

**SINTEF Kjemi**

Postadresse: 7465 Trondheim

Besøksadresse: S.P. Andersens vei 15A

Telefon: 73 59 20 80 / 12 12

Telefaks: 73 59 70 51

Foretaksregisteret: NO 948 007 029 MVA

SINTEF RAPPORT

TITTEL

Utredning av konsekvenser av helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet.**Temastudie 7–d: Oljevern**

FORFATTER(E)

Ivar Singasaas, Svein Ramstad, Øistein Johansen

OPPDRAGSGIVER(E)

Olje- og Energidepartementet

RAPPORTNR. STF66 F03030	GRADERING Fortrolig	OPPDRAGSGIVERS REF. Steinar Nesse, Christer af Geijerstam	
GRADER. DENNE SIDE	ISBN	PROSJEKTNR. 661448	ANTALL SIDER OG BILAG 104
ELEKTRONISK ARKIVKODE Rapport final.doc		PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) Ivar Singasaas	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) Per S. Daling
ARKIVKODE	DATO 2003-05-05	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) Tore Aunaas, Forskningssjef	

SAMMENDRAG

Denne studien beskriver eksisterende oljevernberedskap i Norge inklusive nordområdene, hvordan norsk oljevernberedskap er organisert og teknologiutvikling som pågår for å gjøre den enda bedre. Fordi bekjempelse av et oljeutslipp i en tidlig fase og så nær kilden som mulig er av størst betydning, er hovedfokus i denne rapporten lagt på offshore beredskap og tiltak på åpen sjø. Kystnær beredskap og strandsoneberedskap er også meget viktig og det forventes at dette vil bli videre diskutert i fremtidige utredninger, f.eks. i forbindelse med ”Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet”.

Det er spesielle utfordringer knyttet til oljevernberedskapen i nordområdene sammenlignet med lengre sør. Dette går spesielt mot klimatiske forhold og infrastruktur. Det er gjort vurderinger av effektiviteten til eksisterende og kommende beredskapsutstyr under de rådende forhold i området, blant annet vurdering av bruk av dispergeringsmiddel og egnethet av lenser og opptaksutstyr gitt det lokale vær og klima samt hvordan lysforholdene påvirker beredskapen. Det er estimert behov for beredskapsressurser i regionen ut fra tre skisserte utviklingsnivåer. Det er også diskutert hvordan oljeaktivitet i nordområdene og en økning i beredskapen kan samspille med andre næringer i regionen.

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Oljevern	Oil Spill Contingency
GRUPPE 2	Miljø	Environment
EGENVALGTE	Lofoten - Barentshavet	Lofoten - Barentshavet

INNHALDSFORTEGNELSE

Oppsummering	4
1 Bakgrunn	7
2 Innledning	7
3 Eksisterende oljevernberedskap i regionen	8
3.1 IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning)	8
3.2 Kystverket	8
3.3 Kystvakten	10
3.4 NOFO beredskapen	10
3.5 SNSG (Store Norske Spitsbergen Grubekompani) sitt utstyr i Svea	12
3.6 Anvendelsesområder, styrker og begrensninger for de ulike typer utstyr	12
3.7 Erfaringer fra øvelser og aksjoner	18
4 Pågående teknologiutvikling med fokus på "offshore-relatert" utstyr	20
4.1 TransRec 150 skimmer system	20
4.2 "Snurpelensa"	21
4.3 Ocean Buster 1000	23
4.4 Aktiv oljetrål	24
4.5 Helikopterbøtte for påføring av dispergeringsmiddel	25
4.6 Utstyr for oppsamling av olje i isfylte farvann	26
4.7 Annen planlagt teknologiutvikling	27
5 Organisering av Norsk oljevernberedskap	28
5.1 Privat beredskap	28
5.2 Kommunal og statlig beredskap	30
5.3 Strandsoneberedskap	31
5.4 Samordning og erfaringer fra øvelser og aksjoner	32
6 Klimatiske forhold	35
6.1 Vind og bølger	35
6.2 Dagslys og mørke	35
6.3 Ising	39
6.4 Diskusjon og anbefalinger	40
7 Infrastruktur og andre kritiske faktorer i forhold til oljevernberedskapen	44
7.1.1 Veinettet	44
7.2 Lufttransport	45
7.3 Sjøtransport	45
7.4 Logistikk	45
7.5 Avfallshåndtering	46
7.6 Andre kritiske faktorer	46
8 Potensielle miljøkonsekvenser ved bruk av dispergeringsmiddel	48
8.1 Netto miljøgevinst analyse - "Net Environmental Benefit Analysis" (NEBA)	48
8.2 Biologiske effekter av dispergert olje	48
8.2.1 Studier ved Havforskningsinstituttet	50
8.2.2 Studier rapportert av IPIECA (Baker, 1993)	52
8.2.3 Karakterisering av vannløselige komponenter og akutt giftighet for utvalgte Norske oljer	52
8.2.4 Evaluering av skadepotensialet fra undervannsutslipp i delstudie 7-c	53
8.3 Erfaringer fra feltforsøk	54
8.4 Simulering av konsentrasjonsfelt i vannsøylen ved bruk av dispergeringsmiddel	55

8.5	Sårbare ressurser i vannsøylen i regionen	59
8.6	Diskusjon.....	59
9	Scenariobasert behov for beredskapsressurser.....	61
9.1	Beskrivelse av aktivitetsnivåer og scenarier	61
9.2	Beredskapsanalyser	62
9.2.1	Beredskapsanalyse basisnivå: Troms I.....	65
9.2.2	Beredskapsanalyse middels aktivitetsnivå: Nordland VI.....	68
9.2.3	Beredskapsanalyse høyt aktivitetsnivå: Bjørnøya Vest	70
9.3	Estimering av ressursbehov	74
10	Økning av beredskapen og samspill med andre næringer.....	75
10.1	Estimert behov for økning av oljevern beredskapen	75
10.2	Andre næringer i landsdelen med behov for oljevern beredskap.....	75
10.3	Samspill mellom økt oljeaktivitet og andre næringer	76
11	Miljøkonsekvenser knyttet til ulike strandsaneringsteknikker.....	78
11.1	Miljøeffekter av olje på strand	78
11.2	Målsetning med strandsaneringsaksjoner.....	78
11.3	Faktorer som bestemmer/påvirker valg av saneringsteknologi for oljeforurensset stand.....	79
11.4	Vurdering av miljøeffekter som følge av bruk av ulike saneringsmetoder.....	79
12	Konklusjoner og anbefalinger	86
12.1	Eksisterende ressurser og planlagt nyutvikling.....	86
12.2	Spesielle utfordringer knyttet til oljevern i nordområdene	86
12.3	Bruk av dispergeringsmiddel.....	87
12.4	Ressursbehov i forhold til aktivitetsnivåene	88
12.5	Samspill med andre næringer	88
12.6	Anbefalinger	88
13	Referanser	90
	Vedlegg A: Scenariobasert beredskapsanalyse	94

Oppsummering

Denne studien beskriver eksisterende oljevernberedskap i Norge inklusive nordområdene, hvordan norsk oljevernberedskap er organisert og teknologiutvikling som pågår for å gjøre den enda bedre. Fordi bekjempelse av et oljeutslipp i en tidlig fase og så nær kilden som mulig er av største betydning, er hovedfokus i denne rapporten lagt på offshore beredskap og tiltak på åpen sjø. Kystnær beredskap og strandsoneberedskap er også meget viktig og det forventes at dette vil bli videre diskutert i fremtidige utredninger, f.eks. i forbindelse med "Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet".

