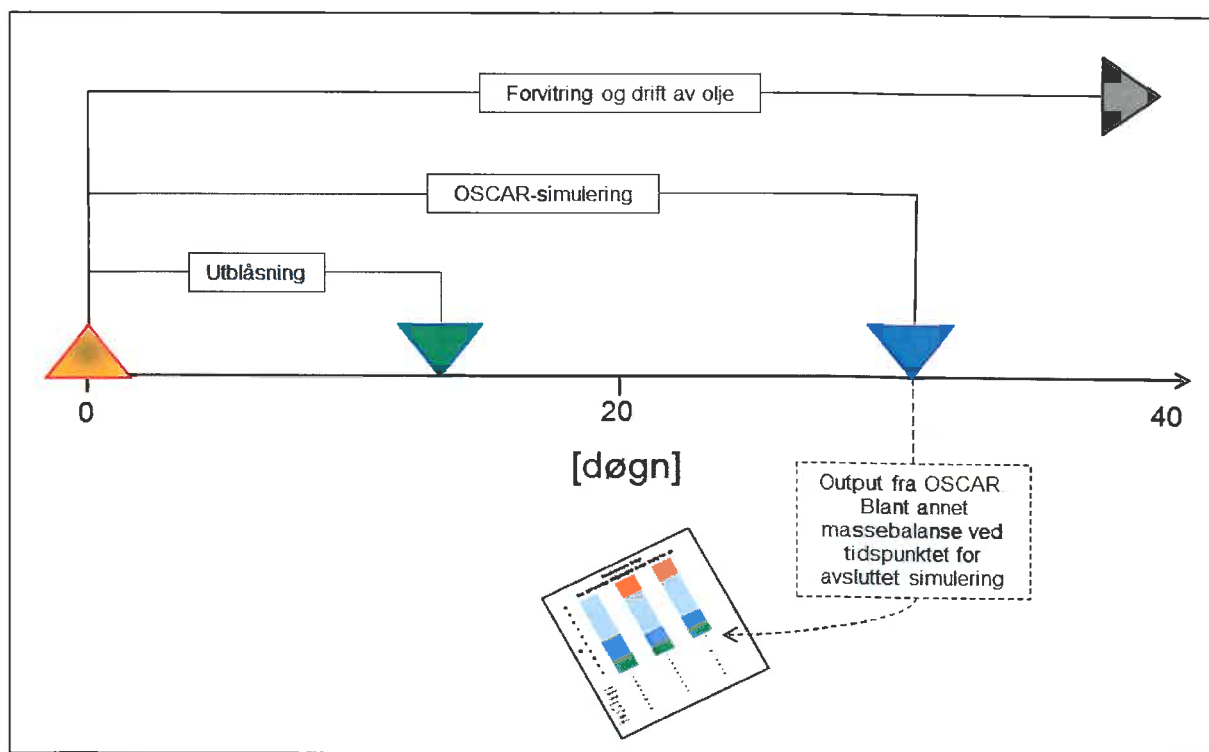
Det viktig å notere at ikke alle kategorier i massebalansen er definitive, det vil si at olje for eksempel kan være i vannsøylen på ett tidspunkt for senere i roligere vær å dukke opp på overflaten. Et eksempel hvor vind og bølger spiller en avgjørende rolle.

Det er også veldig viktig å notere at massebalansen hele tiden viser andelen av utsluppet olje, og ikke emulsjon. Når massebalansen oppgir at 30 % har blitt oppsamlet så referer dette til 30 % av oljen som blitt utsluppet ved gitt tidspunkt. I realiteten betyr dette for eksempel oftest at en masse større enn massen regnet som 30 % av den utslupne råoljen har blitt oppsamlet ettersom oljen normalt vil emulgere og ta opp vann. Dette kan mange ganger gi en total masse som er flere ganger større enn utslippet masse.

Når modelleringer gjennomføres i OSCAR er det mulig å kjøre enten en enkeltsimulering eller stokastiske simuleringer. Ved en enkeltsimulering kjøres et scenario én gang ved et gitt tidspunkt,

hvor vind, strøm og andre miljødata er spesifikke for det tidspunktet - for eksempel en 30 dagers simulering den 1. januar 1999. Stokastiske simuleringer innebærer at et scenario blir kjørt flere ganger over en tidsperiode, hvor utslipps- og beredskapsscenarioet er det samme men miljødataene varierer. Dette genererer statistisk data fra flere simuleringer som dekker ulike forhold. Alle data som presenteres i massebalansene i Kapittel 9.3 og 9.4 er resultatet av stokastiske simuleringer, hvilket innebærer at hvert scenario har blitt modellert ca. 50 ganger i hver sommer-/vinterperiode med ulike startpunkter fordelt mellom årene 1998 – 2005. Alle tallene i massebalansen representerer altså et gjennomsnitt av 50 simuleringer med ulike lys- og værforhold.

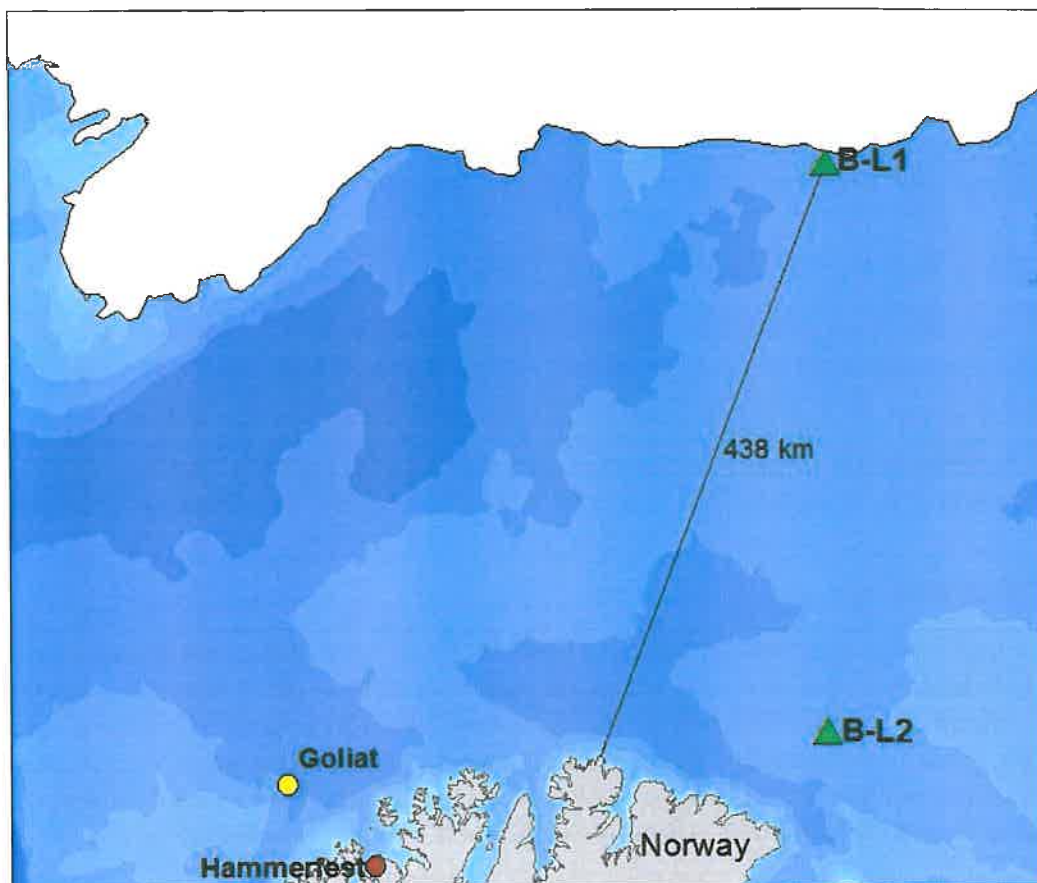
Figur 9-1 viser en konseptuell skisse over en simulering, og hvordan den relaterer i tid til utslippsstart og oljedrift /forvitring.



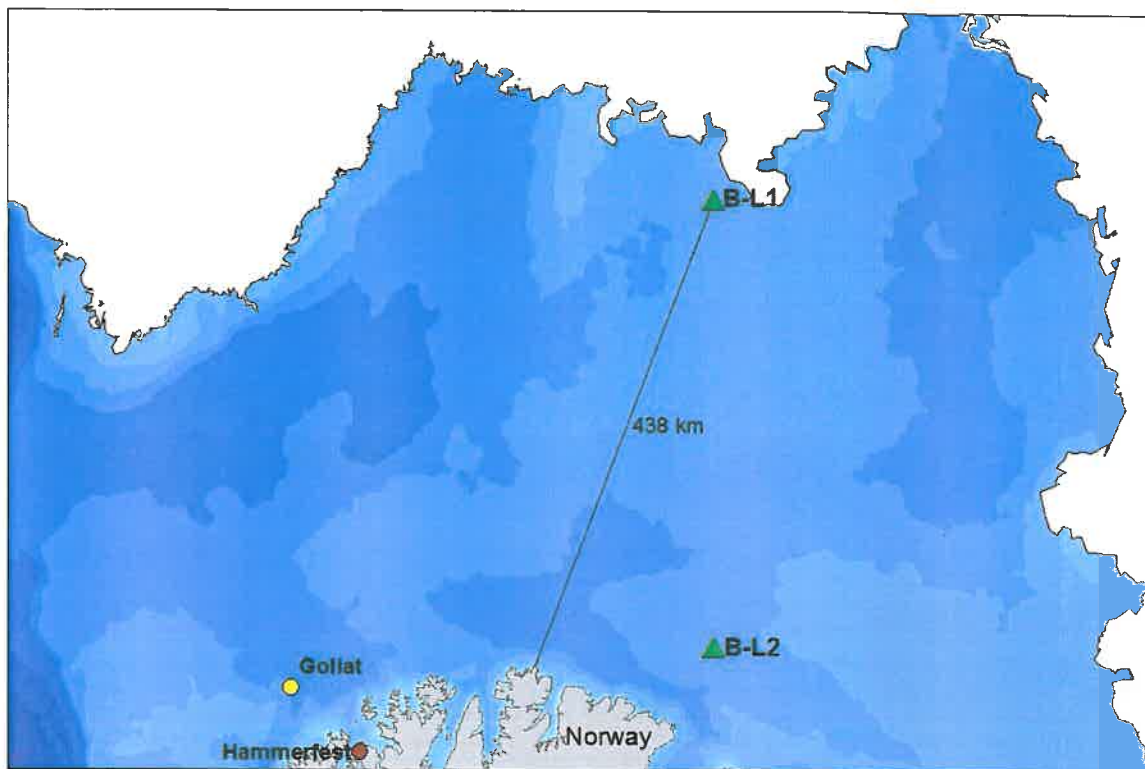
Figur 9-1 Konseptuell skisse som viser tidslinjer for de ulike prosessene ved modellering av et oljespill. Ved tidspunktet 0 skjer en utblåsning hvorved oljeforvitring og -drift av olje begynner. Denne forvitring og drift modelleres i OSCAR, med eller uten oljevern tiltak. Da utblåsningen har blitt stoppet fortsetter OSCAR og simulere oljens forvitring og drift i ytterligere 15 døgn hvor simuleringen stopper og OSCAR blant annet genererer data over massebalansen ved dette tidspunktet. Massebalansen viser et øyeblikksbilde av i hvilke tilstander den totale mengden uslipt olje befinner seg ved øyeblikket for avsluttet simulering. Figuren viser en simulering av en utblåsning med en varighet på 15 døgn og en simuleringsvarighet på 30 døgn (utblåsningsvarighet + 15 døgn), tilsvarende de scenarioer som blitt modellert i denne analysen. Outputdata om massebalanse er også mulig å få ut underveis av en modellering etter enhver spesifisert tidspunkt, hvilket blant annet gjør det mulig å måle massebalanse over tid.

9.3 Lokasjon B-L1

Figur 9-2 og Figur 9-3 viser posisjonen til denne borelokasjonen som ligger lengst nord av de to utvalgte lokasjonene i Barentshavet sørøst. De to figurene viser også isutbredelsen sommer og vinter som isen i modelleringene er basert på. Dette inkluderer ikke enkeltperiodene når borelokasjon B-L1 er dekket av is ettersom det foreløpig anses som uaktuelt at boring vil foregå i perioder hvor lokasjonen er islagt.



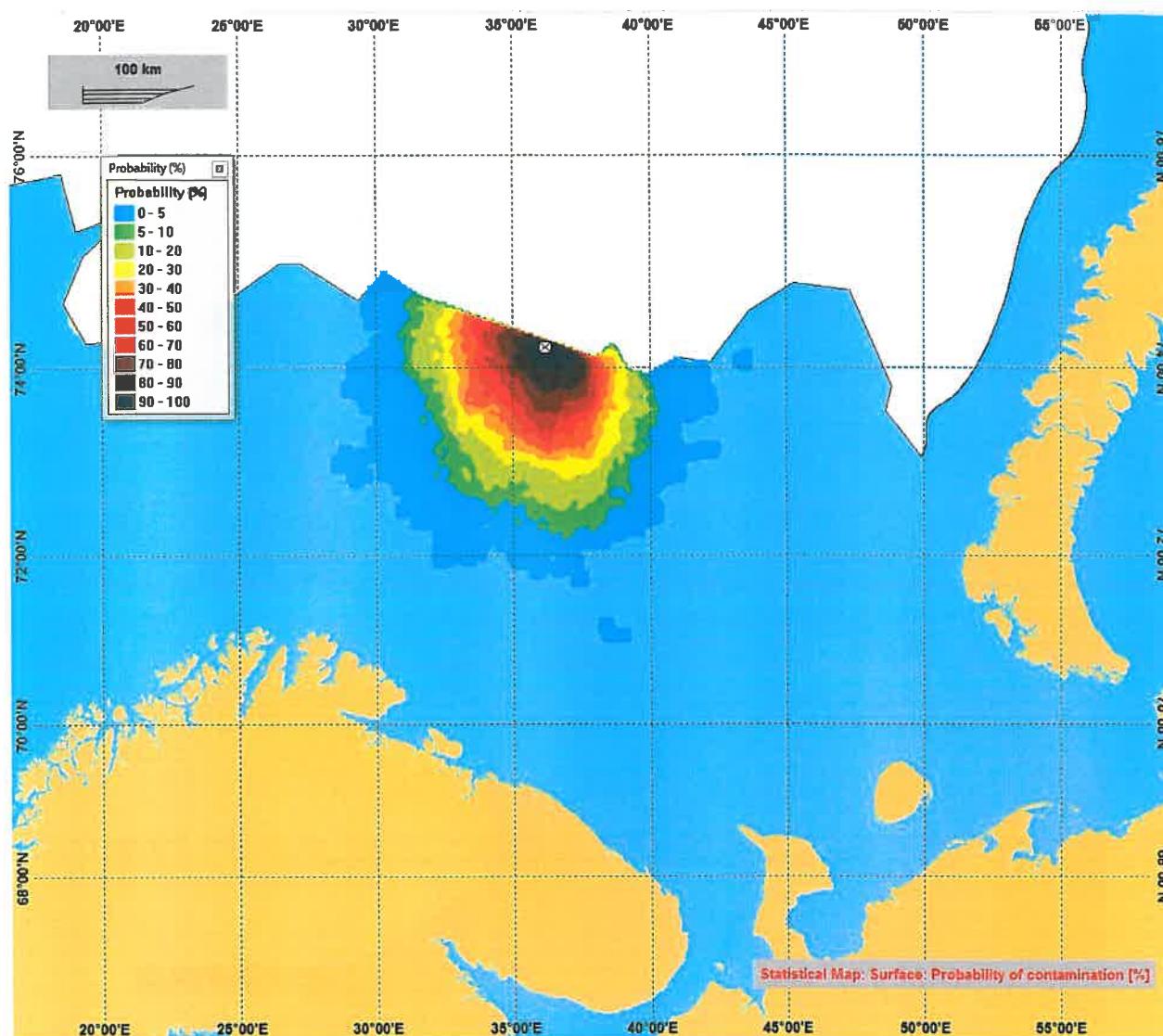
Figur 9-2 Lokasjon B-L1 med maksimal isutbredelse i sommersesongen i perioden 2001-2011.



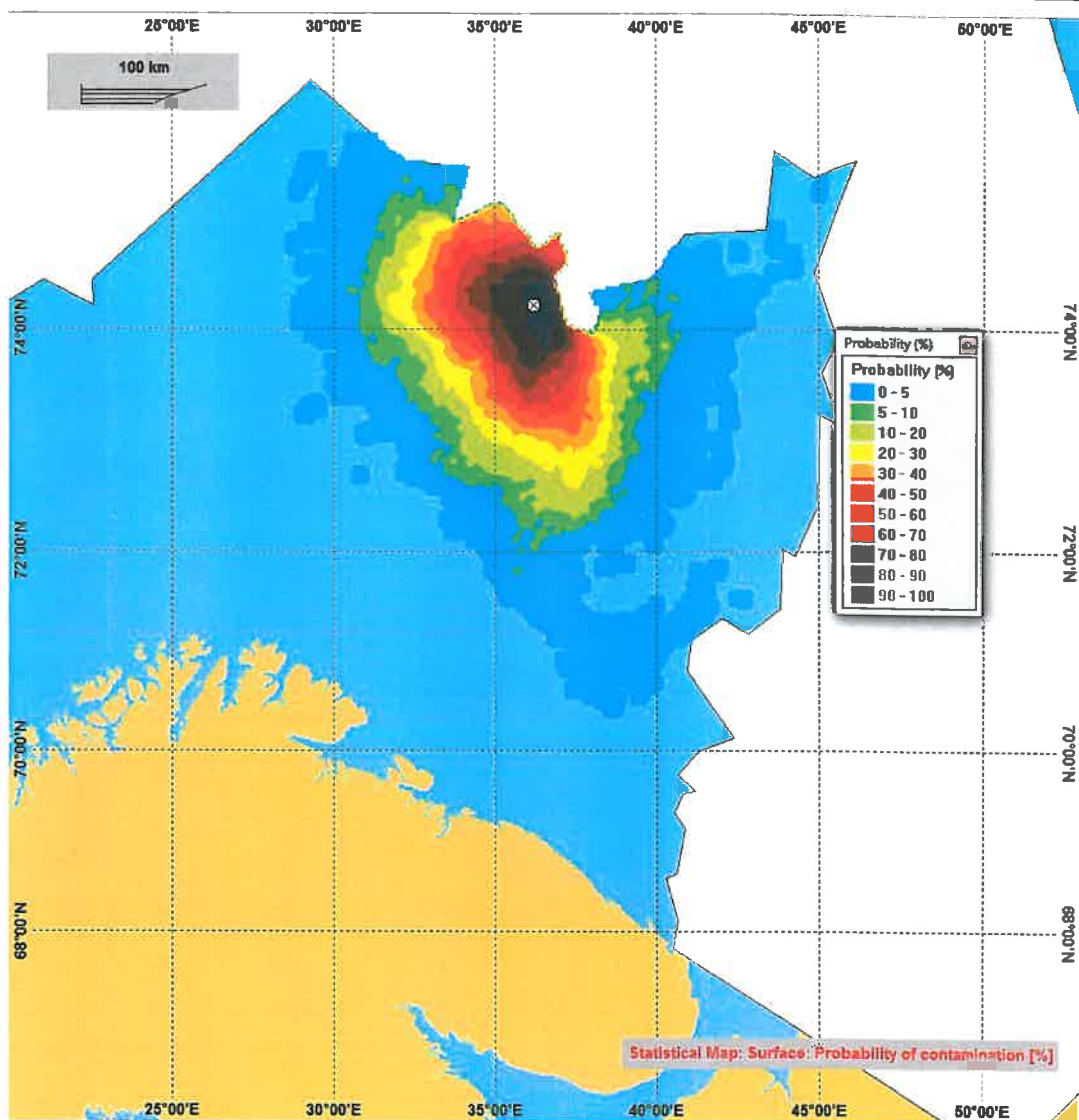
Figur 9-3 Lokasjon B-L1 med maksimal isutbredelse i vintersesongen i perioden 2009-2011.

9.3.1 Influensområder

Figur 9-4 og Figur 9-5 viser influensområdene i OSCAR fra de stokastiske kjøringene av et utslipp uten beredskapstiltak. Disse viser sannsynligheten for treff av olje i hendelse av et utslipp basert på de omtrent 50 simuleringer som er blitt gjennomført for hver sesong. Figurene viser influensområde for vinter og sommer. Det er viktig å påpeke at kartprojiseringen som brukes i OSCAR ikke er den samme som i Figur 9-2 og Figur 9-3, hvorfor kartene og isutbredelsen vil se litt annerledes ut. Isutbredelsen i OSCAR er også målt med mindre oppløsning.



Figur 9-4 Sannsynlighet for oljedrift, influensområde, for lokasjon B-L1 sommer uten tiltak.



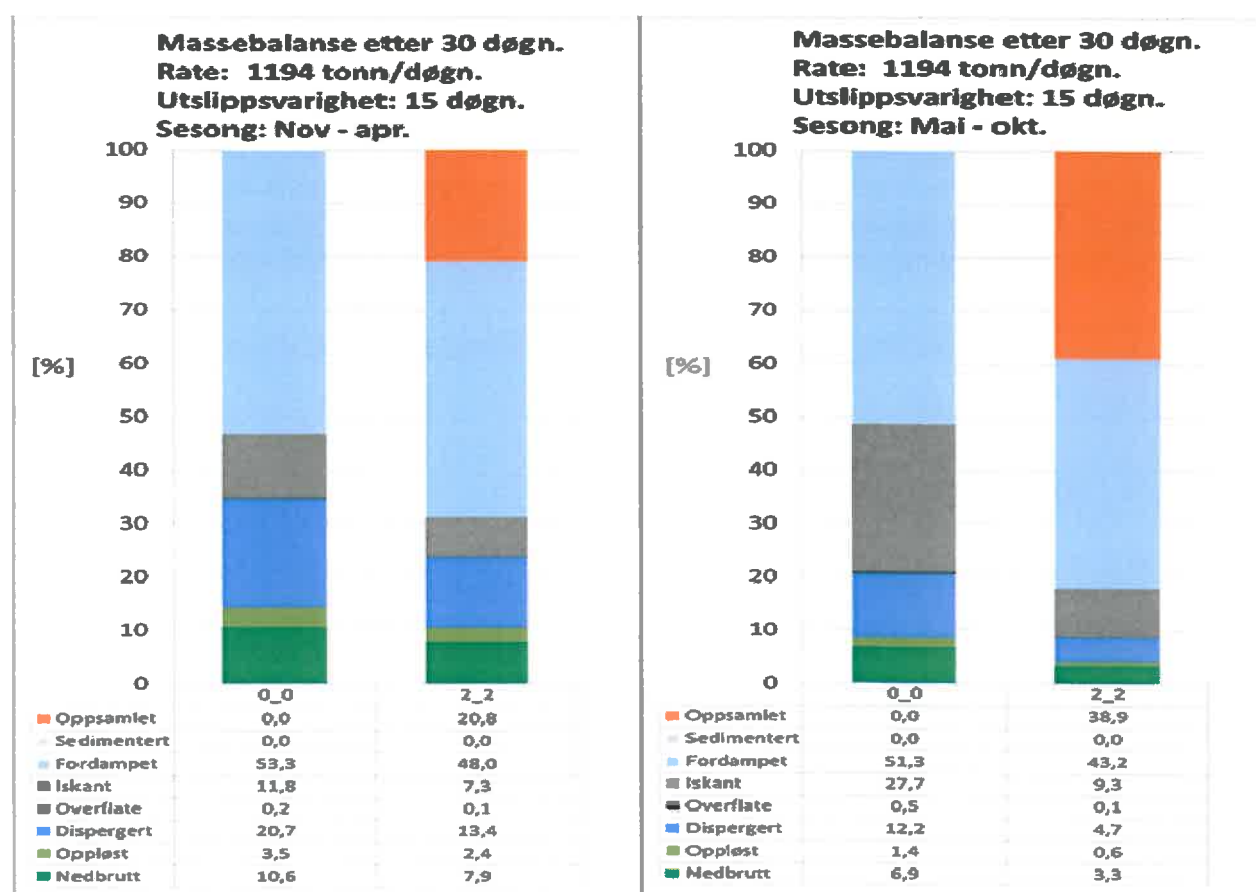
Figur 9-5 Sannsynlighet for oljedrift, influensområde, for lokasjon B-L1 vinter uten tiltak.

9.3.2 Mekanisk oppsamlingseffekt

Massebalansen som er beskrevet i kap. 9.3.2.1 viser den direkte effekten av ulike beredskapstiltak gjennom å sammenligne modelleringer av scenarioer med tiltak med tilsvarende scenarioer uten tiltak. I følgende seksjon vises massebalansen 15 døgn etter utslippstopp, samt hvordan massebalansen forandres over tid for tre ulike scenarioer for både vinter- og sommerperiode.

9.3.2.1 Massebalanse

Figur 9-6 under viser massebalansen 15 døgn etter utslippstopp fra modelleringen av et scenario uten tiltak for hver sesong, samt et scenario med totalt fire mekaniske systemer (se kapittel 9 for beskrivelse av beredskapsoppsett).



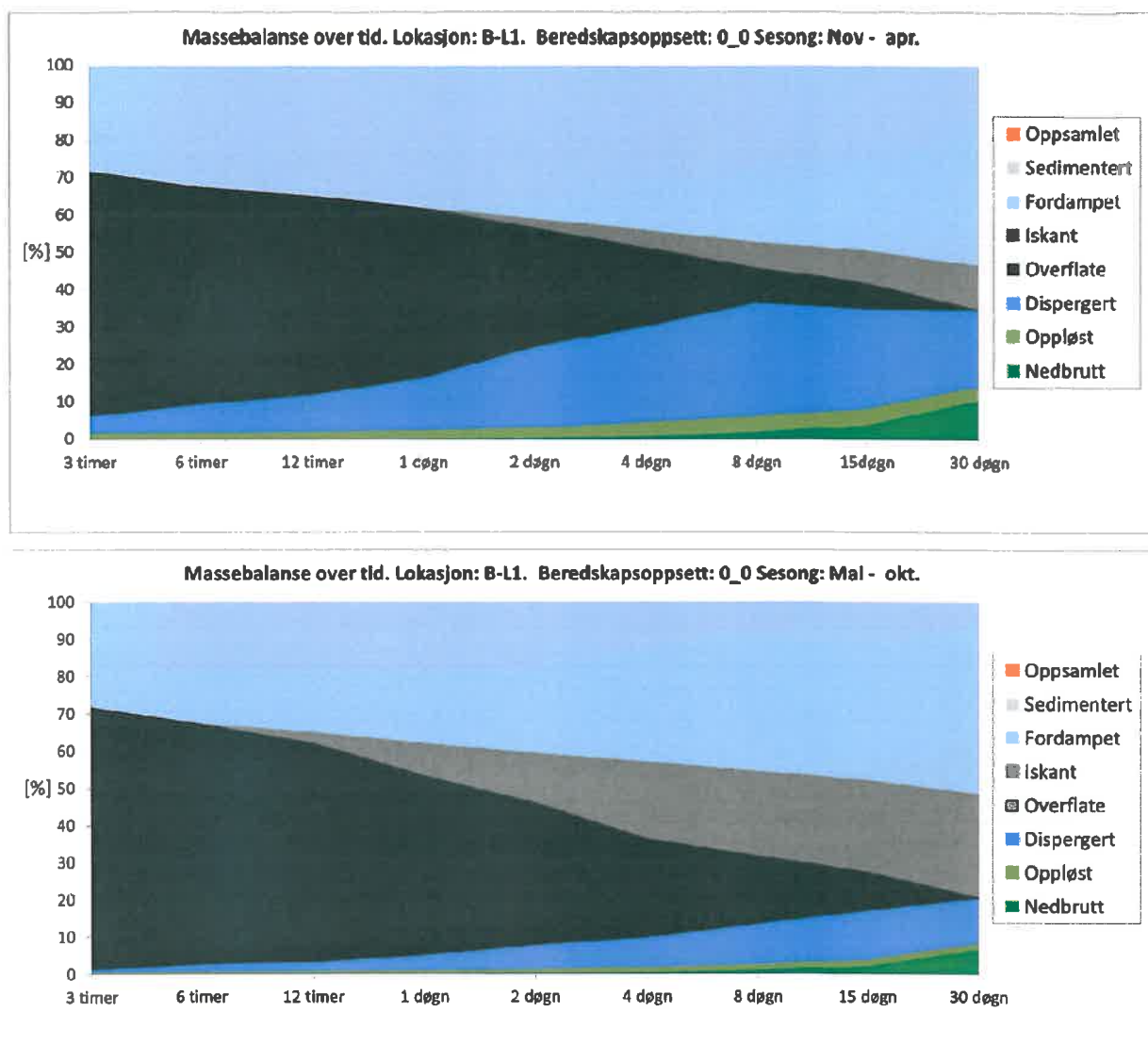
Figur 9-6 Diagrammene viser massebalansen 30 døgn etter utslippets start (15 døgn etter utslippstopp) for to ulike scenarioer vinter/sommer. 100 % tilsvarer altså 15 x 1194 tonn = 17910 tonn utslippet olje, hvor emulsjon ikke er tatt med i masseberegningen.

OSCAR-modelleringene viser at oljen uten beredskapssystemer i høy grad vil ha fordampet og dispergert ned i vannsøylen gjennom naturlige prosesser 15 døgn etter utslippet har stoppet. Den naturlige dispergeringen vil også føre til at omtrent 14 % vil ha blitt oppløst og biologisk nedbrutt i vinterstid. En relativt stor andel av oljen i massebalansene vil også drive inn til den arktiske iskanten. I sommerperioden er andelen olje som fordampet, blitt naturlig dispergert, nedbrutt og oppløst betydelige lavere en vinterstid, nesten 30 % av oljen vil isteden drive inntil den arktiske iskanten. Grunnen til forskjellen mellom sommer og vinter er i hovedsak at det er sterkere vind, i gjennomsnitt 2 m/s forskjell mellom de to periodene, og dermed også kraftigere bølgepåvirkning i vinterperioden. Jo mer energi som tilføres overflaten i form av vind og bølger jo mer vil olje dispergere naturlig i vannsøylen, hvilket også får til følge at mer olje vil bli biologisk nedbrutt og oppløst.

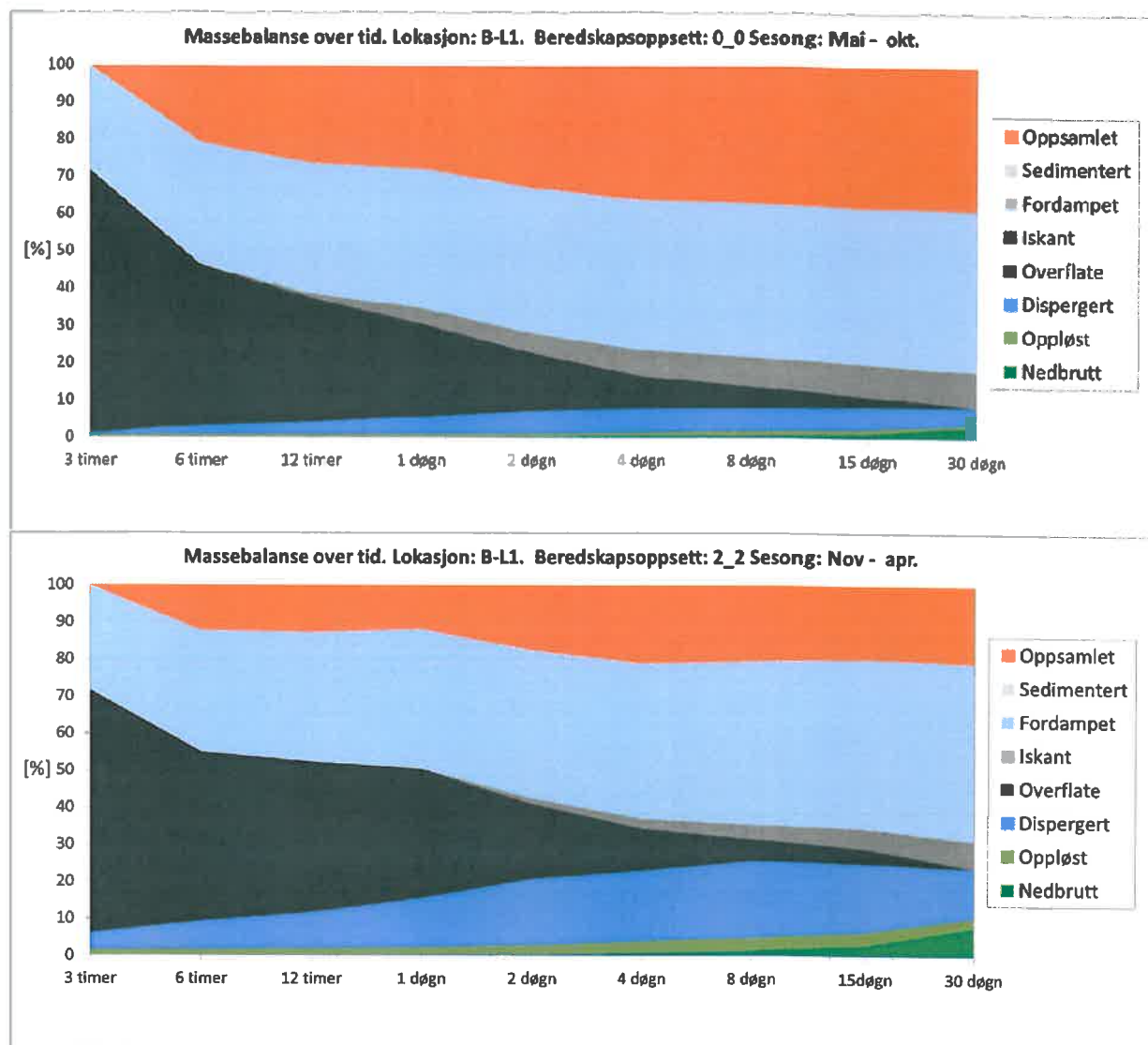
Figur 9-6 viser også direkte evnen til mekanisk opptak for beredskapsoppsettet i de ulike sesongene. Opptaket er omtrent 20 % om vinteren og 40 % om sommeren. Forskjellen mellom vinter og sommer forklares til viss del også med at vind- og bølgeforhold medfører at mindre olje vil være tilgjengelig for opptak på overflaten, samt at bølgehøyden oftere vil redusere opptakseffektiviteten. Den andre grunnen er at mengden lys i vinterperioden vil ha en svært reduserende effekt på opptakseffektiviteten så langt nord.



Figur 9-7 og Figur 9-8 viser hvordan massebalansen forandres over tid, fra tre timer etter utslippstart frem til og med 15 døgn etter utslippstopp. Disse figurer viser tydelig hvordan de ulike forvittringsprosessene påvirker oljen over tid, og effekten etter hvert som flere mekaniske opptakssystemer begynner å ta opp olje. Figurene viser også tydelig hvordan olje når isen etter ca. 24 timer vinterstid og 6 timer i sommerperioden og deretter begynner å akkumulere ved iskanten. Oljevernssystemene vil også føre til betydelig reduksjon av olje som når iskanten, spesielt sommerstid med en reduksjon fra 27,7 % til 9,3 % av totalt utsluppet oljemengde.



Figur 9-7 Massebalanse over tid, sommer og vinter, uten beredskapstiltak. Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Vær oppmerksom på skala på x-aksen.



Figur 9-8 Massebalanse over tid, sommer og vinter, med 2 mekaniske systemer i barriere 1 og 2 systemer i barriere 2 (oppsett 2_2). Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Vær oppmerksom på skala på x-aksen. Andel oppsamlet olje i oransje farge vises øverst i massebalansen.