Det er spesielle utfordringer knyttet til oljevernberedskapen i nordområdene sammenlignet med lengre sør. Dette går spesielt mot klimatiske forhold og infrastruktur. Det er gjort vurderinger av effektiviteten til eksisterende og kommende beredskapsutstyr under de rådende forhold i området, blant annet vurdering av bruk av dispergeringsmiddel og egnethet av lenser og opptaksutstyr gitt det lokale vær og klima samt hvordan lysforholdene påvirker beredskapen. Det er estimert behov for beredskapsressurser i regionen ut fra tre skisserte utviklingsnivåer. Det er også diskutert hvordan oljeaktivitet i nordområdene og en økning i beredskapen kan samspille med andre næringer i regionen.

Det er begrensninger forbundet med det meste av oljevernutstyr. Lenser og oljeopptakere har begrensninger i forhold til klimatiske forhold og oljenes egenskaper. Dispergeringsmiddel er antatt å ha noe større værvindu (vind og bølger) for bruk enn mekanisk oppsamling, men høyviskøse emulsjoner har ofte nedsatt dispergerbarhet. God kjennskap til de ulike oljenes forvitringsegenskaper under relevante miljøforhold vil derfor være av stor betydning.

Det pågår en betydelig teknologiutvikling av oljevernutstyr i Norge med fokus på økt effektivitet, mobilitet og fleksibilitet. Det er forventet at denne nyutviklingen som pågår vil bidra til at offshore oljevernutstyr blir mer fleksibelt og mobilt og bl.a. kan fraktes over større avstander langs landeveien. Effektiviteten vil kunne forbedres gjennom høyere slepehastighet for lensene og bedre kapasitet på skimmeren.

Spesielle utfordringer knyttet til oljevern i nordområdene

Vind- og bølgestatistikken for Lofoten og Barentshavet viser at forholdene både i sommer- og vinterhalvåret er tilnærmet lik Nordsjøen eller faktisk noe bedre. Dette betyr at effektiviteten til oljevernutstyret og muligheten for gjennomføring av aksjoner ut fra vær- og vindforhold *ikke* er redusert i forhold til Nordsjøen. Lysforholdene i nordområdene er noe dårligere enn Nordsjøen i vinterhalvåret, spesielt november, desember og januar, men bedre i sommerhalvåret med midnattssol deler av sommeren. Det er klare begrensninger med dagens beredskap i forhold til operasjoner i mørke, først og fremst med å finne oljen og samle den effektivt i lensa. Her er det behov for teknologisk utvikling både på utstyrssiden og på operative støtteverktøy (f.eks. overvåking og modellverktøy), som også vil komme sydligere områder og den generelle oljevernberedskapen tilgode. Lave temperaturer og ising kan være en utfordring i nordområdene. Ising av oljevernutstyr kan forekomme og da først og fremst for utstyr som kan bli stående uvirksomt i lengre perioder. Tiltak for å sikre at mekanisk oljevernutstyr og utstyr for påføring av dispergeringsmiddel virker tilfredsstillende under lave temperaturer bør prioriteres. Også arbeidsmiljøforholdene vil forverres ved lave temperaturer og ising. En målsetting med utvikling av den nye TransRec skimmeren er større grad av instrumentering og fjernstyring slik at det skal bli mindre behov for å oppholde seg utendørs. Ellers kan enkle grep som påkledning og salting være viktige for sikre operasjoner på dekk.

De viktigste elementene i forhold til infrastruktur og oljevernberedskap synes å være:

- Flyplasser som kan ta ned større fly med utstyr – f.eks. Hercules.
- Helikopterlandingsplasser og tilgang på helikoptre.
- Veinett for frakt av utstyr og tilgang til aksjonsområder.
- Havner for omlasting og utskipning av utstyr.
- Fartøyer som kan inngå i oljevernberedskapen.
- Mottak av oppsamlet olje og avfallshåndtering

Infrastrukturen i forhold til oljevernberedskap er pr. idag dårligere i Nord-Norge enn lengre sør. Dette skyldes delvis at petroleumsaktiviteten er i en begynnende fase og at noe av den manglende infrastrukturen forventes å komme på plass ved eventuelle utbygginger.

Andre spesielle utfordringer knyttet til oljevern i nordområdene er eksisterende basestruktur i forhold til fremtidige utbygginger. Det er lang avstand mellom Hammerfest og Træna samtidig som det er langt til det østlige Barentshavet fra Hammerfest. Hammerfest og Træna ligger imidlertid gunstig til i forhold til utbygginger sør i Lofoten og Troms I og Lopparyggen. Avstanden er lang fra fastlandet og opp til den nordlige Barentshavet. Det må påregnes relativt lang responstid fra baser på fastlandet. Et annet element som kommer inn i det nordlige og delvis østlige Barentshavet er korte drivtider til iskant deler av året.

Bruk av dispergeringsmiddel

Dispergeringsmidler brukes til å fremskynde den naturlige dispergeringen av olje. Dette bidrar til å redusere mengde olje på overflaten og dermed mulige effekter på sjøfugl, redusere mengde olje som kan strande og mengde olje som kan drive inn mot iskant. Bruk av dispergeringsmiddel gir imidlertid økte konsentrasjoner av dispergerte oljedråper og løste oljekomponenter i vannsøylen. Dette vil imidlertid være sterkt begrenset både i tid og utstrekning før fortynning i sjøvannet bidrar til at konsentrasjonene faller under et nivå som gir effekter. Det er imidlertid akseptert at bruk av dispergeringsmiddel kan gi biologiske effekter på sårbare organismer som fiskeegg og – larver. Planlagt bruk av dispergeringsmiddel må derfor være gjenstand for en kritisk vurdering, og være basert på god dokumentasjon i form av risikobaserte beredskapsanalyser av relevante utslipps-scenarier som tilsier at dispergeringsmiddel (eventuelt i kombinasjon med andre tiltak) vil være det beste tiltaket totalt sett for miljøet i den gitte forurensnings-situasjonen. Det er gjort en vurdering av når bruk av dispergeringsmiddel kan gi størst biologiske effekter for de tre aktivitetsnivåene som er skissert.

Til tross for relativt omfattende litteratur rundt økologiske effekter av olje i vann er det stor usikkerhet og uenighet om hvilke konsentrasjonsnivåer som kan gi effekter og hvilke effekter man snakker om. Det er derfor et stort behov for å gjennomføre realistiske eksponeringsstudier på relevante arter og sammenstille dette med dagens kunnskap for å gjøre oss i stand til å etablere mer realistiske og sikre effektnivåer.

Ressursbehov i forhold til aktivitetsnivåene

Det er gjennomført en begrenset beredskapsanalyse for et oljefelt fra hvert av de tre aktivitetsnivåene. De tre oljefeltene antas å være dimensjonerende for oljevernberedskapen for hvert sitt aktivitetsnivå og ut fra analysene estimeres følgende utstyrsbehov:

Basis aktivitetsnivå (Troms I + gassfelt): 2 NOFO systemer i Hammerfest. 1 feltberedskapssystem. Utstyr for dispergering.

Middels aktivitetsnivå (I tillegg: Nordland VI, Lopparyggen Øst + gassfelt): 3 NOFO systemer i Hammerfest; 4 NOFO systemer på Træna. 1 feltberedskapssystem i Lofoten; 1 områdeberedskapssystem for Troms I og Lopparyggen Øst. Utstyr for dispergering.

Høyt aktivitetsnivå (I tillegg: Bjørnøya Vest, Finnmark Øst, Nordland VII + gassfelt): 6 NOFO systemer i Hammerfest; 4 NOFO systemer på Træna; 1 områdeberedskapssystem for Nordland VI og VII; 1 områdeberedskapssystem for Troms I og Lopparyggen Øst. Utstyr for dispergering

Basen i Hammerfest er antatt å kunne dekke feltene i Barentshavet på en tilfredsstillende måte, selvom responstiden til Finnmark Øst og Bjørnøya Vest kan være betydelig. Træna vil kunne dekke Lofoten på en tilfredsstillende måte, men på grunn av relative korte avstander til land og områdets generelle sårbarhet bør det vurderes om det skal opprettes et utstyrsdepot noe nærmere enn Træna.

Samspill med andre næringer

Trusselbildet fra andre næringer i regionen er først og fremst knyttet til skipstrafikk og da i første rekke transport av Russiske råoljer, malmtrafikken til Narvik og etter 2006 skipstrafikken til Melkøya. Økt oljeaktivitet i Lofoten og Barentshavet vil medføre økt tilgang på forsyningsfartøy i området som kan benyttes både som slepefartøy og kan inngå i den totale oljevernberedskapen. Dette vil være positivt i forhold til det trusselbildet som utgjøres av økt skipstrafikk i området, med transport av Russiske råoljer. Økt oljeaktivitet vil også medføre et økt behov for hjelpefartøyer i oljevernberedskapen. Her kan fiskeflåten være en mulig ressurs og da spesielt trålerflåten og ringnotsnurpere. Lengre sør benyttes tilsvarende fartøyer bl.a. som slepefartøyer i offshore beredskapen. Det vil sannsynligvis være behov for noe modifikasjoner på fartøy som skal inngå i en slik beredskap. Økt oljeaktivitet vil dessuten bidra til økt sikkerhet for fiskerinæringen gjennom en økning av fartøyer i området og økt helikoptertrafikk.

Det forventes en større grad av samordning mellom den private og offentlige beredskapen i nordområdene i tiden som kommer. En eventuell utnyttelse av fiskeflåten i oljevernberedskapen forventes å inngå i den videre diskusjonen

1 Bakgrunn

Det skal gjennomføres en konsekvensutredning av helårig petroleumsaktivitet i de nordlige havområder fra Lofoten og nordover. En av utfordringene med helårig petroleumsvirksomhet i nordområdene blir å legge forholdene til rette for oljevirksomhet uten at dette går på bekostning av annen virksomhet og naturmiljøet. For å klargjøre disse mulighetene er det i regi av Olje- og Energidepartementet utarbeidet forslag til et utredningsprogram. Dette utredningsprogrammet består av en rekke tematiske studier, hvorav aktuelle forhold knyttet til oljevern er ett av disse.

Gjennom en anbudsrunde fikk SINTEF i oppdrag fra Olje- og Energidepartementet å gjennomføre en utredning av temaet: Oljevern (studie ref. 7-d). Basis for dette arbeidet har vært OED's anbudsinnbydelse med de beskrivelser som finnes der og et "scenariedokument" som beskriver tre mulige utviklingsnivå av oljeaktiviteten i nordområdene, som en basis for de analyser som er gjennomført.

2 Innledning

Denne studien har hovedfokus på offshore oljevernberedskap. Denne ivaretas av Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO). NOFO har utarbeidet et regionalt planverk for oljevernberedskapen på norsk sokkel. Planverket beskriver etablert beredskap for akuttutslipp med utgangspunkt i forventet aktivitetsnivå for årene 2001 og 2003. Planverket inneholder omfattende miljøinformasjon og vurderinger av beredskapsbehov er gjort med utgangspunkt i dette, samt med informasjon fra ContAct og miljødatabasene MRDB og SMO. Norskekysten og sokkelen er inndelt i 5 regioner og regionale beredskapsplaner er utarbeidet for 4 av disse. For region 5 (Troms og Finnmark) vil det bli utarbeidet en tilsvarende plan.

Denne studien beskriver eksisterende oljevernberedskap i Norge inklusive nordområdene, hvordan norsk oljevernberedskap er organisert og teknologiutvikling som pågår for å gjøre den enda mer effektiv. Det er spesielle utfordringer knyttet til oljevernberedskapen i nordområdene sammenlignet med lengre sør, som går spesielt mot klimatiske forhold og infrastruktur. Det er gjort vurderinger av effektiviteten til eksisterende og kommende beredskapsutstyr under de rådende forhold i området, blant annet vurdering av bruk av dispergeringsmiddel og egnethet av lenser og opptaksutstyr gitt det lokale vær og klima samt hvordan lysforholdene påvirker beredskapen. Det er estimert behov for beredskapsressurser i regionen ut fra tre skisserte utviklingsnivåer. Det er også diskutert hvordan oljeaktivitet i nordområdene og en økning i beredskapen kan samspille med andre næringer i regionen.

Stikkord for fremtidens oljevernberedskap ser ut til å være en større grad av fleksibilitet og mobilitet av utstyret og en større grad av samarbeid og samordning mellom den private, offentlige og kommunale beredskapen.

For å fremskaffe bakgrunnsinformasjon til denne studien er Det benyttet mange kilder. NOFO's planverk inneholder bl.a. en del faktainformasjon som er benyttet. Det har vært avholdt møter både med NOFO og Kystverkets Beredskapsavdeling for informasjonsutveksling og diskusjoner. Informasjon om nyutvikling av utstyr har kommet delvis fra NOFO og delvis fra de forskjellige produsentene. Nasjonal og internasjonal publisert litteratur er benyttet, samt at vi har benyttet erfaringsdata fra SINTEF's arbeid med oljevern gjennom 20 år. Vi takker herved for de innspillene vi har fått gjennom dette prosjektet.