9.4 Lokasjon B-L2

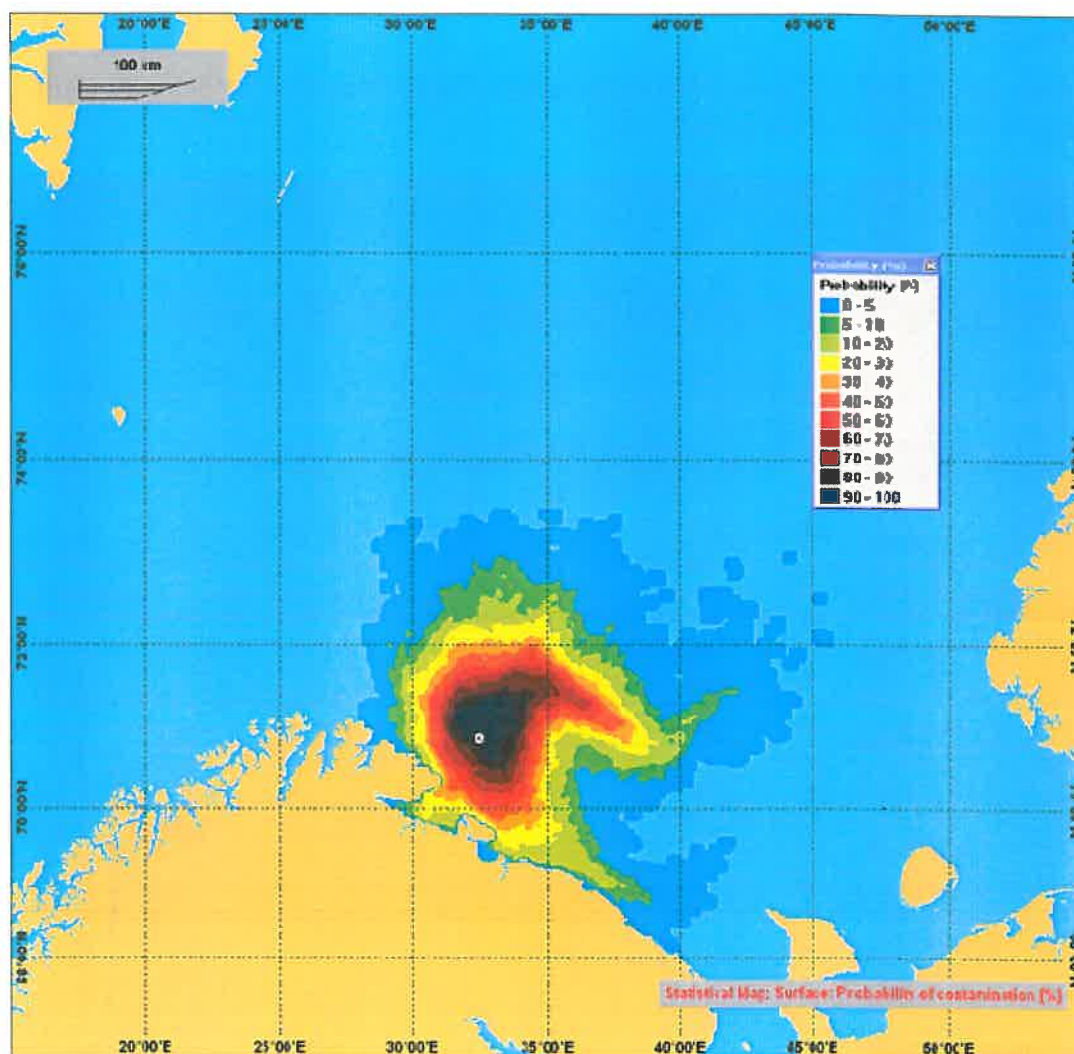
Figur 9-9 viser posisjonen til denne borelokasjonen som ligger lengst sør av de to utvalgte lokasjonene for Barentshavet sørøst analysen.



Figur 9-9 Lokasjon B-L2.

9.4.1 Influensområde

Figur 9-10 viser influensområdet i OSCAR fra de stokastiske kjøringene av et utslipp uten beredskapstiltak. Disse viser sannsynligheten for treff av olje i hendelse av et utslipp basert på de omtrent 50 simuleringer som er blitt gjennomført for hver sesong. Det er ikke noen større forskjell på influensområdet mellom vinter og sommer.



Figur 9-10 Sannsynlighet for oljedrift, influensområde, for lokasjon B-L2 sommer uten tiltak. Influensområdet vinterstid er omtrent det samme.

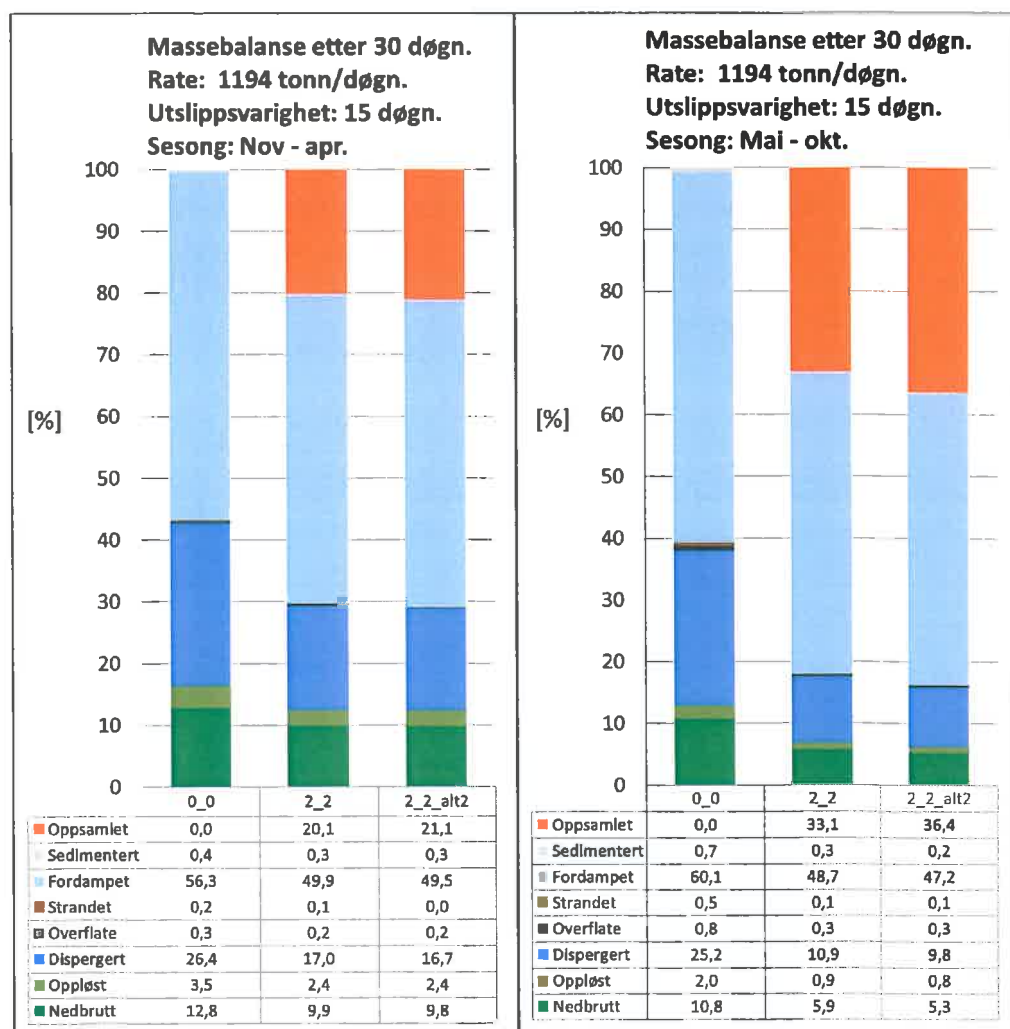
9.4.2 Mekanisk oppsamlingseffekt

Massebalansen, beskrevet i Seksjon 9.2.1, viser direkte effekten av ulike beredskapstiltak gjennom å sammenligne modelleringer av scenarioer med tiltak med tilsvarende scenarioer uten tiltak. I følgende seksjon vises massebalansen 15 døgn etter utslippstopp, samt hvordan massebalansen forandres over tid for tre ulike scenarioer for både vinter- og sommerperiode.

9.4.2.1 Massebalanse

Figur 9-11 under viser massebalansen 15 døgn etter utslippstopp fra modelleringen av et scenario uten tiltak for hver sesong, samt to scenarioer med totalt fire mekaniske systemer men

der responstiden for det andre systemet er kortere i det ene scenarioet (alternativ 2, se Kapittel 9.1 for beskrivelse av de ulike beredskapsoppsettene).



Figur 9-11 Diagrammene viser massebalansen 30 døgn etter utslippets start (15 døgn etter utslippstopp) for tre ulike scenarioer vinter/sommer. 100 % tilsvarer 15 x 1194 tonn = 17910 tonn utslippet olje, hvor emulsjon ikke er tatt med i masseberegningen.

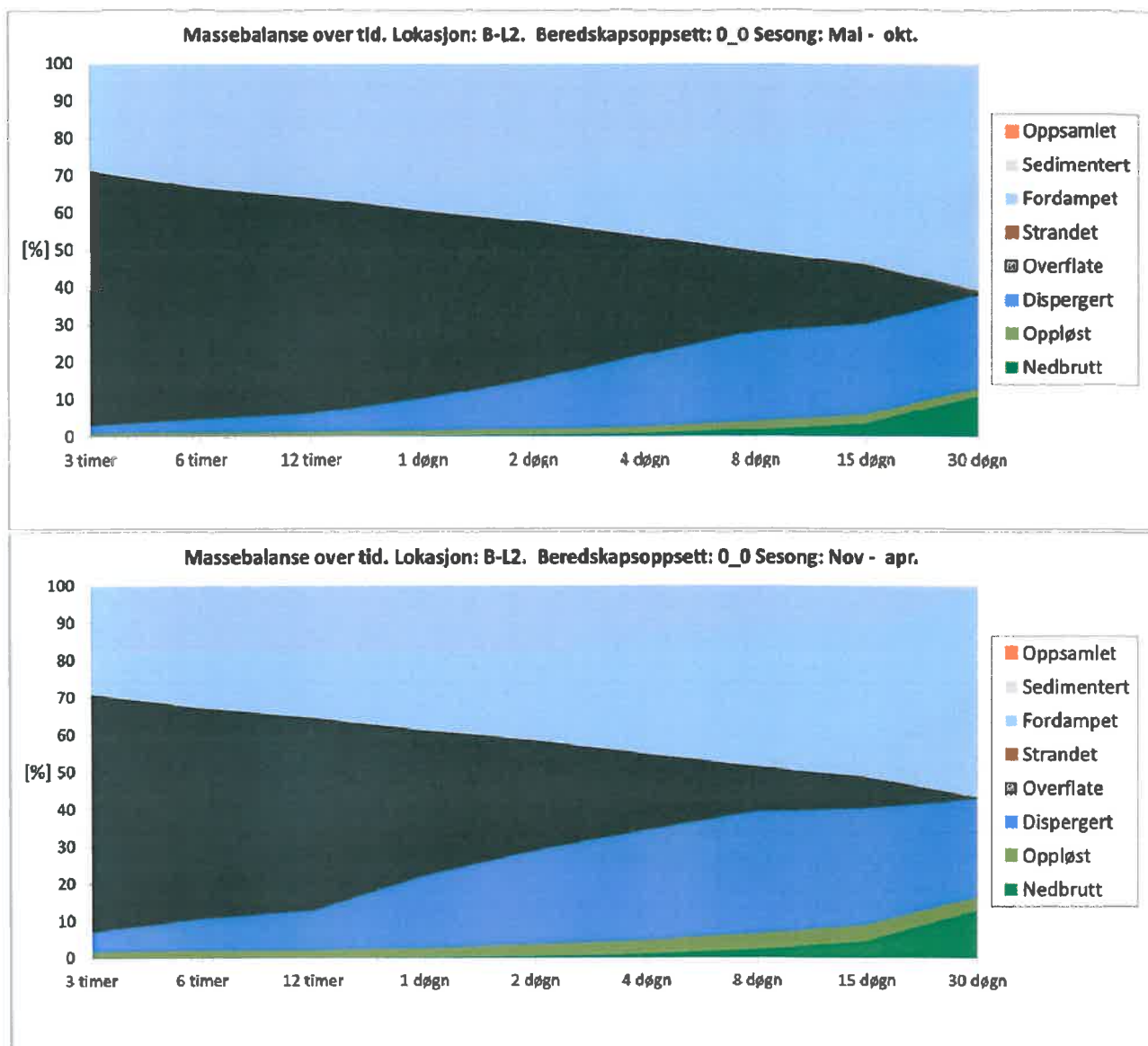
OSCAR-modelleringene viser at oljen i høy grad vil fordampe og dispergere ned i vannsøylen gjennom naturlige prosesser. I sommerperioden vil den gjennomsnittlige andelen av utslippet olje som fortsatt er på overflaten 15 døgn etter utslippstopp være kun 0,8 % uten noen tiltak, samme tall i vinterstid er enda lavere på 0,3 %. Omtrent 15 % vil 15 døgn etter utslippstopp også ha blitt oppløst og biologisk nedbrutt vinterstid, noen prosentenheter mindre i sommeren.

Grunnen til forskjellen mellom sommer og vinter er i hovedsak at det er sterkere vind, i gjennomsnitt 3 m/s forskjell mellom de to periodene, og dermed også kraftigere bølgepåvirkning under vinterperioden. Jo mer energi som tilføres overflaten i form av vind og bølger jo mer vil olje dispergere naturlig i vannsøylen., hvilket også får til følge at mer olje vil bli biologisk nedbrutt og oppløst.

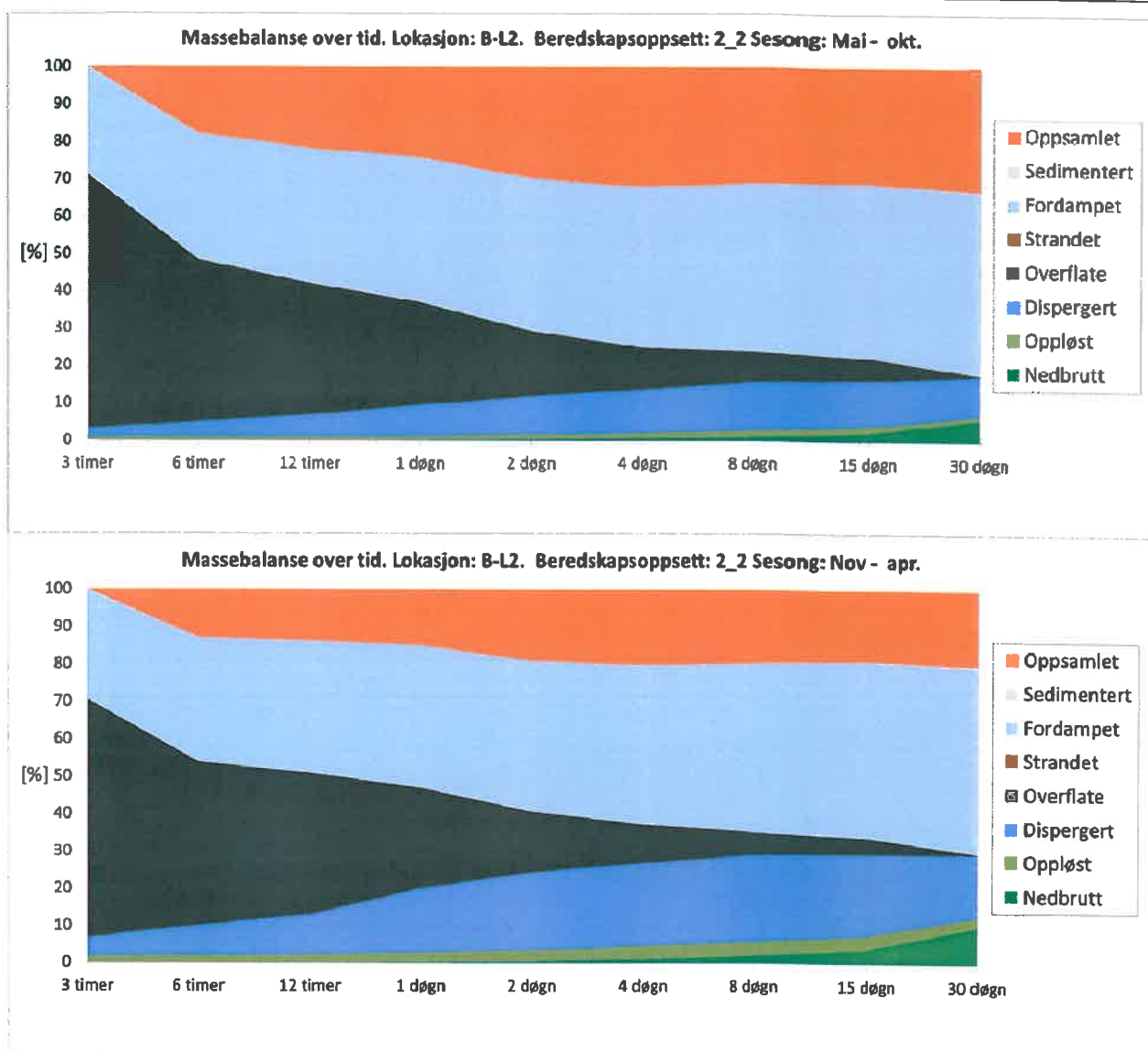


Figur 9-11 viser også direkte evnen til mekanisk opptak for de ulike systemene i de ulike sesongene. Opptaket er omtrent 20 % om vinteren og 35 % om sommeren, hvor det alternative beredskapsoppsettet tar opp noen prosent mer (effekten av det alternative beredskapsoppsettet blir tydeligere hvis man ser på mengdene strandet emulsjon, se Seksjon 9.4.2.2). Forskjellen mellom vinter og sommer forklares til viss del også med at vind- og bølgeforhold medfører at mindre olje vil være tilgjengelig for opptak på overflaten samt at bølgehøyden oftere vil redusere opptakseffektiviteten. Den andre grunnen er at mengden lys i vinterperioden vil ha en svært reduserende effekt på opptakseffektiviteten i mørke.