3 Eksisterende oljevernberedskap i regionen

Eksisterende oljevern beredskapsressurser i regionen Lofoten - Barentshavet er en kombinasjon av private ressurser og offentlige ressurser. Disse består i grove trekk av:

- IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning) depot langs kysten.
- Kystverkets depot langs fastlandskysten og på Svalbard.
- Kystvakten.
- NOFO depot på Træna og i Hammerfest.
- SNSG (Store Norske Spitsbergen Grubekompani) sitt utstyr i Svea.

Figur 3.1 gir en oversikt over depoter med oljevernutstyr i regionen.

En god kyst- og strandsoneberedskap er viktig for å bekjempe kystnære oljeutslipp og for å bekjempe olje som slipper forbi oppsamlingssystemer offshore og driver mot land. Ved oljeutslipp offshore, i tilknytning til oljeinstallasjoner, er bekjempelse i en tidlig fase og så nær kilden som mulig av største betydning. Derfor er det i denne studien satt hovedfokus på ”offshore-relatert” beredskap og utstyr, mens andre beredskapsressurser er listet opp og diskutert i korte trekk. Når det gjelder lensemateriell er det antatt at såkalte ”havlenser” tilfredsstillende kriteriene til offshore bruk, mens ”kystlenser” ikke gjør det selv om de i tilfeller med optimale værforhold nok vil kunne fungere tilfredsstillende offshore.

Kystnær oppsamling av olje kan være svært krevende både på grunn av stor spredning av oljen, større forvitring av oljen, samt at bølgeforholdene kan være ekstremt utfordrende i dårlig vær. Bekjempelse av et oljeutslipp i en tidlig fase og så nær kilden som mulig er derfor meget viktig.

3.1 IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning)

I fylkene Nordland, Troms og Finnmark finnes det i alt 10 IUA med flere utstyrsdepoter. Tabell 3.1 gir en oversikt over disse IUA’ene og hva de har av lense- og skimmerkapasitet. To av disse har havlense, 200 m hver. IUA’ene sitt oljevernutstyr er først og fremst beregnet på strandsoneberedskap eller kystnær beredskap og egner seg dårlig til bruk offshore.

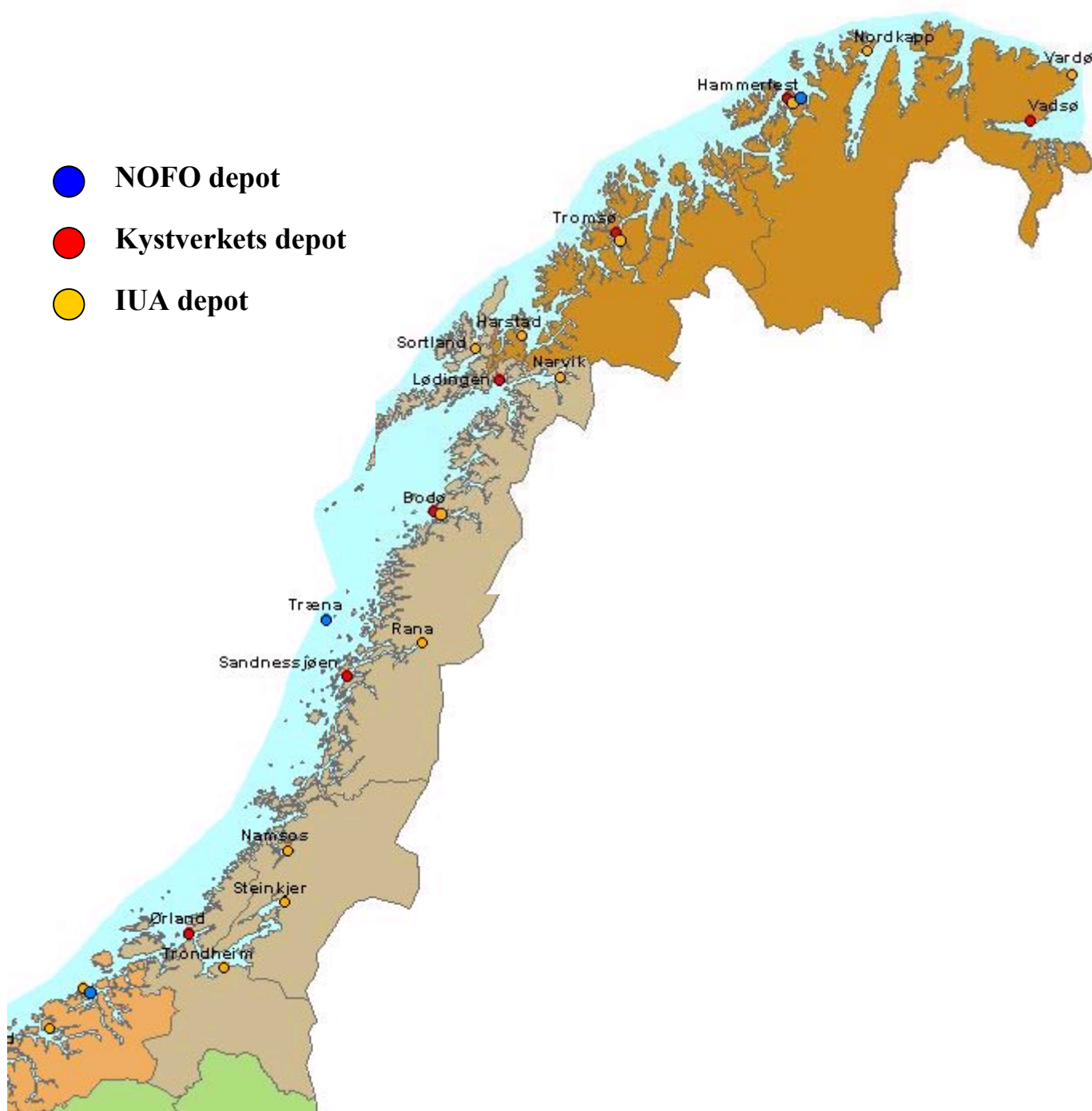
Tabell 3.1 Oversikt over IUA depoter i de tre nordligste fylkene, med angitt lense- og skimmerkapasitet (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

Depot	Havlense, lengde i m	Kystlense, lengde i m	Havnelense, lengde i m	Oljeopptaker, kapasitet i m ³ /t
IUA Øst-Finnmark	200	0	1275	0
IUA Midt-Finnmark	0	0	1100	5
IUA Vest-Finnmark	0	400	100	0
IUA Midt- og Nord-Troms	0	0	0	0
IUA Sør-Troms	0	0	950	0
IUA Lofoten og Vesterålen	0	0	600	10
IUA Ofoten	200	0	1250	13
IUA Salten	0	0	2025	10
IUA Helgeland	0	0	1550	0
IUA Rana	0	0	1300	10

Det gjøres ikke noen videre vurdering av den Interkommunale beredskapen i forhold til ”offshore-rettet” beredskap i denne utredningen.

3.2 Kystverket

Kystverket har i alt 6 depot i de tre nordligste fylkene samt 1 depot i Longyearbyen. Tabell 3.2 gir en oversikt over disse depotene med angivelse av lense- og skimmerkapasitet.



Figur 3.1 Oljeverndepot i Region 4 og 5 (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

Tabell 3.2 Oversikt over Kystverkets depot i de tre nordligste fylkene og Svalbard, med angitt lense- og skimmerkapasitet (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

Depot	Havlense, lengde i m	Kystlense, lengde i m	Havnelense, lengde i m	Oljeopptaker, kapasitet i m ³ /t
Vadsø	600	1100	700	27
Hammerfest	400	1100	700	97
Tromsø	1630	2290	675	331
Lødingen	600	925	700	33
Bodø	600	600	1200	115
Sandnessjøen	600	1000	700	107
Longyearbyen	0	500	2300	135

Kystverkets beredskap er først og fremst tilrettelagt for operasjoner i kystnære farvann og strandsanering. Det finnes imidlertid en god del lensemateriell og oljeopptakere på depotene i regionen som i prinsippet kan benyttes offshore. Ingen av disse depotene har fartøyer som egner seg til bruk offshore slik at hjelpefartøyer må hentes på det åpne markedet. Ringnotfartøy har vist seg å være gode oljevernfarer. Denne type hjelpefartøy har ofte en begrensning mht. brannsikkerhet og kan derfor bare operere i området hvor det ikke er noen brann- og eksplosjonsfare. Kystverket har det siste året opprettet såkalte mellomagrings-depoter, men disse har ikke utstyr for offshore bruk.

3.3 Kystvakten

Flere kystvaktfartøyer har oljevernutstyr ombord og de har en avtale med Kystverket som sier at de skal bistå under oljevernoperasjoner, men at de ikke har noen plikt. Ifølge Kystverkets Beredskapsavdeling er det 4 kystvaktfartøyer som er stasjonert i denne regionen i dag: K/V "Marlene Østervoll", K/V "Tromsø", K/V "Barentshav" og K/V "Sture Gøran". Av disse er det K/V "Tromsø" som kan inngå i en offshore beredskap. Skipet har OR (Oil Recovery) klasse, har lenser og Foxtail og TransRec 250 skimmere ombord, samt at fartøyet har en tankkapasitet på ca. 1000 m³.

3.4 NOFO beredskapen

NOFO har i alt 5 utstyrsdepot langs kysten Tabell 3.3 gir en oversikt over disse depotene og hvilken type utstyr som finnes og i hvilke mengder.

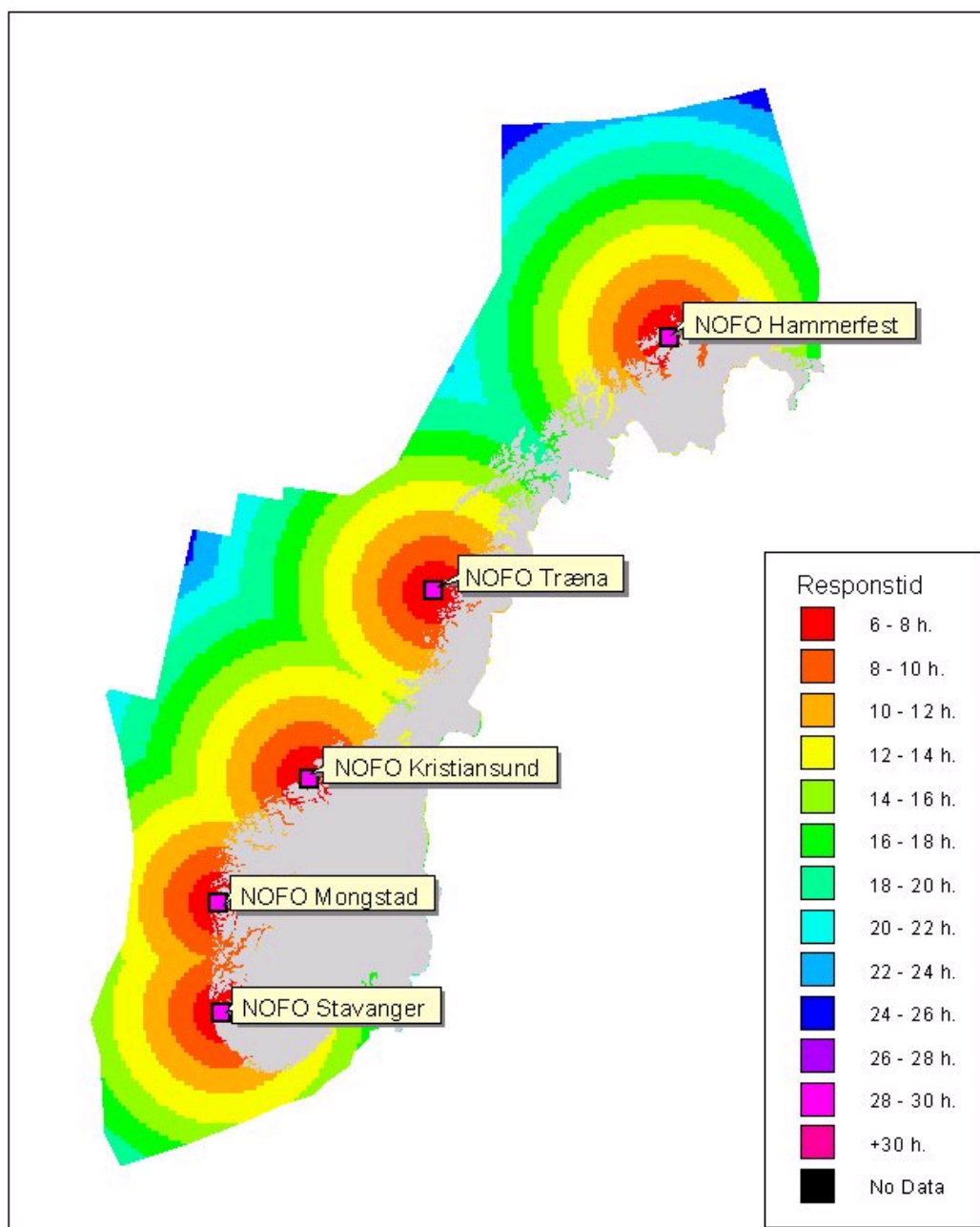
Tabell 3.3 Oversikt over NOFO depot langs kysten samt type og mengde oljevernutstyr. Tallene i parentes bak antall lensemeter angir antall systemer ut fra en "vanlig" NOFO konfigurasjon med 400 m lense. (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

Depot	Lense: RoBoom 3500, lengde i m	Skimmer: TransRec 350, antall	Skimmer: Hi-wax, antall	NOFO OR-fartøyer, antall
Hammerfest	0	0	0	0
Træna*	1200 (3)	3	3	3
Kristiansund	1200 (3)	3	2	3
Mongstad*	2400 (6)	6	4	8
Stavanger	800 (2)	2	0	2
Totalt	5600 (14)	14	9	16

* Ressurser som inngår i områdeberedskapen for Haltenbanken og Troll/Oseberg er delvis hentet fra basene på Træna og Mongstad.