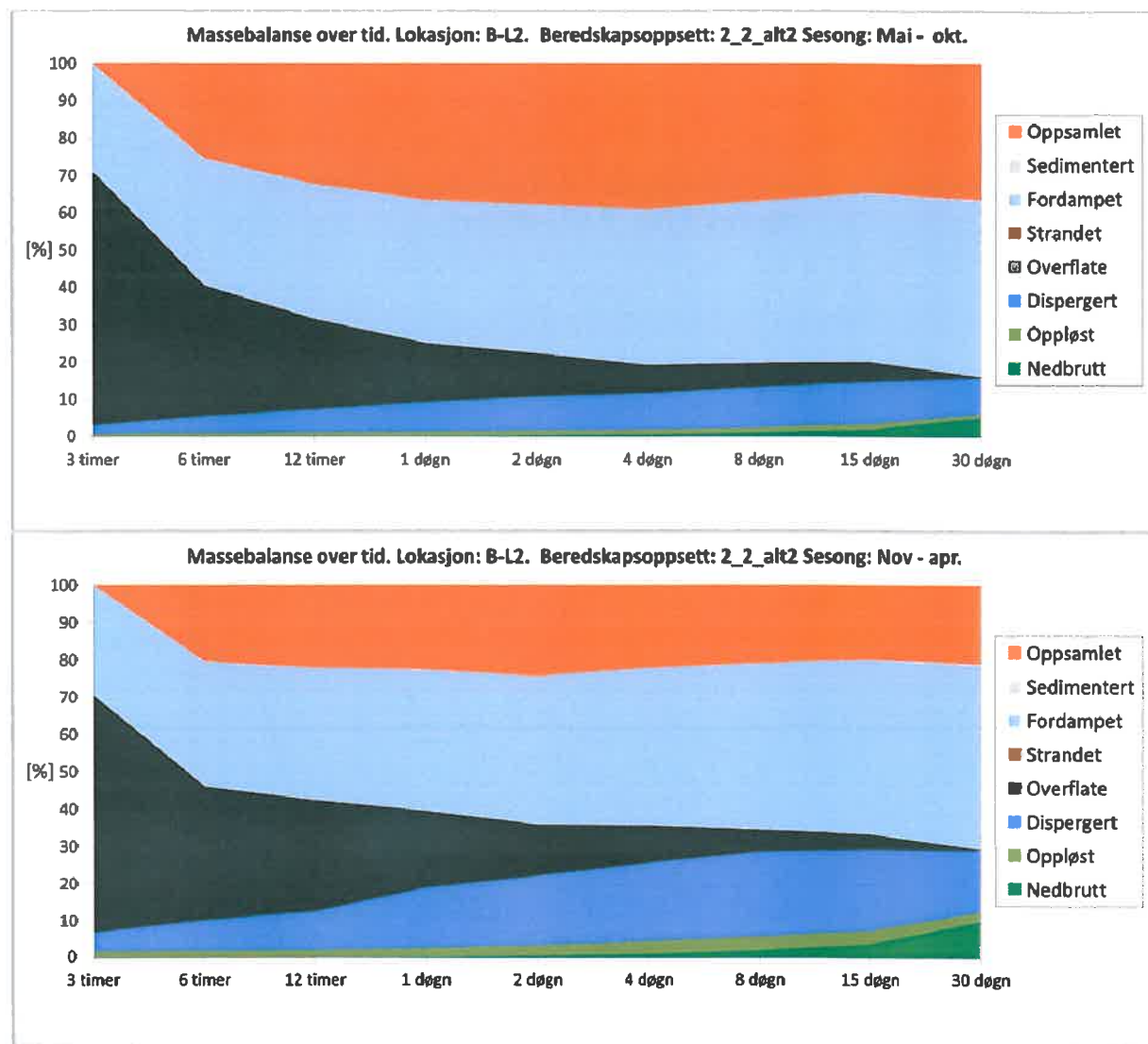
Figur 9-12 - Figur 9-14 viser hvordan massebalanse forandres over tid, fra tre timer etter utslippstart frem til og med 15 døgn etter utslippstopp. Disse figurer viser tydelig hvordan de ulike forvittringsprosessene påvirker oljen over tid, og effekten etter hvert som flere mekaniske opptakssystemer begynner å ta opp olje.



Figur 9-12 Massebalanse over tid, sommer og vinter, uten beredskapstiltak. Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Vær oppmerksom på skala på x-aksen.



Figur 9-13 Massebalanse over tid, sommer og vinter, med 2 mekaniske systemer i barriere 1 og 2 systemer i barriere 2 (oppsett 2_2). Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Vær oppmerksom på skala på x-aksen. Andel oppsamlet olje i oransje farge vises øverst i massebalansen.

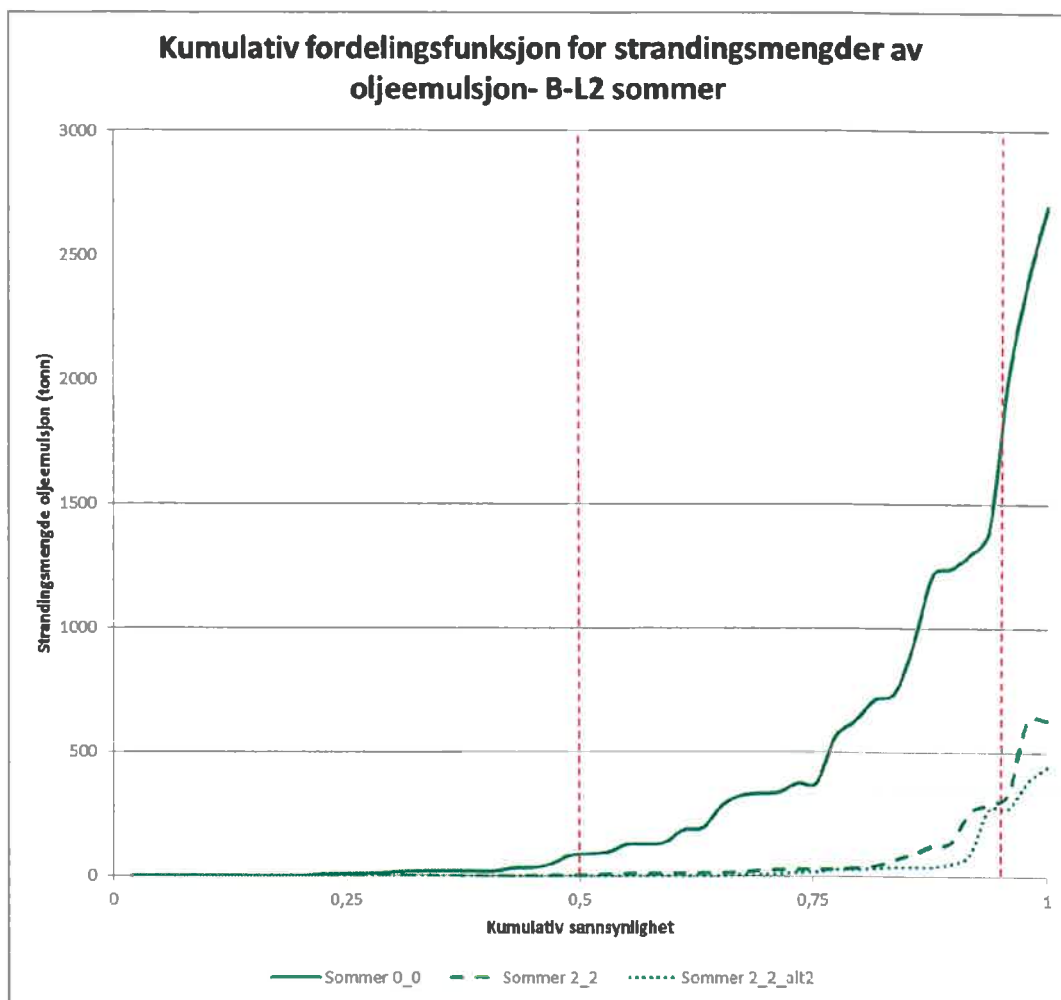


Figur 9-14 Massebalanse over tid, sommer og vinter, med 2 mekaniske systemer i barriere og 2 systemer i barriere 2 (oppsett 2_2_alt2). Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Vær oppmerksom på skala på x-aksen. Andel oppsamlet olje i oransje farge vises øverst i massebalansen.

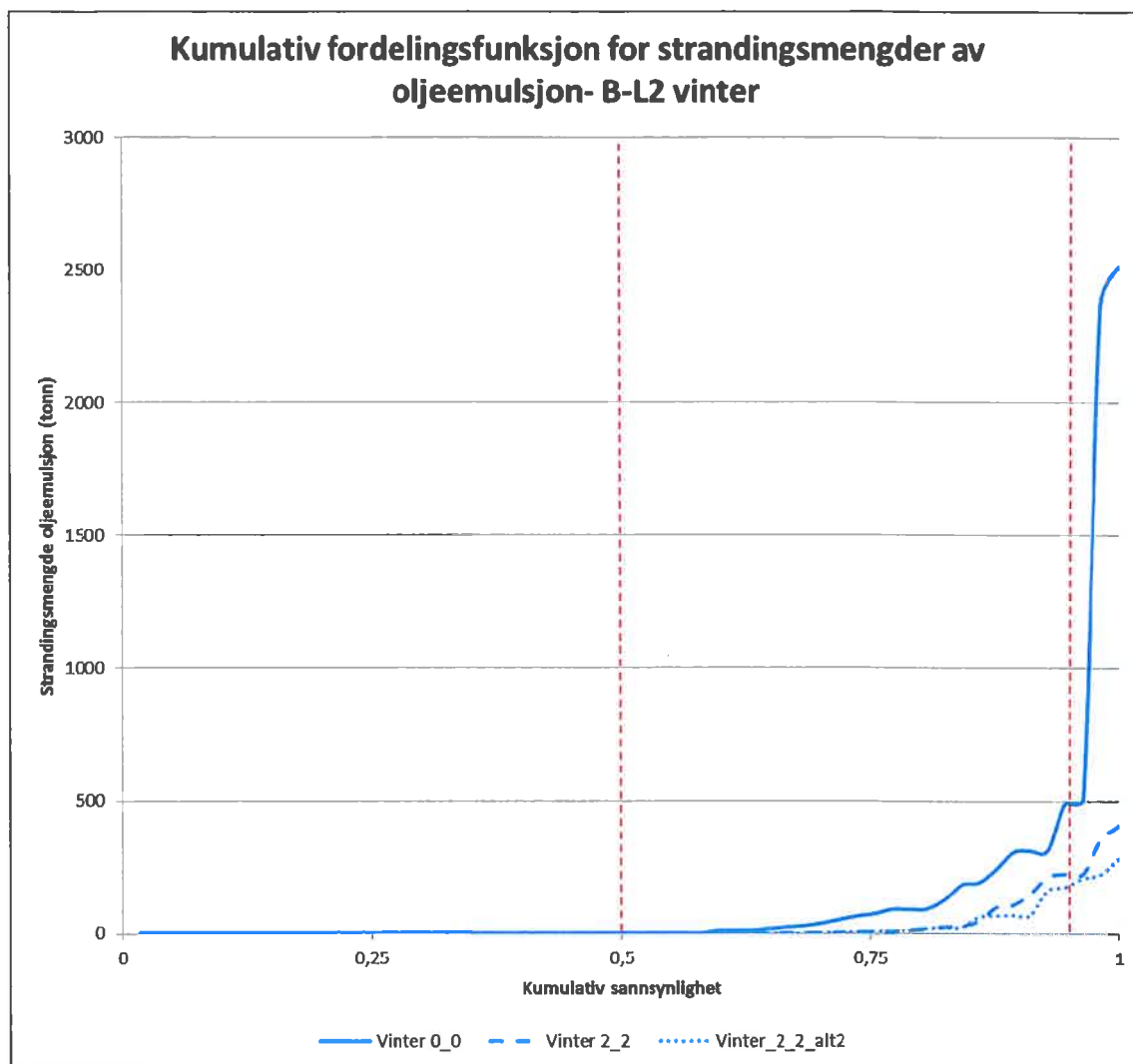
9.4.2.2 Mengde olje til strand

Da avstanden fra lokasjon B-L2 til nærmeste kyst er omtrent 75 km så vil en utblåsning kunne resultere i strandning av olje og emulsjon. Strandet emulsjon er normalt en av de viktigste parametrene når det kommer til vurderingen av ulike beredskapstiltak i tillegg til vurdering av miljørisiko, ettersom kyst og strandhabitat ofte er meget sensitive fra et miljøsynspunkt. I henhold til Olf/NOFOs veiledning for beredskapsanalyser så skal 95-persentilen av strandet emulsjon være dimensjonerende for beredskapen i kyst og strandsone (barriere 3 og 4). Figur 9-15 og Figur 9-16 viser den kumulative fordelingskurven av strandet emulsjon for alle

simuleringer (stokastiske kjøring) med og uten tiltak (to alternative beredskapsoppsett), sommer og vinter.



Figur 9-15 Kumulativ fordelingskurve som viser utfallene av mengde strandet emulsjon (tonn) 15 døgn etter utslippstopp for hver simulering i hver stokastisk kjøring som blitt utført for hvert scenario i sommerperioden. De røde stiplete linjene viser 50- og 95-persentiler henholdsvis.



Figur 9-16 Kumulativ fordelingskurve som viser utfallene av mengde strandet emulsjon (tonn) 15 døgn etter utslippstopp for hver simulering i hver stokastisk kjøring som blitt utført for hvert scenario i vinterperioden. De røde stiplede linjene viser 50- og 95-persentiler henholdsvis.

Forskjellen mellom sommer og vinter er tydelig, liksom effekten av beredskapsoppsettet som er blitt modellert. De mekaniske systemene reduserer 95-persentilen fra 1762 tonn strandet emulsjon til 315, en minskning med ca. 80 % sommerstid. Maksimalt strandet emulsjon for hver stokastisk kjøring er redusert fra 2700 tonn til 628 tonn. I vinterperioden er reduksjonen noe mindre, selv om mekanisk opptak har en tydelig effekt. Når det gjelder 50-persentilene av strandet olje så reduseres disse med nesten 100 % både sommer og vinter (Tabell 9-6). Resultatene viser også at selv om det alternative beredskapsoppsettet med kortere responstid på system nummer to, totalt sett etter 30 dager ikke tar opp mer enn noen prosent større mengde av utslippet olje sammenlignet med beredskapsoppsett 2_2 så vil en kortere responstid enda gi en ytterligere reduksjon av mengden strandet emulsjon.

Tabell 9-6 *Persentiler for strandet oljeemulsjon.*

	Strandet oljeemulsjon [tonn]		
	100-persentil	95-persentil	50-persentil
B-L2_0_0_som	2700	1762	88
B-L2_0_0_vin	2517	496	0
B-L2_2_2_som	628	315	4
B-L2_2_2_vin	406	225	0
B-L2_2_2_alt2_som	440	271,2	0
B-L2_2_2_alt2_vin	281	181,8	0

9.5 Drivtider til strand

Utover massebalansen og mengde strandet emulsjon så er den tid det tar for oljen og emulsjonen å drive til stranden viktig for beredskapen, og det er en sentral inngangsparameter til beregningene av beredskapsbehov i barriere 3 og 4 (se Kapittel 10). I Tabell 9-7 vises strandningstidene for fire ulike scenarioer for lokasjon B-L2- uten og med beredskap, sommer og vinter.

Modellerte utslipp fra lokasjon B-L1 gir ingen strandning av olje grunnet at nærmeste strand er øya Hopen sørøst om Svalbard som ligger ca. 400 km nordvest fra B-L1. For denne lokasjonen vil utfordringen isteden være at olje vil nå iskanten. Detaljerte tall på drivtider og mengde olje til iskanten fra modelleringsresultatene presenteres ikke her ettersom iskanten vil variere mye fra sesong til sesong, men også fra år til år. I enkelte sesonger de siste årene har dette utslippspunktet vært beliggende under isen. Det vil derfor være av begrenset nytte å analysere de modellerte drivtidene til is nærmere.

Tabell 9-7 *Modellerte drivtider til strand for fire ulike scenarioer for lokasjon B-L2.*

	Persentiler av kortest strandtid [døgn]		
	100-persentil	95-persentil	50-persentil
B-L2_0_0_som	3,4	5,5	19
B-L2_0_0_vin	6,3	10,5	Ingen strandning
B-L2_2_2_som	4,5	6,3	26
B-L2_2_2_vin	7,2	10,3	Ingen strandning

9.6 Vurdering rundt bruk av dispergeringsmiddel i utredningsområdet

Det er ikke gjennomført noen NEDRA analyse (se vedlegg 1 for beskrivelse) for utredningsområdet i dette studiet. Dersom bruk av dispergeringsmiddel skal vurderes i dette området må det gjennomføres NEDRA analyser som basis i en slik vurdering.

Utslippsscenario B-L1:

Dette utslippet finner sted ganske langt nordøst i Barentshavet. Det er en overflateutblåsning på $1500 \text{ m}^3/\text{døgn}$ over en periode på 15 døgn, som gir et totalt utslipp på $22\,500 \text{ m}^3$ olje. Oljen som er benyttet i simuleringen er Goliat Kobbe olje.

Goliat Kobbe har et relativt stort tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel og dessuten er dette en utblåsning hvor man tilført fersk olje så lenge utblåsningen pågår. Oljens dispergerbarhet skulle derfor ikke være noen begrensning i dette tilfellet. Dersom man forutsetter en dosering (DOR = Dispersant to Oil Ratio) på 1:25 (for mange oljetyper kan en lavere dosering være tilstrekkelig) betyr det at det vil være behov for opp mot 60 m^3 ($1500 \text{ m}^3/25$) dispergeringsmiddel daglig dersom dispergering er eneste tiltak. Hvis dispergeringsmiddel skulle brukes som eneste tiltak gjennom hele utslippsperioden ville det være behov for opp mot 900 m^3 dispergeringsmiddel.

Et båtpåføringssystem av den nyeste typen, som finnes bl.a. på "Stril Poseidon" har en påføringskapasitet av dispergeringsmiddel på ca. $7 \text{ m}^3/\text{time}$. For et utslipp på $1500 \text{ m}^3/\text{døgn}$ vil utslippet pr. time være på $62,5 \text{ m}^3$. Dette betyr at påkrevet påføringskapasitet vil være ca. $2,5 \text{ m}^3/\text{t}$. Ved båtpåføring beregnes en nedsatt effektivitet i mørke som er 65 % av dagslyseffektivitet. Rent teoretisk skulle dette bety at ett system for påføring av dispergeringsmiddel kan være tilstrekkelig til å håndtere et utslipp som dette. Ved flypåføring kan flyet (Hercules med ADDS pack system) ta med ca. 20 m^3 dispergeringsmiddel på hver tur. Rent teoretisk skulle 3-4 turer i døgnet være tilstrekkelig til å håndtere et slikt utslipp. Det er imidlertid betydelig avstand fra fastlandet og til utslippsstedet, som vil være en utfordring for flypåføring men også for andre beredskapstiltak. Flypåføring kan ikke gjennomføres i mørket.

Ut fra oversikter over naturressurser i området ser det ut til å være størst sårbarhet for fiskelarver i vannsøylen fra juli og et stykke ut på høsten. Når det gjelder sjøfugl er sårbarheten størst på høsten og lavest på våren. Tidligere analyser har vist at for mindre utslipp kan bruk av dispergeringsmiddel selv i gyteperioden medføre såpass begrenset eksponering for vannløselige oljekomponenter at effekten på gyteprodukter blir veldig liten. Større utslipp og mer omfattende bruk av dispergering vil selvsagt øke eksponeringen.

Vår vurdering er at bruk av dispergeringsmiddel burde kunne vurderes i dette området på linje med andre områder. Som en tommelfingerregel kan man si at bruk av dispergeringsmiddel bør unngås i gyteperioder, men dette er avhengig av flere faktorer bl.a. størrelse på utslippet, når i gyteperioden utslippet skjer (størst sårbarhet i en tidlig fase), hvilke arter det er snakk om (torskelarver mer følsomme enn sildelarver) osv. For dette utslippsstedet kan det se ut som dispergeringsmiddel kan brukes første halvdel av året. Så øker tilstedeværelsen av loddelarver fra juli og utover hvor sårbarheten må vurderes opp mot nytteverdien. Derfor er det helt nødvendig å gjennomføre NEDRA analyser for relevante utslippsscenarioer i forkant av bore- og produksjonsaktiviteter i området, dersom bruk av dispergeringsmiddel skal inngå i beredskapsstrategien.

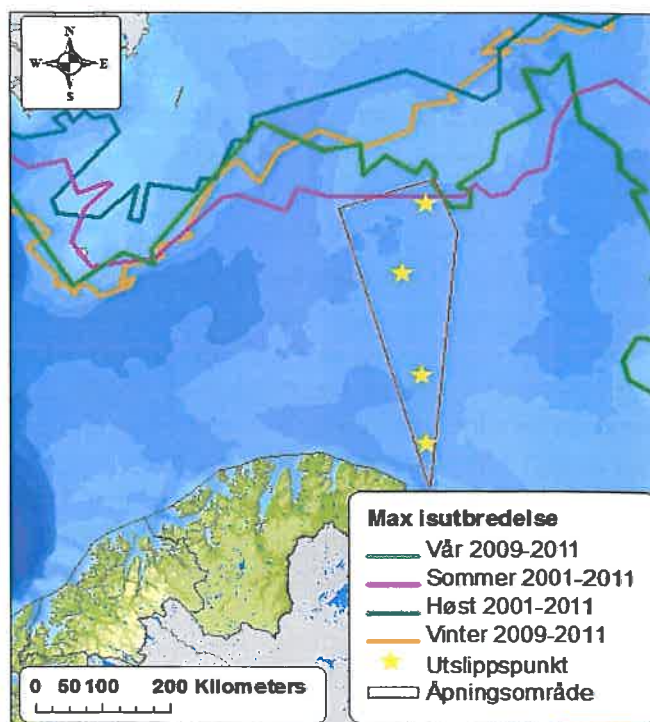
Utslippsscenario B-L2:

Dette utslippet finner sted lengre sør i Barentshavet og mer kystnært nordøst for Vadsø. Det er samme utslippsscenario som for B-L1, en overflateutblåsning på 1500 m³/døgn over en periode på 15 døgn, som gir et totalt utslipp på 22 500 m³ olje. Oljen som er benyttet i simuleringen er Goliat Kobbe olje. Drivbaneberegningene viser at dette utslippet kan ha en viss sannsynlighet for landpåslag.

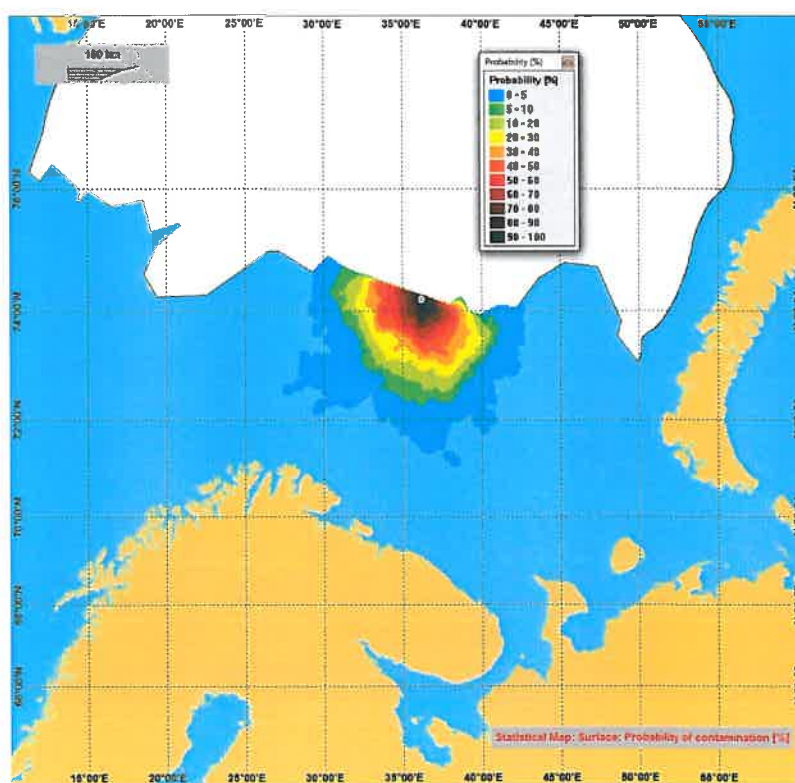
De samme vurderingene gjelder for dette utslippsscenarioet som for B-L1. Det er en større konsentrasjon av loddelarver tidligere på året (fra mai/juni) i dette området og sårbarheten for sjøfugl er generelt også noe større gjennom året og kanskje spesielt i begynnelsen av året. Som for B-L1 kan vi ikke se noen spesielle grunner til at bruk av dispergeringsmiddel skulle frarådes i dette området og spesielt dersom det kan hindre landpåslag kan det ha stor nytteverdi. Scenariobaserte NEDRA analyser vil også her være til stor hjelp i vurderingen av beredskapsstrategi og når dispergeringsmiddel med fordel kan brukes.

9.7 Mulighet for olje i is i Barentshavet scenarioene

Figur 9-17 viser typisk maksimal isutbredelse for noen utvalgte år for utredningsområdet og viser også noen tenkte utslippspunkt. Av de to scenarioene som er simulert for Barentshavet er det kun det nordøstlige scenarioet (B-L1) som er forventet å kunne gi en mulig konflikt mellom olje og is. Figur 9-18 viser oljedriftsstatistikk for dette utslipp og mulig konflikt med is. Konflikten vil mest sannsynlig bestå i drift av olje mot iskant.



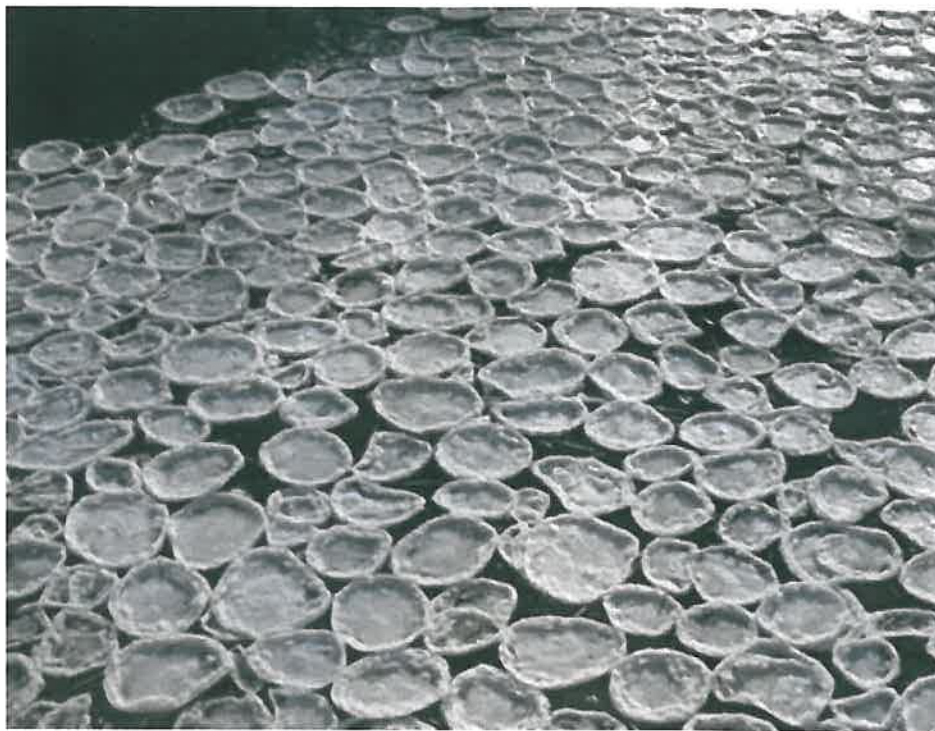
Figur 9-17 Maksimal isutbredelse i Barentshavet for noen utvalgte år og sesonger.



Figur 9-18 Sannsynlighet for oljedrift ved et utslipp som beskrevet for scenario B-L1.

I iskanten i Barentshavet snakker man gjerne om den marginale issone (MIZ). Den marginale issone kjennetegnes gjennom et bredt bånd med smeltende is som omgir den permanente iskjernen til polhavet. Dette er et dynamisk miljø og iskanten kan være veldig forskjellig fra en dag til en annen. Iskanten kan bestå av:

- Store områder med isflak av forskjellig størrelse hvor konsentrasjonen typisk øker jo lengre inn i isen man kommer. Her har oljen mulighet for å drive et langt stykke inn i isen.
- Områder med det man kaller pannekakeis (Figur 9-19) som er fritt flytende sirkulære isflak som dannes når is-sørpe akkumuleres til flytende flak. Avtagende temperatur gjør at de fryser til på toppen og gir den karakteristiske runde formen. De er ofte relativt like i størrelse og kan typisk ha en diameter på 3-10 m og en tykkelse opp til 10 cm. Konsentrasjonen kan være høy, men olje kan drive inn mellom disse isflakene og et stykke innover i isfeltet.
- Tett med isflak som danner en mer robust barriere mot åpent vann. Et eventuelt oljesøl kan i stor grad bli holdt tilbake av en slik iskant.
- En relativt tett vegg av knust is og sørpe-is. Dette oppstår typisk dersom uvær skaper høye bølger og på-is vind som presser isen sammen og knuser den. En slik iskant kan være flere meter tykk og ganske ugjennomtrengelig for olje.



Figur 9-19 Bilde av pannekakeis.

Det har vært gjennomført få studier av oljens oppførsel og skjebne ved drift inn mot iskant. Iskanten er et stort men sårbart område hvor biomassen i vannsøylen og iskanten kan være stor. I deler av året fins det mye sjøfugl i iskanten. Dette er også et område hvor en ofte finner mye sel som også medfører at isbjørnen trives i iskantområdet. Fokus bør derfor være å forsøke å hindre at oljen driver inn i iskanten. Da er det de tradisjonelle tiltakene, mekanisk oppsamling og dispergering, som bør vurderes. Dispergering bidrar ofte til å fjerne olje fra overflaten raskere enn mekanisk oppsamling og bør vurderes som et aktuelt tiltak dersom oljen driver mot iskanten. Pr. i dag er det imidlertid ikke utarbeidet noen strategier for bruk av dispergeringsmiddel i nærheten av iskant i Norge, noe som selvfølgelig skyldes at det ikke har vært noen petroleumsaktivitet som har medført denne type konflikter. Ved eventuell framtidig petroleumsaktivitet i disse områdene må det gjennomføres NEDRA analyser for å utrede potensialet for dispergering samtidig som det også må gjennomføres beredskapsanalyser ved bruk av mekanisk oppsamling.

Dersom oljen har nådd iskanten og denne er så åpen at oljefriften har ført oljen innover i isfeltet må de tiltakene som er skissert tidligere vurderes. Mekanisk oppsamling må vurderes ut fra forholdene. Ved lav isdekningsgrad (< 30 %) kan man vurdere bruk av lenser. Ved høyere isdekningsgrad vil bruk av oljeopptagere uten oppsamling i lense først være aktuelt, men dette krever da at man har en viss oljefilmtykkelse. *In-situ* brenning (ISB) vil være et aktuelt tiltaksalternativ. Ettersom oljen har drevet en stund på åpen sjø før den kom inn i isen kan man forvente en viss forvitring av oljen. Dette kan være en begrensende faktor for bruk av ISB særlig dersom oljen har tatt opp vann og dannet emulsjon. Dispergering vil fortsatt kunne være et reelt alternativ. Selv om oljen skulle være forvitret kan den fortsatt ha et betydelig tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel. Gode forvitningsdata for den aktuelle oljen vil være til stor hjelp i vurderingen av aktuelle beredskapstiltak.

Dersom iskanten er ugjennomtrengelig for oljen vil den kunne samles og oppkonsentreres mot iskanten. Dersom værforholdene tillater vil en kunne gå inn mot iskanten og forsøke å samle den opp mekanisk fra fartøy. Det kan være aktuelt å bruke lenser for å holde oljen på plass og dersom det er "buktninger" i iskanten kan en forsøk å lede oljen til disse slik at det blir enklere å kontrollere og ta opp. Både ISB og dispergering må vurderes også i dette tilfellet.

Den viktigste erfaringen vi har med utslipp av olje med etterfølgende oljedrift inn i is er containerbåten "Godafoss" som grunnstøtte 17. februar 2011 ved Hvaler (Figur 9-20), i innseilingen til Fredrikstad. Is og kulde skapte store utfordringer for den påfølgende oljevernaksjonen. Nå var dette riktignok en tung bunkersolje (IF 380) men det at oljen blandet seg med is i form av små isflak og delvis sørpe-is gjorde det ekstra utfordrende å samle den opp.



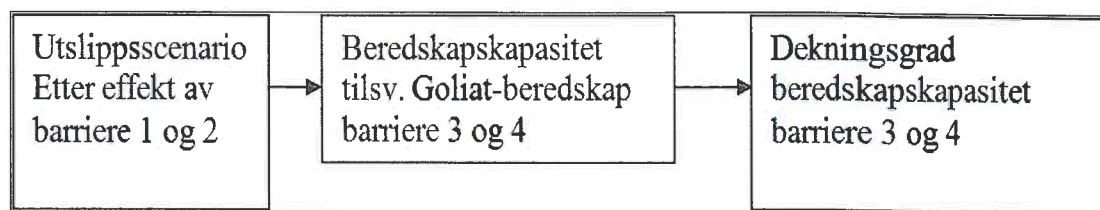
Figur 9-20 Bilde av "Godafoss" etter grunnstøting ved Hvaler i 2011
(<http://www.kystverket.no/Beredskap/Arkiv-over-aksjoner/Godafoss/#>)



10 RESULTATER BEREDSKAPSEFFEKT OG RESSURSBEHOV I KYSTNÆRT OG STRANDSONE

10.1 Innledning

Beredskapseffekt og ressursbehov for kyst- og strand er analysert ved å sammenholde utslippsscenarioer som gir stranding med definerte opptakskapasiteter for barriere 3 og 4. Dette gir som resultat en dekningsgrad som illustrerer i hvilken grad den definerte beredskapen medfører en over- eller underdimensjonering i forhold til scenarioet som vurderes. Hovedtrinnene i analysen er vist i Figur 10-1



Figur 10-1 Hovedtrinn i analysen for kyst og strand

10.2 Beredskapskapasiteter benyttet i analysen

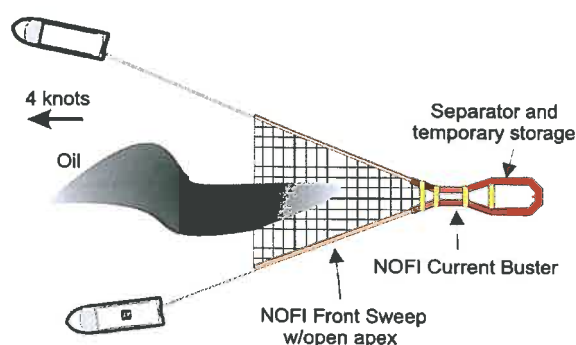
Beredskapsløsningen og opptakskapasitetene som er lagt til grunn i analysen av barriere 3 og 4 tilsvarer hovedelementene i beredskapen som er under implementering på for Goliat-feltet. Goliat er valgt da løsningene er godt beskrevet og anses å representere beste praksis for kyst- og strandsoneberedskap på norsk sokkel per i dag. Løsningen er tilpasset Finnmark og har overføringsverdi for nordområdene generelt, herunder forholdene i utredningsområdet. Det presiseres at kyst- og strandberedskap på Goliat omfatter ytterligere ressurser enn de som beskrives her. Dette gjelder bl.a. statlige og kommunale forsterkningsressurser og logistikkstøtte. Siden disse ressursene ikke kommer direkte til uttrykk i form av volummessige opptakskapasiteter i dimensjoneringen, beskrives de ikke nærmere her. Det understrekes at dette er ressurser som likevel vil være tilgjengelige i en aksjon. Det tas ellers et generelt forbehold om endringer ettersom løsningen på Goliat ikke er endelig implementert.

10.2.1 Barriere 3

I beredskapen for Goliat er det etablert en autonom innsatsgruppe (Innsatsgruppe Kyst) spesielt utformet med tanke på effektiv mekanisk bekjempelse i kystsonen. Innsatsenheten består av kontraktfestede og godkjente kystfiskefartøy, middelstunge lensesystemer med hovedvekt på høyhastighetssystemer, oljeopptakere og lagringsenheter for oppsamlet oljeemulsjon. I enheten inngår et støttefartøy med kapasiteter innen deteksjon og monitorering av oljesøl på sjøen uavhengig av lys og sikt. Støttefartøyet fyller i tillegg viktige funksjoner i innsatsgruppen innen operativ ledelse, sikkerhet og logistikk. Innsatsgruppen skal øve og trene årlig, og det er forutsatt et høyt ferdighetsnivå for personellet basert på fastsatte kompetansekrav. IG Kyst har responstid på 48 timer.

Innsatsgruppen har følgende opptaksmateriell:

- 6 stk. høyhastighetslenser type Current Buster 4
- 2 stk. høyhastighetslenser type Current Buster 2
- 2 stk. mellomtung lense a 200 meter type Markleen Uniboom A1300
- 6 stk. oljeopptaker type Markleen Multiskimmer MS60
- Lagringsenheter for mellomlagring av oljeemulsjon (Operasjonskonseptet forutsetter støtte fra tankfartøy til videre håndtering av innsamlet oljeemulsjon).



Figur 10-2: Current Buster 4 I aksjon t.v. og prinsippskisse t.h.

10.2.2 Beregning av opptakskapasitet i barriere 3

Opptakskapasitet for barriere 3 beregnes med utgangspunkt i de definerte systemenes sveipebredde og slepehastighet i normalt operasjonsmodus. Det er forutsatt at den samlede sveiperaten i snitt vil operere i tykkeste olje i 10 % av ett operasjonsdøgn (Kontaktid på 2,4 timer per døgn). Tilflyten av oljeemulsjon til oppsamlingssystemene baseres videre på at den effektive kontaktiden skjer der flakene er tykkest. Flaktykkelsen for tykkeste olje er satt til 0,3 mm i sommerhalvåret og 5 μ m vinterstid (Kobbe-olje) basert på resultater av Oscar-modelleringene. Selv om tilflyt normalt er begrensende faktor, vil økende oljemengder inn i lensa etter hvert kunne føre til at kapasiteten på oljeopptaker blir begrensende faktor. Dette er ikke tilfellet for de utslippsscenarioene som er modellert i denne analysen.