NOFO's base i Hammerfest ligger på Polarbasen, men fordi det ikke er noen offshore aktivitet i området er ikke basen bemannet med utstyr til daglig. I forbindelse med leteboring som ble gjennomført i 2001 var det utplassert 2 NOFO systemer på basen i Hammerfest samt 1 NOFO system ute på feltet under selve boringen. NOFO ser alle sine ressurser i sammenheng og i en eventuell aksjon vil alle ressurser som er nødvendig bli mobilisert. I tillegg til disse depotene har NOFO gjennomført Områdeberedskap for Haltenbanken og er i ferd med å gjøre det samme for Oseberg/Troll området. Dette inkluderer ett fartøy offshore med mekanisk oljevernustyr og utstyr for påføring av dispergeringsmiddel fra et SAR-helikopter som også er utstyrt med FLIR (Forward Looking Infrared) kamera.

Figur 3.2 viser beregnede responstider fra de forskjellige NOFO depotene. Kartet viser responstid i timer (inkl. 6 timers klargjøringstid) gitt 14 knops fartøyhastighet.



Figur 3.2 Beregnet responstid i timer fra de forskjellige NOFO depotene. (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

3.5 SNSG (Store Norske Spitsbergen Grubekompani) sitt utstyr i Svea

Store Norske Spitsbergen Grubekompani (SNSG) har i forbindelse med utskipning av kull fra Svea etablert oljevernberedskap i Van Mijenfjorden. Utstyr for oppsamling av olje på sjøen finnes ombord på en taubåt og består av 300 m RoBoom lense og en Desmi Terminator belteskimmer. Utstyret er primært beregnet til bruk i fjorden og havet utenfor, innenfor et område som er definert som SNSG's primære ansvarsområde. SNSG har en avtale med Sysselmannen på Svalbard om at de kan bistå ved aksjoner utenfor dette området dersom påkrevet. De to taubåtene og oljevernutstyret kan benyttes i åpen sjø, men har et smalere værvindu enn f.eks. et NOFO system.

3.6 Anvendelsesområder, styrker og begrensninger for de ulike typer utstyr

Fartøyer:

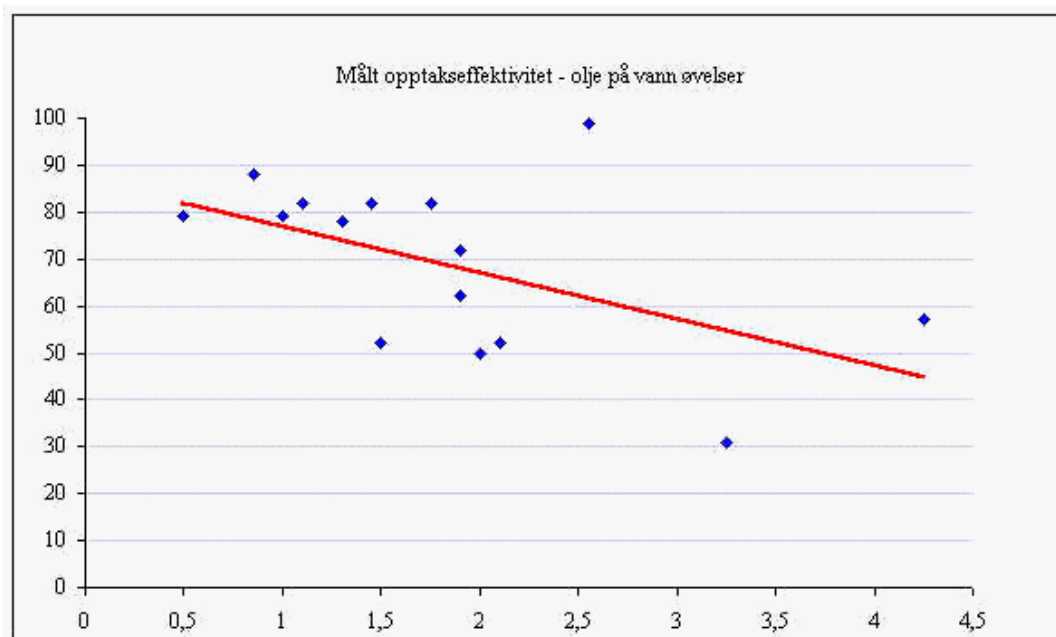
OR (Oil Recovery) fartøyer er DNV's klassebetegnelse for spesielt utrustede forsyningskip. Det viktigste i oljevernssammenheng med disse fartøyene er krav til stabilitet og gassikring. De er utstyrt slik at de skal kunne ta ombord olje i sine tanker med flammepunkt under 60°C. Det er disse fartøyene som har oljeopptakeren ombord og som har tanker (typisk 1000 m³) for lagring av oppsamlet olje/emulsjon. OR fartøyer i Norge finnes hovedsakelig i NOFO's pool i tillegg til K/V "Tromsø". NOFO har 15-16 OR-klasse fartøyer til disposisjon, hvorav 3 i dag er knyttet til basen på Træna.

Andre fartøyer, f.eks. slepefartøyer, kan ikke ta ombord olje med flammepunkt under 60°C. De kan heller ikke operere i gassfarlig område slik at det er viktig å definere en sikkerhetssone rundt utslippsstedet hvor disse fartøyene må operere utenfor. Oljens egenskaper og innhold av flyktige komponenter er viktig i denne sammenheng.

Disse fartøyene, som ofte utgjøres av fiskefartøyer, er en viktig brikke i oljevernberedskapen. Det finnes mange av disse fartøyene tilgjengelig langs kysten. Ved en framtidig oljeaktivitet i nordområdene må det gjøres avtaler for bruk av fiskefartøyer i oljevernberedskapen på linje med det som er gjort lengre sør. En modifikasjon av fartøyene kan også vise seg nødvendig. Mange av disse fartøyene kan perioder av året befinne seg langt fra disse områdene, f.eks. på fiske enten langt nord i Barentshavet eller i Nordsjøen. Det er derfor viktig å inngå avtaler som sikrer tilgjengelighet på hjelpefartøyer.