Basert på forutsetningene sveipebredde, slepehastighet, flaktykkelse og kontaktid ved tykkeste olje, blir opptakskapasiteten for IG Kyst 928 tonn per døgn april – september og 15 tonn i oktober – mars. Den endelige kapasiteten fastsettes etter ytterligere fratrekk basert på operasjonelle begrensinger og ytelsesreduserende forhold. Beregningen er vist nedenfor Tabell 10-1

Tabell 10-1 Beregning av ytelsesreduserende forhold

Kapasitetsberegning for IG-Kyst-BL-2 (April – September)				Kapasitetsberegning for IG-Kyst-BL-2 (Oktober – Mars)			
Tema/ytelses- reduserende faktor	Timer (per døgn)	Reduksjons- faktor	Kapasitet (tonn/døgn)	Tema/ytelses- reduserende faktor	Timer (per døgn)	Reduksjons- faktor	Kapasitet (tonn/døgn)
Tilflytsrate			928	Tilflytsrate			15
1. Plunder og heft	3,43	0,86	796	1. Plunder og heft	3,43	0,86	13
2. Bølger over 1,5 meter	6,71	0,72	663	2. Bølger over 1,5 meter	9,97	0,72	8
3. Operasjonslys	8,63	0,36	637	3. Operasjonslys	8,10	0,77	6
4. Tømmeoperasjon	0,00	1,00	637	4. Tømmeoperasjon	0,00	1,00	6
5. Oljetype		0,90	574	5. Oljetype		0,90	5
6. Systemeffektivitet/ virkningsgrad		0,85	488	6. Systemeffektivitet/ virkningsgrad		0,85	5
Kapasitet barriere 3			488	Kapasitet barriere 3			5

Ytelsesreduserende faktorene har følgende forutsetninger:

- Plunder og heft: Erfaringsmessig er effektivitet i operasjoner en reell utfordring i oljevernaksjoner. Det må tas høyde for friksjon og uforutsette ting underveis. Dette innebærer en forutsetning om at 1 av 7 systemer i gjennomsnitt av en eller annen grunn er ute av drift til enhver tid.
- Bølger over 1,5 meter: Effekten av mekanisk bekjempelse reduseres ved økende bølgehøyde. For middelstunge lenser er øvre begrensning satt til 1,5 meter maks bølgehøyde. I beregningen er dette tilsvarende Beaufort vindstyrke grad 4.
- Operasjonslys: Det forutsettes at man med innsatsgruppekonseptet kan drive operasjoner i mørke, men med en reduksjon i effektiviteten på 35 %.
- Tømmeoperasjon: Det er forutsatt overskudd av midlertidig lagringskapasitet, samt ekstern støtte til å tømme tankene, slik at tømmeoperasjon ikke medfører stans i opptaket.
- Oljetype: Reduksjonsfaktor basert på oljeemulsjonens viskositet.
- Systemeffektivitet/virkningsgrad: Reduksjonsfaktor pga at opptakeren også vil pumpe inn en andel vann.

Beregnet gjennomsnittlig kapasitet i barriere 3 blir dermed 488 tonn per døgn i april – september og 5 tonn per døgn for oktober – mars.

10.2.3 Barriere 4

I beredskapen for barriere 4 (strandsonen) skilles det for Goliat mellom akutfasen (fasen med mobil olje som er i ferd med å strande) og den mindre tidskritiske strandrensefasen.

10.2.3.1 Akutfase strand

Det er etablert en egen innsatsgruppe i fra Finnmark (Innsatsgruppe Strand Akutt, IGSA) på 40 personer utstyrt med hurtiggående arbeidsbåter, lettere lenser, pumper og opptakere beregnet for effektiv oppsamling nært land. Enheten består av 5 lag med 2 arbeidsbåter per lag. I enheten inngår også et støttefartøy med kapasiteter og funksjoner innen operativ ledelse, sikkerhet og logistikk. Innsatsgruppen er forutsatt årlig øving og trening, og det er forutsatt et høyt

ferdighetsnivå for personellet basert på fastsatte kompetansekrav. IGSA har responstid på 48 timer.

IGSA har følgende opptaksmateriell:

- 1500 meter lette/middeltunge lenser type Markleen Uniboom 850 med forankringsmateriell
- 5 stk. oljeopptakere type Markleen Multiskimmer MS 10
- 5 stk. suge- og spylepumper m. aggregat type Markleen DHPP 4,5
- Lagringsenheter for mellomlagring av oljeemulsjon (Operasjonskonseptet forutsetter støtte fra større fartøy/kjøretøy til videre håndtering av innsamlet oljeemulsjon).
- I de tilfeller det er tilgang fra vei vil mulighet for bruk av vakuumsuger/slamsuger kunne bidra til å øke kapasiteten betydelig. Det samme gjelder dersom en kan benytte for eks. vakuumsuger om bord et fartøy fra sjøsiden.



Figur 10-3. IGSA personell under opplæring

Beregning av opptakskapasitet i akutfase strand

I det drivende oljeemulsjon treffer land vil den ofte kunne bekjempes effektivt med mekaniske midler, enten fra land eller sjøsiden. Selv i dårlig vær kan forurensingen da ofte bekjempes i skjermede bukter og vikar eller på lesider. Normalt vil emulsjonen ennå være relativt mobil og forholdsvis lett å ta opp med pumpe og oljeopptaker. IGSA er organisert og utstyrt slik de skal kunne være i stand til å kunne håndtere inntil fem lokaliteter samtidig. Kapasiteten baseres på anslag om hvor mye olje som praktisk sett vil kunne tas opp i løpet av et skift på 8 timer med den utrustningen som er definert. Gitt tilstrekkelig tilflyt av olje er dette anslått til 20 tonn per lag/skift, totalt 100 tonn for IGSA/per skift.

Pga generell spredning av olje, samt begrensinger i mobilitet og adkomstmuligheter, forutsettes det likevel at tilgang på olje/tilflyt vil være en begrensende faktor også for IGSA. Dette defineres i beregningen som et nedtrekk på 50 % av maks kapasitet. I tillegg settes det som en generell forutsetning at kapasiteten vil være relativt lavere på vinterstid enn på sommerstid av værmessige og operasjonelle årsaker. Vinterkapasiteten defineres derfor som 50 % av sommerkapasiteten. Basert på faktorene ovenfor er den sesongjusterte opptakskapasiteten til IGSA:

- Oktober – mars: 32,7 tonn per dag
- April – september: 43,8 tonn per dag

10.2.3.2 Strandrensing

Strandlinjen kan betraktes som en permanent og endelig barriere mot akutt forurensing fra sjøsiden. Erfaring viser likevel at det andelsmessig tas opp relativt beskjedne mengder olje fra strendene i forhold til utslippsvolumet, hensyntatt nedbryting og opptak på sjøen. Dette skyldes at emulsjonen spres og fortynnes slik at den i praksis ikke er tilgjengelig for strandrensing. Erfaringstall tilsier at < 30 % av mengden blir rensed. Selv om dette kan ha miljømessige implikasjoner, må det tas med i beregningen av ressursbehovet i strandrensefasen. I prinsippet innebærer dette begrensninger i tilflyten til barriere 4. Som et konservativt anslag legges det til grunn at 50 % av strandet mengde fra oljedriftsmodelleringen er dimensjonerende for kapasitetsbehovet i barriere 4.



Figur 10-4 Strandrensing i forbindelse med "Full City"-aksjonen. (Foto: Kystverket).

Strandrensing er som regel en arbeidskrevende og langvarig prosess, med lav effektivitet sammenlignet med effektiv bekjempelse av flytende olje på sjøen. Mange faktorer påvirker behov for personell- og materiellressurser i strandrenseaksjon, bl.a:

- Miljørisiko og miljømessige prioriteringer
- Strandtyper i det aktuelle området og tilgjengelighet til disse
- Værforhold/klima, tidevannsforskjeller og lysforhold
- Oljetype og mengde olje som strander
- Mengde vegetasjon, drivgods etc som forurenses av olje
- Renhetskriterier for ulike områder

Til strandrensing er det i Goliatberedskapen dimensjonert et behov for 200 personer med en definert varighet på strandrenseaksjonen på ca 180 dager (et halvt år). Med hensyn til helgedager og sesongvariasjoner utgjør dette i alt ca 16000 dagsverk for perioden oktober – mars og ca 22500 dagsverk i perioden april – september.

Beregning av opptakskapasitet for strandrensing

Ved beregning av kapasitet av strandrensing, tas det utgangspunkt i at en person i snitt renser 5 meter strand per dag. Den volummessige kapasiteten er satt til 20 kg olje per dagsverk (ren olje). Tallene inkluderer ikke ledelse. Tallene er basert på erfaringer etter statlige oppryddingsaksjoner etter skipshavarier de senere år.

På samme måte som for strand akutt gjøres det en korrigering av kapasitet basert på årstid. Effektivitetsfaktorene som benyttes er de samme som for akutfasen på strand:

- April – september: 0,88
- Oktober – mars: 0,63

Basert på disse forutsetningene vil 200 personer i perioden april – september i snitt rense 2,5 tonn olje per dag, og 625 meter strand. For perioden oktober – mars renser samme antall personer i snitt 1,8 tonn oljeemulsjon per dag og 446 meter strand. Denne kapasiteten vil i beregningen øke dersom oljemengden fordelt på strandlengden overstiger 5 kg olje per meter strand.

Samlet opptakskapasitet i barriere 4

Pga at kapasitetene som er beregnet for strand akutt og strandrensing under en aksjon er faseforskjøvet, kan disse summeres for å fastsette den samlede kapasiteten per dag i barriere 4 (Tabell 10-2).

Tabell 10-2 Samlet opptakskapasitet barriere 4 gitt i tonn/per dag

Ressurs	Kapasitet tonn/dag April – september		Kapasitet tonn/dag Oktober – mars	
	Akutfase	Strandrensefase	Akutfase	Strandrensefase
IGSA	43,8		32,7	
Strandrens		2,5		1,8
Sum barriere 4	46,3		34,5	

10.2.4 Kommentarer til kapasitetsberegningen

Opptakskapasitetene som er beregnet vil sannsynligvis ikke sammenfalle med tall fra en reell hendelse, til det er antall situasjonsspesifikke variabler for stort. Hovedformålet med beregningene er å kunne sammenligne beredskapskapasiteter med en systematisk og transparent metode. For bruk ut over dette må alle tall betraktes som grunnlag/støtte i mer helhetlige vurderinger. Forutsetningene om kontakttid og største flaktykkelse betyr for eksempel mye når opptakskapasitet i barriere 3 fastsettes. Flaktykkelse og spredning av flak vil i praksis være påvirket av en lang rekke faktorer som det er vanskelig å predikere nøyaktig gjennom modellering. En tommelfingerregel er at relativt mye olje (~ 90 %) vil være konsentrert i en relativt liten del av flaket (~ 10 %). SINTEF har beregnet flaktykkelse opp mot 7 mm for Kobbe-olje (Sørheim et.al.) Forutsetningene som benyttes her anses derfor som konservative. Kontakttid

er også operasjonelt påvirkelig bl.a. av overvåkningens effektivitet og systemenes mobilitet, noe som er sentralt i konseptene for IG Kyst og IGSA. De ytelsesreduserende faktorene adresserer noen viktige parametere, men avspeiler ikke alle faktorer, herunder menneskelige faktorer, av vesentlig betydning. I tillegg kan det oppstå midlertidige problemer, som løses etter noe tid. Under Macondo-utslippet oppsto det for eksempel midlertidige problemer da sjøgress og drivgods tettet pumpene i oljeopptakerne. Situasjonsoversikt, ledelse og organisering vil også spille vesentlig inn på ytelsen, men betydningen er vanskelig å beregne kvantitativt. Det samme gjelder betydningen av kompetanse og trening for involvert personell. Dette gjelder også IGSA som er et nytt konsept. Kapasiteten til IGSA vil bl.a. kunne variere betydelig avhengig av tilflyt av olje, mobilitet i aksjonen og tilgjengelighet i strandsonen. Den beregnede kapasiteten illustrerer likevel at opptak av mobil olje før stranding er betydelig mer effektivt enn å rense strender, noe all erfaring bekrefter. Tallene for strandrensing er basert på erfaringer fra opprydding etter utslipp av bunkersolje nært land. Bunkersolje har egenskaper som gjør den mer krevende å rense enn råolje generelt. Selv om det er relativt grove erfaringstall, kan de likevel være egnet til å gjøre overordnede vurderinger og overslag.

10.3 Analyse av beredskapsbehov og effekt av beredskap i barriere 3 og 4

10.3.1 Inngangsdata

Alle inngangsdata er hentet fra modellering i OSCAR. Analysen er foretatt på de utslippsscenarioer i utredningsområdet som gir stranding, og alle volumer er korrigert for effekt av barriere 1 og 2. Det er analysert for sommer og vintersesong for 95 og 50 persentil av størst strandet mengde, hvor 50 persentil scenariet statistisk sett representerer en mer forventet situasjon enn 95 persentil- scenarioet. Inngangsdata er gjengitt i Tabell 10-3.

Tabell 10-3 Inngangsdata for scenario for lokasjon B2 i Barentshavet Øst

Scenario	Oljetype	Utslippets varighet (dager)	Drivtid til første stranding (hele dager)	Persentil strandet mengde	Emulsjons- mengde til barriere 3 (tonn)	Emulsjons- mengde til barriere 4 (tonn)
B-L2 sommer	Kobbe	15	26	50 %	4	1
	kobbe	15	6	95 %	315	63
B-L2 vinter	kobbe	15	-	50 %	-	-
	kobbe	15	10	95 %	225	76

Utslippets varighet, samt strandingsperioden er definert til 15 dager. Dette legges også til grunn som aksjonsperiode for IG Kyst i barriere 3 og IGSA i barriere 4. Emulsjonsmengdene fordeles jevnt gjennom strandingsperioden, og kapasitetsberegningen tar dermed ikke hensyn til eventuelle topper i strandingsforløpet. Kapasiteten for IG K og IGSA fastsettes som døgnkapasitet multiplisert med aksjonsperiode.

Emulsjonsmengder inn til barriere 4 er beregnet etter effekt av barriere 3. Effekten av barriere 3 er satt til maks 50 % av innkommende mengde. Mengde tilgjengelig for bekjempelse i barriere 4

er satt til 50 % av mengden som unnslipper opptak i barriere 3. I barriere 4 er berørt strandlinje beregnet basert på strandingskart over enkeltscenarioer som er representative for 95 persentil scenariet for størst strandet mengde. Antall meter forurenset strand er satt til 10 % av den totale strandlinjen i berørte landruter. Dette tallet fremkommer gjennom analyse av erfaringstall fra tidligere aksjoner.

10.3.2 Beregnet beredskapskapasitet og dekningsgrad

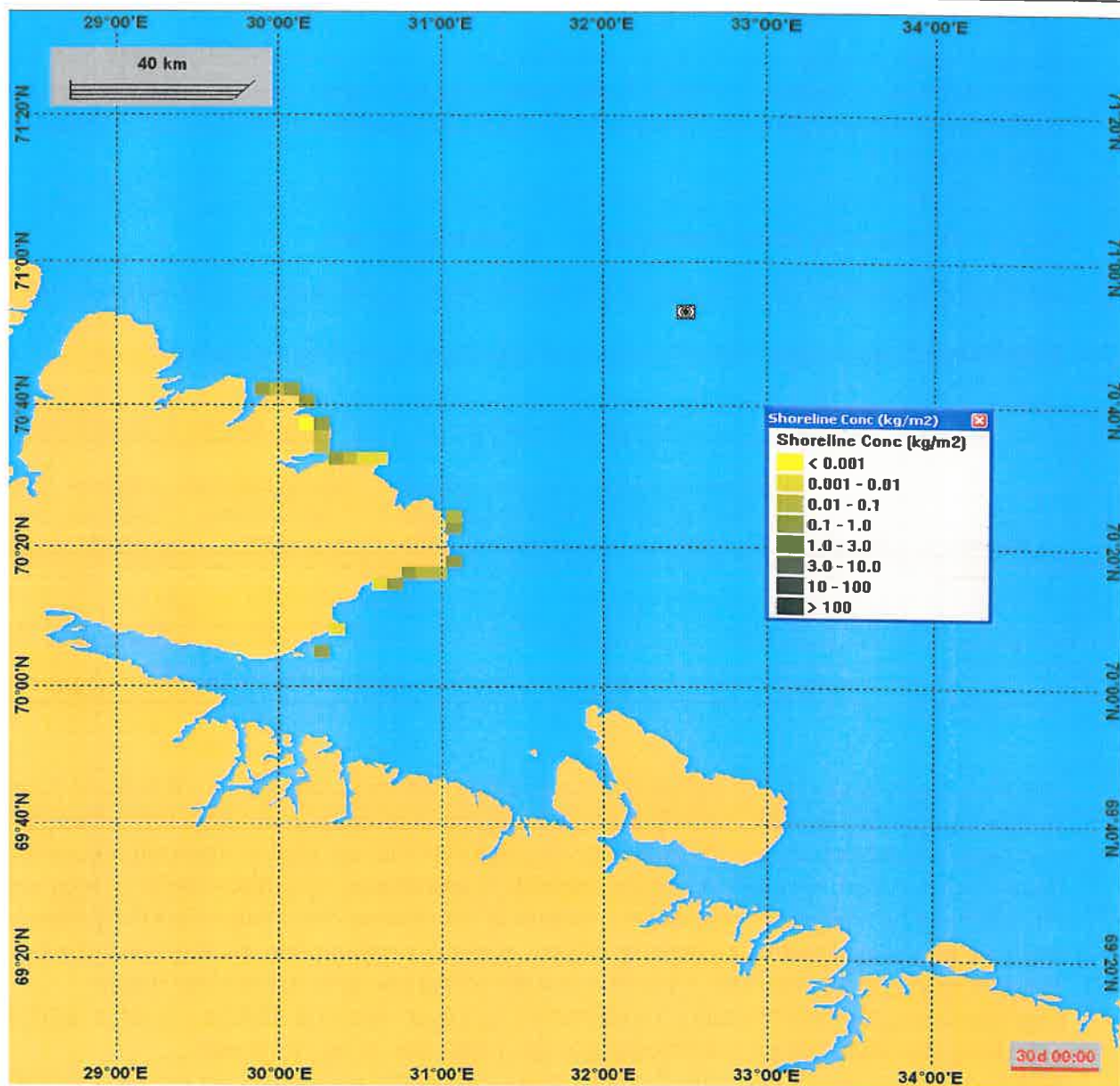
Tabell 10-4 nedenfor viser beregnet beredskapskapasitet og dekningsgrad for barriere 3 og 4.