Lensemateriell:

I utgangspunktet er det kun havgående lenser som bør brukes offshore. Dette betyr at lensen må ha et visst fribord (høyde over vannoverflaten) for å redusere overskylling av olje. De lensene NOFO bruker (RoBoom 3500) har et fribord på 1.3 m. Skjørtet (den membranen som stikker ned i sjøen) må ha en viss dybde for å redusere lekkasje av olje under lensa. RoBoom lensene består av oppblåsbare elementer som er knyttet sammen. Det er en slitesterk lense, men som kan oppføre seg noe stivt i høye bølger. Kystverkets Beredskapsavdeling har norskproduserte havgående lenser (bl.a. Ringnotlense) som ikke består av elementer på samme måte som RoBoom lensene og følger bølgene på en noe bedre måte. Dagens lenser har imidlertid klare begrensninger i forhold til vind, bølger og strøm. Figur 3.3 viser oppsamlingseffektivitet målt under NOFO olje-på-vann øvelser fra 1985-1995 som en funksjon av signifikant bølgehøyde (Stokke *et al.*, 2001). Dette representerer noe av den beste dokumentasjon man har i dag på lensers evne til å holde på oljen, men testene er av relativt kort varighet og er typisk gjennomført ved å slippe en gitt mengde emulsjon direkte inn i lensa for deretter å pumpe den tilbake til fartøyet med skimmeren. En lenses evne til å holde på en olje/emulsjon er avhengig av flere faktorer enn bare bølgehøyde, bl.a. oljens egenskaper som f.eks. viskositet, grad av emulgering og slepehastighet. En olje med lav viskositet kan ha en tendens til å lekke under lensa i større grad enn en mer høyviskøs olje/emulsjon. En tommelfingerregel sier at en olje/emulsjon bør ha en viskositet på minimum 1000 cP for at den skal sitte bedre i lensa.



Figur 3.3 Oppsamlingseffektivitet av olje/emulsjon målt under NOFO OPV øvelser som en funksjon av signifikant bølgehøyde. (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

Det kan forventes en reduksjon i oppsamlingseffektivitet med økende bølgehøyde og ved signifikante bølgehøyder opp mot 3-4 m er det forventet en betydelig reduksjon i oppsamlingseffektivitet for eksisterende havgående lenser grunnet lenselekkasje. Maksimum slepehastighet til disse lensene er satt til 1 knop. Ved hastigheter over dette vil en betydelig lenselekkasje kunne forekomme. Ved sterk strøm kan det være nødvendig å la oppsamlingssystemet drive med strømmen slik at relativ hastighet i forhold til strømmen ikke overstiger 1 knop.

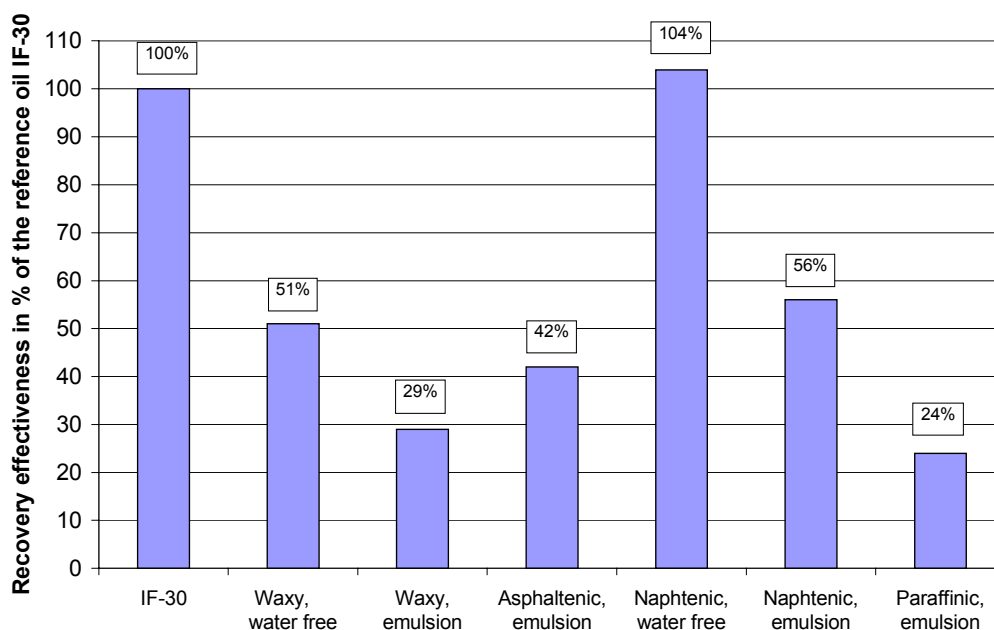
Oljeopptakere (skimmere)

NOFO baserer sin beredskap på TransRec systemet. Normalt er dette systemet utstyrt med en overløpsskimmer (weir skimmer) med stor pumpekapasitet (teoretisk sett opp mot 370 m³/t). Forutsatt at oljen/emulsjonen kan oppkonsentreres i en lense til et tykt oljelag og har gode flytegenskaper har disse skimmerene vist seg å være meget effektive. Oljer med høyt stivnepunkt kan ha en tendens til å stivne under nedkjøling på sjøen og kan dermed få nedsatt flytegenskaper. Noen oljer kan danne vann-i-olje emulsjoner med høy viskositet som også kan gi nedsatt flytegenskaper. Nedsatt tilflyt av olje/emulsjon til skimmeren kan redusere effektiviteten til overløpsskimmere betraktelig. Oljeindustrien sammen med Framo har derfor utviklet en Hi-wax skimmer som er tilpasset TransRec systemet.

Hi-wax skimmeren er utstyrt med tromler som ”graver” oljen/emulsjonen til seg. I tillegg har de ”trustere” som gjør at skimmeren kan bevege seg mot oljen. Testing har vist at denne skimmeren er effektiv for oljer som har en tendens til å stivne på sjøen (f.eks. Norne råolje) og emulsjoner med høy viskositet (f.eks. tyngre bunkersoljer – erfaringer gjort i forbindelse med oppsamling av ”Prestige”-oljen i Spania/Frankrike). Hi-wax skimmeren har vesentlig lavere oppsamlingskapasitet enn TransRec 350 overløpsskimmer (målt til 150-160 m³/t i bassengtesting) og dersom det ikke er vesentlige begrensninger med tilflyt vil en overløpsskimmer være å foretrekke i de fleste tilfeller.

Foxtail er en norskutviklet mopskimmer som benyttes i stor utstrekning i den interkommunale og statlige beredskapen. Den brukes også i den private beredskapen i forbindelse med landbaserte anlegg (raffineri og oljeterminaler) og feltberedskapen offshore. SINTEF har gjennomført testing av Foxtail skimmeren på utvalgte forvitrede Norske råoljer (Singsaas *et al.*, 2001). Figur 4.4

oppsummerer resultatene fra denne testingen. IF-30 bunkersolje ble benyttet som en referanseolje fordi den er godt egnet for opptak med denne skimmertypen og hadde opptaksrate nesten på høyde med pumpekapasiteten til skimmeren.



Figur 4.4 Opptakseffektivitet i % relatert til en referanseolje IF-30 for Foxtail skimmer. Basert på testing i SINTEFs meso-skala basseng og Kystverkets basseng i Horten.