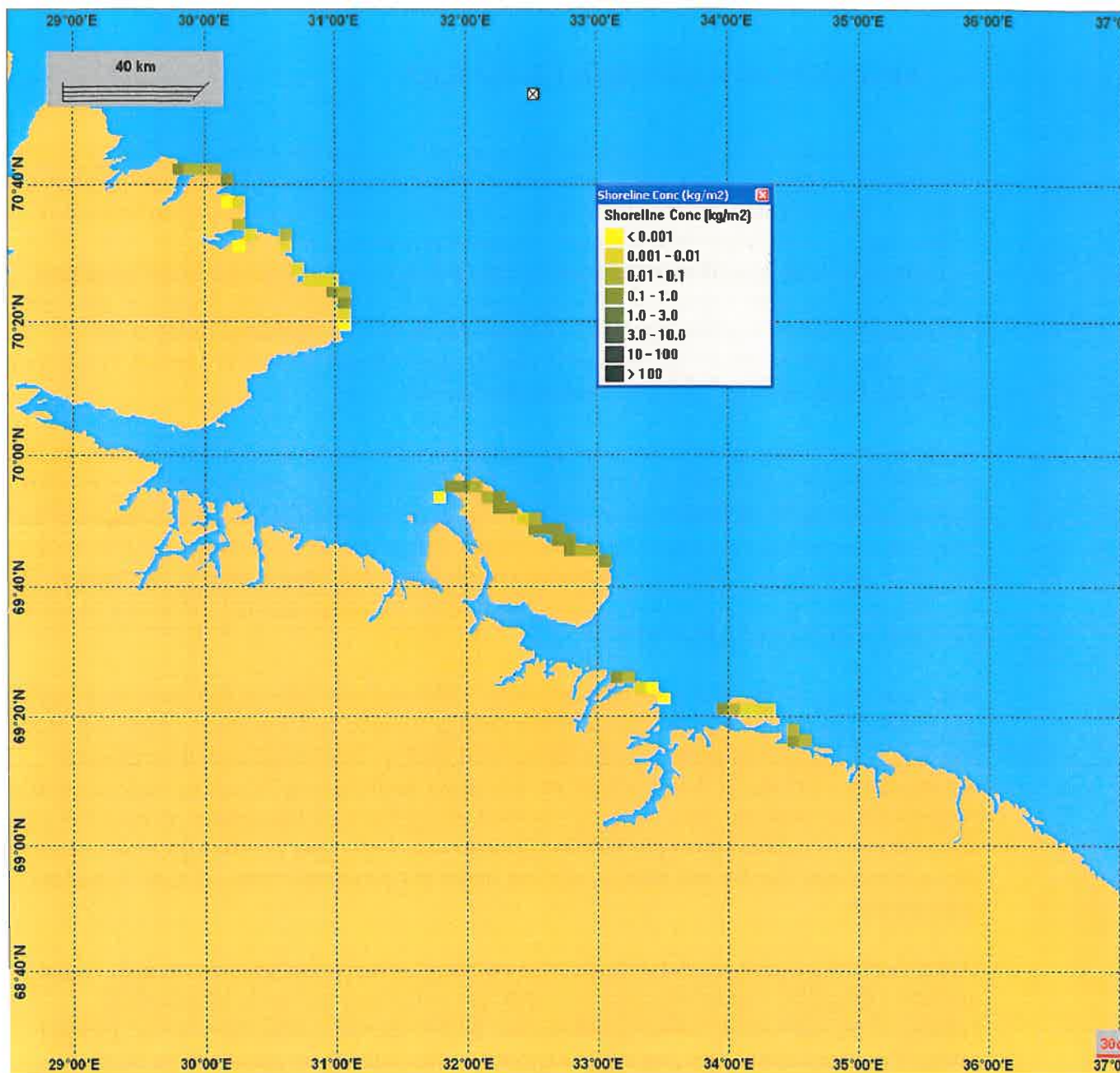
Tabell 10-4 Beregnet beredskapskapasitet og dekningsgrad for barrier 3 og 4

Scenarie	Persentil	Barriere 3 – Kystsonen			Barriere 4 - Strandsonen		
		Emulsjonsmengde inn i barrieren (tonn)	Opptakskapasitet (tonn)	Opptakskapasitet (%)	Emulsjonsmengde inn i barrieren (tonn)	Opptakskapasitet (tonn)	Opptakskapasitet (%)
B-L2 sommer	50 %	4	7314	182850	1	1107	110650
	95 %	315	7314	2322	63	1107	1756
B-L2 vinter	50 %	0	68	-	0	790	-
	95 %	225	68	30	76	790	1040

Det er sommerscenarioet (95 persentil) som gir størst emulsjonsmengde inn til barriere 3, men barrierens opptakskapasitet overstiger denne mengden i betydelig grad. Også for vinterscenarioet, hvor opptakskapasiteten i barrieren er vesentlig redusert som en følge av forutsetningene om tynn flaktykkelse (5 µm), er overkapasiteten markant. Usikkerheten mht. flaktykkelse er som nevnt betydelig, og den valgte forutsetningen vurderes å være konservativ. Samtidig vil oljefilmer < 0,1 mm som hovedregel være for tynne for effektiv mekanisk oppsamling, hvilket i så fall vil medføre ingen effekt i barriere 3. For 50 persentil scenariene kommer det kun mindre emulsjonsmengder inn til barriere 3 sommerstid og ingen vinterstid. Dekningsgraden indikerer stor overkapasitet basert på den beredskapskapasiteten som er lagt til grunn.

Som vist for barriere 4 i Figur 10-5 er det vinterscenariet (95 persentil) som gir størst stranding, men mengdene er likevel betydelig lavere enn den definerte opptakskapasiteten. Ser man på strandingskartene (Figur 10-5) fra de utvalgte enkeltscenarioene (uten effekt av barriere 3), ser man imidlertid i vinterscenarioet at ca 2/3 strander i Russland, resten i Norge. Dette vil medføre operasjonelle implikasjoner. I sommerscenarioet er det ytterligere kapasitetsmessig overdekning, og all stranding skjer på norsk side. For 50 persentil scenariene kommer det kun en liten emulsjonsmengde inn til barriere 4 sommerstid og ingen vinterstid. I sommerscenarioet forurenses samlet om lag 19 km strandlinje, mens det i vinterscenarioet forurenses over 30 km meter strand – også dette ligger vesentlig under de forutsatte kapasiteter for strandrensing som er henholdsvis 112 km og 80 km.





Figur 10-5 Strandet emulsjon etter 30 dager i 95 persentil scenarier - sommer til øverst og vinter nederst.

Konklusjonen er at en beredskapskapasitet tilsvarende Goliat-beredskapen gir en betydelig kapasitetsmessig overdekning i forhold til emulsjonsmengden som iht. modelleringene gir stranding. Det samme gjelder for responstid. Alle aktiviteter på Russisk jord må avklares gjennom Kystverkets avtaler om bistand med Russerne. Øvrige beredskapsutfordringer er beskrevet i tidligere kapitler.



11 TILTAK FOR Å STYRKE OLJEVERN

Det finnes enkelte utfordringer som kan bidra til å styrke oljevern ytterligere. Globalt er det utfordringer knyttet til verifisering og testing av utstyr. Det jobbes bl.a. med å få på plass et bedre test- og verifiseringsregime for oljevernutstyr. Dette vil gjøre det mulig å systematisere de forskjellige teknologienes egenskaper og sammenligne løsninger.

Per i dag brukes de amerikanske testfasilitetene Ohmsett for å teste utstyr under simulerte forhold. Selv om dette regnes som de mest egnede testfasilitetene i dag, finnes det dessverre en rekke begrensninger ved Ohmsett. Det ville for eksempel vært ønskelig å teste utstyr i bølgehøyder som er større enn det som er mulig i deres basseng. Dette er spesielt viktig for norsk oljeindustri som opererer under krevende bølgeforhold.

Norge er et av få land hvor man tester oljevernutstyr under reelle forhold. Siden tidlig på 80-tallet har NOFO gjennomført olje-på-vann øvelser. Den årlige olje på vann øvelsen er svært viktig for aktører som utvikler og bruker oljevernutstyr. Selskaper, organisasjoner og myndigheter har mulighet til å evaluere teknikker og effektiviteten til forskjellige typer utstyr. NOFO har foretatt utdrag av øvelsesrapportene og nøkkelinformasjon fra de enkelte øvelsene er identifisert. Dette er en mulighet til å prøve utstyr under realistiske forhold samtidig som man vil kunne få detaljerte tilbakemeldinger på utstyrets egnethet.

Dessverre har øvelsen også noen begrensninger. Ettersom man ikke ønsker store mengder utslipp under forhold som gjør opptak vanskelig har testene foregått under relativt rolige værforhold. Dette gjør at man har begrenset med erfaring med bruk av det forskjellige utstyret under ufordelaktige værforhold. Vindforholdene har variert mellom 0 og 20 m/s og maks signifikant bølgehøyde har stort sett vært under 2,5 meter. I tillegg har sjøtemperaturen vært over 9 grader under alle øvelsene beskrevet på NOFOs hjemmesider. Dette gjør at erfaringsgrunnlaget fra olje på vann øvelsene sier lite om bruk av utstyret under temperaturene man vil møte i området i store deler av året.

Under fremtidig testing av utstyr burde man vektlegge temperaturforhold som man vil møte i området i tillegg til å undersøke utstyrets funksjon under mer krevende bølgeforhold. I tillegg til olje på vann øvelsene gjennomfører NOFO en rekke table-top øvelser, gjerne i samspill med enkelselskaper, og organisasjonen støtter kursing av personell fra IUAer.



12 REFERANSER

- Anker-Nilssen, T., Bustnes, J.O., Erikstad, K.E., Fauchald, P., Lorentsen, S.-H., Tveraa, T., Strøm, H. & Barrett, R. (2005) SEAPOP. Et nasjonalt sjøfuglprogram for styrket beslutningsstøtte i marine områder NINA Rapport 1. ISBN, ISSN 82-426-1515-2, 1504-3312. 66 pp.
- BALLOU, T.G., S.C. HESS, R.E. DODGE, A.H. KNAP, og T.D. SLEETER, 1989. "Effects of untreated and chemically dispersed oil on tropical marine communities : a long-term field experiment". Proceedings of the 1989 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, Washington D.C., pp447-454
- Bradford, J.H., D.F. Dickins and P.-J. Brandvik. 2010. Assessing the potential to detect snow covered oil spills on sea ice using airborne ground-penetrating radar. *Geophysics*, 75:2.
- Brandvik, P.J. and T. Buvik. 2009. Using Dogs to Detect Oil Hidden in Snow and Ice – results from Field Training on Svalbard April 2008. SINTEFJIP-rep-no-14-Oildog-snow-ice[1].pdf. Accessed 8/22/11 at <http://www.sintef.no/Projectweb/JIP-Oil-In-Ice/Publications/>
- BRANDVIK, P.J., DALING, P.S., LEWIS, A., LUNEL, T. 1995: Measurement of Dispersed Oil Concentrations by In-Situ UV Fluorescence During the Norwegian Experimental Oil Spill 1994 with Sture Blend. In: Proc. 18th Arctic Marine Oilspill Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, Ontario, pp.519-535.
- BRANDVIK, P.J., LEWIS, A., STRØM-KRISTIANSEN, T., HOKSTAD, J.N., DALING, P.S., 1996b. NOFO 1996 Oil on water exercise - Operational testing of "Response 3000" Helibucket. IKU report no. 41.5164.00/01/96.
- BRANDVIK, P.J., STRØM-KRISTIANSEN, T., LEWIS, A., DALING, P.S., REED, M., RYE, H., 1996a: The Norwegian Sea trial 1995. Offshore testing of two dispersant application systems and Simulation of an underwater pipeline leakage a summary paper. Proceedings of the 19th AMOP Seminar, June 12-14, 1996, Calgary Canada, pp.1395-1416.
- Buist, I. and S. Potter. 2010. Barents Sea field test of herder to thicken oil for in-situ burning. In: Proceedings Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar. Environment Canada. Ottawa, Canada.
- Christensen-Dalsgaard, S., Bustnes, J.O., Follestad, A., Systad G.H., Eriksen, J.M., Lorentsen S.-H. & Anker-Nilssen, T. 2008. Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. - NINA Rapport 338. 161 s.
- Dickins, D., L. Liberty, W. Hirst, J. Bradford, V. Jones, L. Zabilansky, G. Gibson, and J. Lane. 2005. New and innovative equipment and technologies for the remote sensing and surveillance of oil in and under ice. In: Proceedings 28th Arctic and Marine Oilspill Program (AMOP) Technical Seminar. Environment Canada, Ottawa, Canada.
- DURELL, G.S. S.A. OSTAZESKI, 1994: "Volatile Hydrocarbons in Air and Sub-surface Water: North Sea Dispersant Field Trials - NOFO Exercise, June 6-9, 1994". ESCOST report no. 18. Battelle Ocean Sciences Report No. N898545, 1994. 19p.



- Faksness, L.-G., J.N. Hokstad, P.S. Daling, K. Almås, 2001: AMOS Report no. 6: Chemical and toxicological characterisation of the Water Accommodated Fraction of different crude oils. Data report. SINTEF Report no. STF66 F01028.
- French, D.P., Reed M, Jayko K, Feng S, Rines H, Pavignano S, Isaji T, Puckett S, Keller A, French FW III, Gifford D, McCue J, Brown G, MacDonald E, Quirk J, Natzke S, Bishop R, Welsh M, Phillips M, Ingram BS. (1996). The CERCLA type A natural resource damage assessment model for coastal and marine environments (NRDAM/CME), technical documentation, Vols 1– 6. Contract 14-0001-91-C-11. Final Report. U.S. Department of the Interior, Office of Environmental Policy and Compliance, Washington, DC.
- French-MacCay, D.P., 2002: Development and Application of an oil toxicity and exposure modell, OilToxEx. Environmental Toxicology and Chemistry, Vol. 21, pp. 2080-2094
- GILFILLIAN, E.S., D.S. PAGE, S.A. HANSON, J.C. FOSTER, J.R. HOTHAM, D. VALLAS, R. GERBER, og S.D. PRATT, 1983. "Effect of spills of dispersed and non-dispersed oil on intertidal infaunal community structure". Proceedings of the 1983 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, Washington D.C., pp457-463
- Hendriks, A.J. et al., 2001: The Power of Size. 1. Rate Constants and Equilibrium Ratios for Accumulation of Organic Substances Related to Octanol-water Partition Ratio and Species Weight. Environmental Toxicology and Chemistry, Vol. 20, pp. 1399-1420.
- Hokstad, J.N., D. Altin, O.G. Brakstad, 2001: AMOS Report no. 9: Toxicity correlation studies: Acute toxicity of Water Accommodated Fractions from two crude oils and a condensate assessed with three different toxicity tests. Data report. SINTEF Report no. STF66 F01039.
- LEWIS, A., P. S. DALING, P. J. BRANDVIK, A. NORDVIK. 1995: "The Effect of Oil Weathering on the Laboratory Determined Effectiveness of Oil Spill Dispersants". Scientific and Environmental Ass. 1995. Workshop proceedings: The Use of Chemical Countermeasure Product Data for Oil Spill Planning and Response, Vol. II, April, 1995, Leesburg, VA.
- Lewis, A. and Daling, P.S., 2007: A Review of Studies of Oil Spill Dispersant Effectiveness in Arctic Conditions. SINTEF Report no: STF80MK F07095
- LICHTENTHALER, R.G., P.S. DALING, 1985: "Aerial application of dispersants - comparison of slick behavior of chemically treated versus non-treated slicks". Proceedings of 1985 Oil Spill Conference, API Washington DC, pp.4 71-482.
- LUNEL, T., 1995. Dispersant Effectiveness at Sea. In: Proc. 1995 International Oil Spill Conference, API, Washington D.C. pp. 147-155.
- LUNEL, T., 1996. Dispersion Measurements at the Sea Empress Oil Spill. In: Proc. 19th Arctic Marine Oilspill Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, Ontario. pp. 100-110.
- McAULIFFE, C.D., 1987. Organism exposure to volatile/soluble hydrocarbons from crude oil spills - a field and laboratory comparison. In: Proc. 1987 Oil Spill Conference. Washington, D.C., American Petroleum Institute. pp. 555-566.
- Røyset *et al.*, 2007: Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Statusbeskrivelse av skipstrafikk SEAPOP på nett 2010: <http://www.seapop.no/om-seapop>
- Singsaas, I., Solsberg, L., Leirvik, F., Rist Sørheim, K., and Lundmark Daae, R., 2011: Development and Testing of New Mobile Skimmers for Oil Recovery in Ice-covered Waters. AMOP proceedings 2011, Banff, October 4-6 2011.



SINTEF 2008, Weathering properties of the Goliat Kobbe and two Goliat Blend of Kobbe and Realgrunnen crude oils.

STRØM-KRISTIANSEN, T., P.S. DALING, P.J. BRANDVIK, 1996: NOFO 1996 Oil on water exercise – Surface oil sampling and analysis. IKU report no. 41-5164.00/03/96.

Sørheim, K.R., Singaas, I., Hoell, E., Johansen, Ø., 2010: Utvikling av analysemetodikk for dispergering vs. mekanisk oppsamling med bruk av OSCAR for simulering av akutt oljeutslipp. SINTEF rapport: SINTEF A14965.

Sørstrøm, S.E., Brandvik, P.J., Buist, I., Daling, P.S., Dickins, D., Faksness, L.G., Potter, S., Rasmussen, J.F. and Singaas, I., 2010: Joint industry program on oil spill contingency for Arctic and ice-covered waters. SUMMARY REPORT. SINTEF Report no: A14181. Open.

Vefsnmo, S., Jensen, H.V., Singaas, I., Guenette, C., 1999: "Oil Spill Response in Ice Infested waters".

VEDLEGG

1

ANALYSER FOR BRUK AV DISPERGERINGSMIDDEL - NEDRA

- o0o -

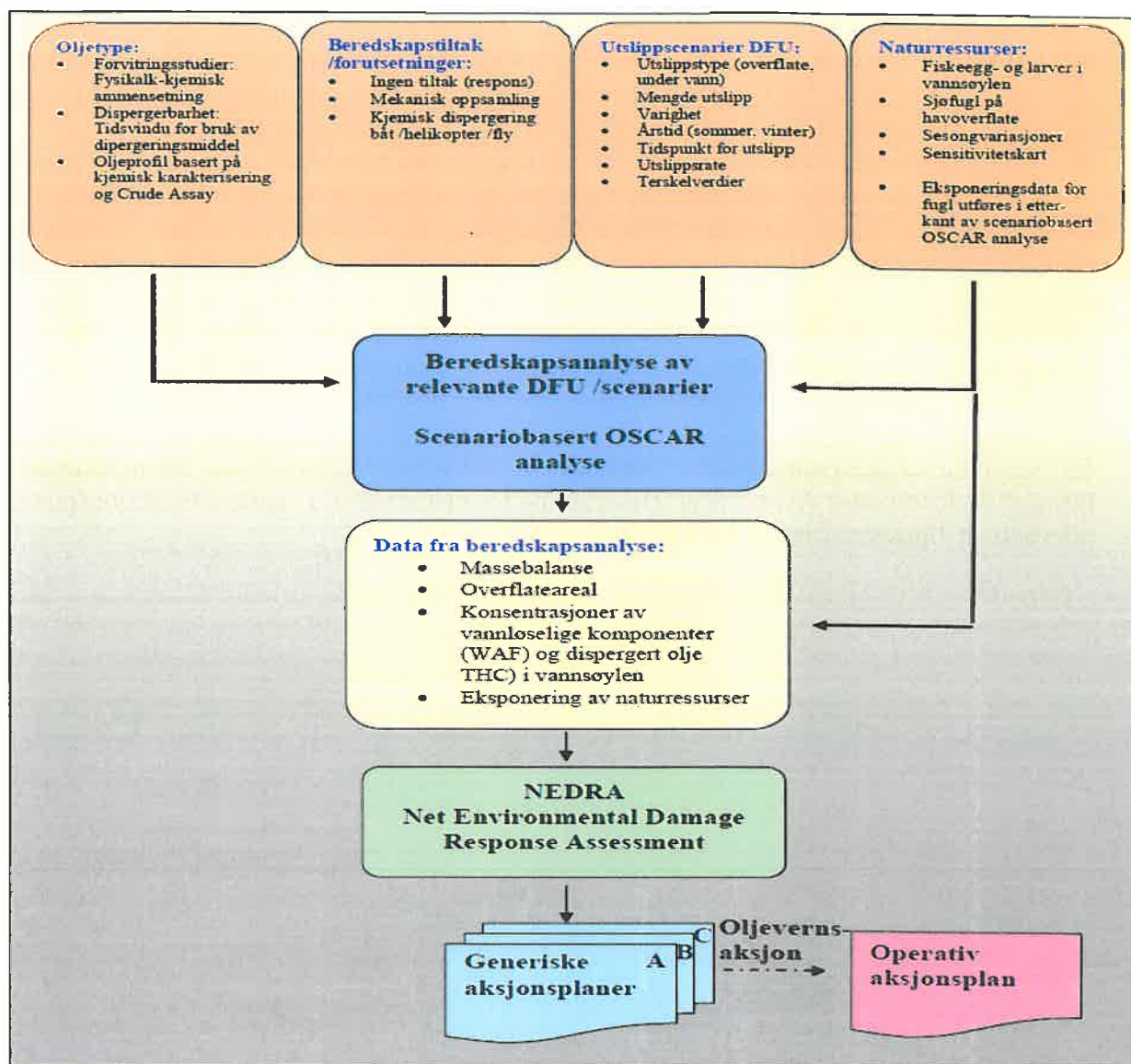
Det er etablert en metodikk for scenariobaserte beredskapsanalyser ved bruk av dispergeringsmiddel (Sørheim *et. al.*, 2010) og det er pr. dato gjennomført analyser som grunnlag for utarbeidelse av dispergeringsstrategier for flere felt på norsk sokkel, basert på bruk av 3D spredningsmodell (OSCAR). Beredskapsanalyser danner i tillegg et grunnlag for utarbeidelse av generiske aksjonsplaner for bruk av dispergeringsmiddel ved akutte oljeutslipp for de spesifikke oljefelt. Med generiske aksjonsplaner menes her planer mot akutt oljeforurensning som skal dekke et spekter av mulige utslippsscenarioer for et spesifikt oljefelt/oljetype, og disse skal være nedfelt i beredskapsplan for oljefeltet.

Akutt oljeforurensning kan medføre store skader i det marine miljøet. Skadepotensialet vil være svært avhengig av hvilke naturressurser som blir eksponert, type og mengde olje som slippes ut, samt andre parametre som tid på året og ulike værforhold. Skadepotensialet av akutte oljeforurensninger er ikke alltid sammenfallende med utslippsmengden. De vanligste bekjempelsesmetodene som brukes for å hindre og begrense effektene av oljeforurensning, er oppsamling med lenser og oljeopptakere (skimmere) og /eller bruk av dispergeringsmidler. I tillegg regnes overvåkning av oljeforurensning som et eget beredskapstiltak. En god oljevernberedskap består av en evaluering av potensielle scenarier for oljeutslipp for en gitt lokasjon som grunnlag for utforming av bekjempelsesstrategier. Hovedmålet for en hver bekjempelsesstrategi er å minimalisere miljøkonsekvensen ved en akutt oljeforurensning, og dette bør skje ut fra en overordnet vurdering av hvilke beredskapstiltak totalt sett vil gi minst miljøskade basert på en NEDRA – tilnærming (NEDRA = "Net Environmental Damage Response Assessment"). Dette inkluderer først og fremst skade på naturlige ressurser (økologiske), men kan også inkludere kommersielle ressurser (f. eks oppdrettsanlegg for fisk) samt ressurser som benyttes av mennesker (f. eks strender). Effekten av å bekjempe oljeutslipp må sammenlignes med effekten av å ikke gjøre noe med utslippet, og ikke sett i forhold til at oljeutslippet ikke skjer. Det er viktig å ta i betraktning effekten på miljøet i sin helhet og ikke fokusere bare på enkelte aspekt av situasjonen (f.eks. bare fisk eller bare fugl). Å veie objektivt de relative fordeler og ulemper av ulike bekjempelsesmetoder og se på konsekvensene ved ulike tiltak er det som gjøres ved NEDRA metodikken.



Oljefelt som er i produksjon og/eller planlegges å komme i produksjon på norsk sokkel kan ha oljer med svært forskjellig fysikalsk-kjemiske egenskaper som gjør at oppførsel og skjebne på sjøen kan være svært ulik for de ulike oljetypene. Det er derfor viktig at oljens forvitringsegenskaper samt oljens kjemiske og naturlige dispergerbarhet er kjent. Det er også viktig å ta hensyn til type oljevernutstyr og ressurser for evaluering av ulike beredskapsstrategier, f. eks. mengde dispergeringsmidler som er tilgjengelig, eller om man vil studere effekten av nytt eller planlagt påføringsutstyr for bruk av dispergeringsmidler sammenlignet med effekten av et eksisterende system. I tillegg kan også sårbare naturressurser og naturlige sesongvariasjoner være svært forskjellige i de aktuelle områdene på norsk sokkel. Alle disse parametrene er viktig å ha kjennskap til og er samtidig sentrale inngangsdata for scenariobaserte beredskapsanalyser, som igjen danner grunnlaget for utarbeidelser av generiske aksjonsplaner for et område (oljefelt).

En oversikt over analysemetodikken som også inkluderer en NEDRA ("Net Environmental Damage and Response Assessment") tilnærming for utarbeidelse av generiske aksjonsplaner for relevante utslippsscenarioer er vist i figur A-1.



Figur A-1 Flytdiagram som viser en oversikt over de elementer som inngår i scenariobasert analysemetodikk for utarbeidelse av generiske aksjonsplaner (Sørheim et. al., 2010).



APPENDIX

2

FORDELING AV SJØFUGL OG GYTEPRODUKTER

- o0o -

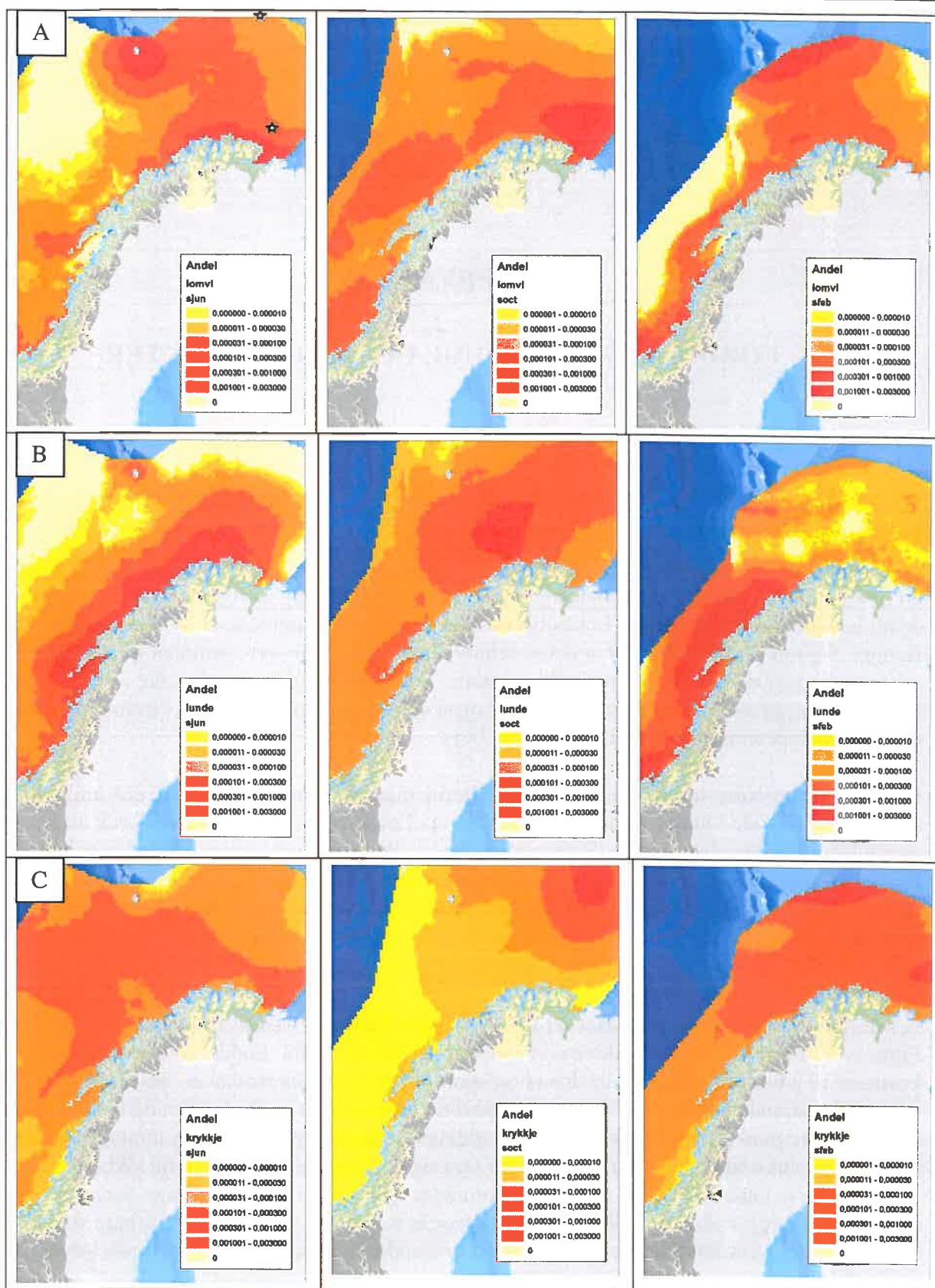
Fordeling av sjøfugl

Det er simulert 2 utslippsscenarioer i Barentshavet sørøst, ett relativt kystnært øst for Vardø og ett relativt langt nordøst i Barentshavet. Figur A-2 viser fordeling av lomvi, lunde og krykkje på åpent hav gjennom 3 sesonger. Lokasjonen til de 2 utslippsscenarioene er indikert (omtrentlig) i figuren. Sammenstillingen viser at det er relativt stor sjøfuglaktivitet i området gjennom hele året, med noe variasjon mellom de forskjellige artene. En del alkefugler og pelagiske overflatebeitende fugl som er oppført i den norske rødlista har også sine kjerneområder delvis i influensområdet for disse to utslippsscenarioene (NINA rapport 786).

Bruk av dispergeringsmiddel bidrar ofte til å fjerne oljen fra overflaten raskere enn andre tiltak, spesielt ved økende vindhastighet hvor for eksempel mekanisk oppsamling ved bruk av lenser er mer følsom for høye bølger enn dispergering. Begge Barentshavet scenarioene som er simulert ligger i et område med relativt stor sjøfuglaktivitet store deler av året. Isolert sett skulle dette indikere at dispergeringsmiddel skulle kunne brukes for å minimalisere skade på sjøfugl i området.

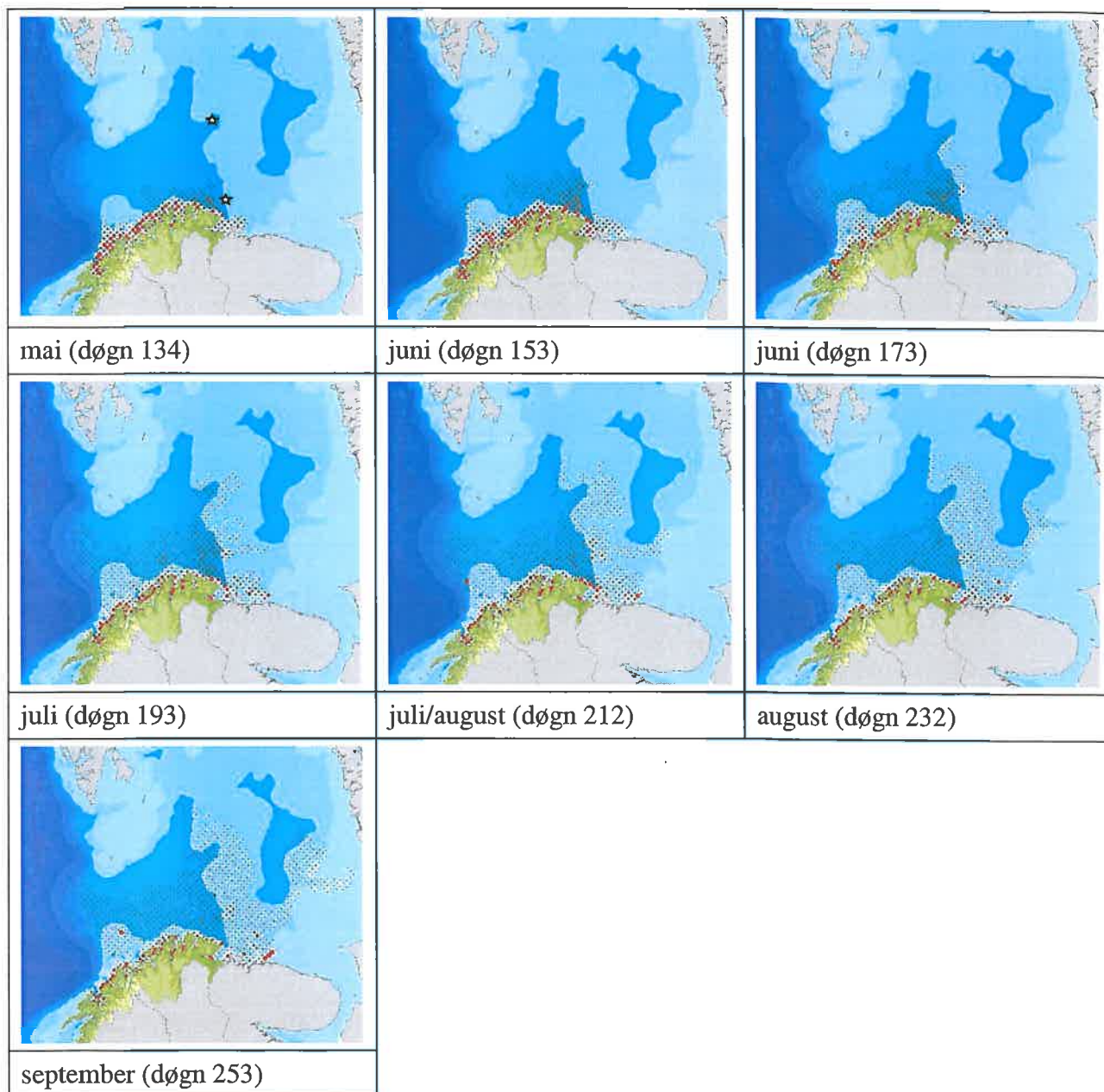
Fordeling av gyteprodukter

For det aktuelle utredningsområdet ser det ut til lodde kan være den fiskearten som er mest utsatt. Figur A-3 viser fordeling av loddelarver i ulike måneder fra 2003. Loddelarvene er relativt kystnære til å begynne med før de driver og sprer seg utover i Barentshavet. For det sørligste av de to utslippspunktene vil det finnes gyteprodukter mesteparten av sommeren og høsten, mens for det nordligste punktet vil man kunne finne loddelarver typisk i perioden fra juli/august og utover høsten. For andre fiskeslag som gyter lengre vest og sør, for eksempel torsk og sild, vil også larver fra disse kunne drive inn i utredningsområdet typisk i juli / august. Ifølge Serigstad (1991) er det spesielt egg stadiet og tidlige larvestadier som ser ut til å være de mest sårbare stadiene. Studiene tyder på at loddelarver og sildelarver er mindre følsomme enn f.eks. torskelarver.



Figur A-2 Fordeling av A) lomvi (*Uria Aalge*), B) lunde (*Fratercula arctica*) og C) krykkje (*Rissa tridactyla*) i Norskehavet og Barentshavet, i sommer (sjun), høst (soct) og vintersesongen

(sfeb), basert på modellerte data (SEAPO/Per Fauchald). (★ Omtrentlig lokasjon for de to utslippsscenarioene simulert).



Figur A-3 Fordeling av loddelarver i ulike måneder fra 2003 (Kilde: Havforskningsinstituttet). (★ Omtrentlig lokasjon for de to utslippsscenarioene simulert).

Det Norske Veritas:

Det Norske Veritas (DNV) er en ledende, uavhengig leverandør av tjenester for risikostyring, med global virksomhet gjennom et nettverk av 300 kontorer i 100 ulike land. DNVs formål er å arbeide for sikring av liv, verdier og miljø.

DNV bistår sine kunder med risikostyring gjennom tre typer tjenester: klassifisering, sertifisering og konsulentvirksomhet. Siden etableringen som en uavhengig stiftelse i 1864 har DNV blitt en internasjonalt anerkjent leverandør av ledelsestjenester og tekniske konsulent- og rådgivningstjenester, og er et av verdens ledende klassifiseringsselskaper. Dette innebærer kontinuerlig utvikling av ny tilnærming til helse-, miljø- og sikkerhetsledelse, slik at bedrifter kan fungere effektivt under alle forhold.

Global impact for a safe and sustainable future:

Besøk vår internettside for mer informasjon: www.dnv.com