Resultatene viser at en kan forvente redusert opptakseffektivitet for voksrike oljer med høyt stivnepunkt og høyviskøse emulsjoner. Mop skimmere er robuste skimmere men med vesentlig redusert opptakskapasitet (typisk $< 80 \text{ m}^3/\text{t}$) sammenlignet med f.eks. TransRec skimmeren. Mop skimmere egner seg derfor best til opptak av begrensede mengder olje, gjerne kystnært, men kan også benyttes offshore.

In-situ brenning av olje

In-situ brenning innebærer antennelse og brenning av olje nær utslippsstedet under kontrollerte betingelser. I Norge blir gjerne dette beredskapstiltaket knyttet til oljeutslipp i isfylte farvann. Følgende begrensninger gjelder mht. *in-situ* brenning av olje på åpen sjø (Vefsnmo *et al.*, 1999):

- Oljen må ha en minimum filmtykkelse, 1-3 mm for fersk råolje og 3-5 mm for diesel og forvitret råolje.
- Oljen må inneholde en viss mengde lettflyktige og lett antennebare komponenter, fordampningstap mindre enn 30% for de fleste råoljer.
- Emulsjon må ha et vanninnhold mindre enn 25-50%, avhengig av emulsjonsstabilitet og antennelseskilde.
- Vindhastighet under 10-12 m/s.
- Bølgehøyde under 1m.
- Strøm hastighet under 0.5 m/s.

Det eneste antennelsesutstyret som finnes i Norge i dag, en såkalt Helitorch som opereres fra helikopter, er plassert på Svalbard.

Utstyr for påføring av dispergeringsmiddel

Det eksisterer tre hovedsystemer for påføring av dispergeringsmiddel offshore:

Båtpåføring inngår som en del av oljeselskapenes feltberedskap, bl.a. har Esso tre fartøyer med påføringsutstyr og dispergeringsmiddel ombord i feltberedskapen for Balder, Jotun og Ringhorne

feltene. Dispergeringsmiddelet pumpes fra tanker under dekk og ut til to armer, en på hver side, som stikker ca. 6-8 m i rett vinkel ut fra skipet. På hver av disse armene sitter det typisk 3 dyser som "dusjer" dispergeringsmiddelet ut over oljen. Båtpåføring kan brukes både offshore og i mer kystnære områder. Tabell 3.4 angir relative fordeler og ulemper med båtpåføring i sammenligning med påføring fra fly og helikopter.

Helikopterpåføring inngår som en del av den områdeberedskapen NOFO er i ferd med å etablere. Dispergeringsmiddelet fraktes i en bølge påmontert sprayarm med dyser, som henger under helikopteret (Figur 3.4). Mengde dispergeringsmiddel som kan fraktes varierer, med en begrensning oppad til 2.5-3 m³ for dagens systemer. Avsnitt 4.4 omtaler en helikopterbølge som er utviklet i Norge og som inngår i NOFO's områdeberedskap. Påføring fra helikopter kan benyttes både offshore og kystnært, men avstanden mellom utslippsstedet og depot med dispergeringsmiddel og drivstoff til helikopteret bør ikke være for lang (typisk < 50 km).

Flypåføring av dispergeringsmiddel har vært mye benyttet bl.a. i Storbritannia. Tidligere ble små fly med tentativt 1 tonns kapasitet (f.eks. BN Islanders) benyttet. I dag benyttes større fly med 5-10 tonns kapasitet (f.eks. DC-3, DC-4). Oil Spill Response Limited (OSRL) i Southampton benytter Hercules fly med såkalt ADDS pack for dispergering. Disse har en tankkapasitet på 21 tonn. NOFO og oljeselskaper som opererer i Norge har en avtale med OSRL. Denne går både mot mekanisk utstyr for strandsanering, personell og dispergering.

Bruk av dispergeringsmiddel forutsetter at oljen er dispergerbar. Forvitring av oljen på sjøen over tid vil bidra til at dispergerbarheten reduseres. Råoljer har et tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel som strekker seg fra mindre enn ett døgn og opp til 4-5 døgn etter at utslippet har skjedd, alt etter oljens egenskaper. En god dokumentasjon av oljens forvitringsegenskaper er derfor viktig for å kunne ta en avgjørelse mht. bruk/ikke-bruk av dispergeringsmiddel.



Figur 3.4 Fylling av helikopterbølge med dispergeringsmiddel fra supply-båt.

Tabell 3.4 Fordeler og ulemper med dispergering fra fly/helikopter og båt.

	Fly/Helikopter	Båt
Responstid	+ Kort mobiliseringstid og gangtid	- Kort mobiliseringstid, men lang gangtid. + I feltberedskapen: kort mobiliseringstid og gangtid.
Behandlingstid	+ Kort: 3-4 km ² /10 min	- Lengre: 0.2-0.5 km ² /time
Oversikt	+ God oversikt fra luften. Muligheter for fjerndeteksjon med bl.a. FLIR kamera.	- Kan være vanskelig å finne den tykke oljen. Bør dirigeres fra lufta.
Kapasitet	- Liten for helikopter 1-3 tonn. Påføring 5-10% av tiden. Drivstoff og dispergeringsmiddel nær operasjons-stedet. + Større for fly, inntil 21 tonn.	+ Stor tankkapasitet. Kontinuerlig påføring.

Deteksjon og overvåking av oljeutslipp

Deteksjon og overvåking av et oljeutslipp foregår fra luften eller på havoverflaten og brukes i hovedsak til:

- Å oppdage oljeutslipp fra offshore installasjoner, skip eller andre kilder i en tidlig fase (fly, helikopter eller satellitt).
- Å verifisere drift og spredning av et oljeutslipp.
- Støtte under beredskapsaksjoner. Uansett om et oljeutslipp bekjempes med mekaniske tiltak eller bruk av dispergeringsmidler er det de tykkeste delene av oljeflaket som bør prioriteres.
- Støtte ved operasjoner i dårlig vær eller mørke.

Luftbåren overvåking (fjernovervåking):

Til overvåking fra luften benyttes forskjellig type utstyr. Tabell 3.5 gir en oversikt over de viktigste hjelpemidlene som brukes i Norge. Kystverkets Beredskapsavdeling disponerer et fly (LN-SFT) som patruljerer kysten og havområdene. Flyet er utstyrt med: SLAR, IR- og UV-Scanner i tillegg til utstyr for foto og video. NOFO disponerer en Aerostat, en ballong til å henge etter skip, med IR-kamera og vanlig video kamera. Helikopter som inngår i Områdeberedskapen (Haltenbanken og Troll/Oseberg) er utstyrt med FLIR kamera. Data fra Helikopter og Aerostat tas ned til fartøy vha. "Downlink". Figur 3.5 viser et eksempel på bruk av FLIR kamera under et feltforsøk i 1996 sammenlignet med visuell observasjon.

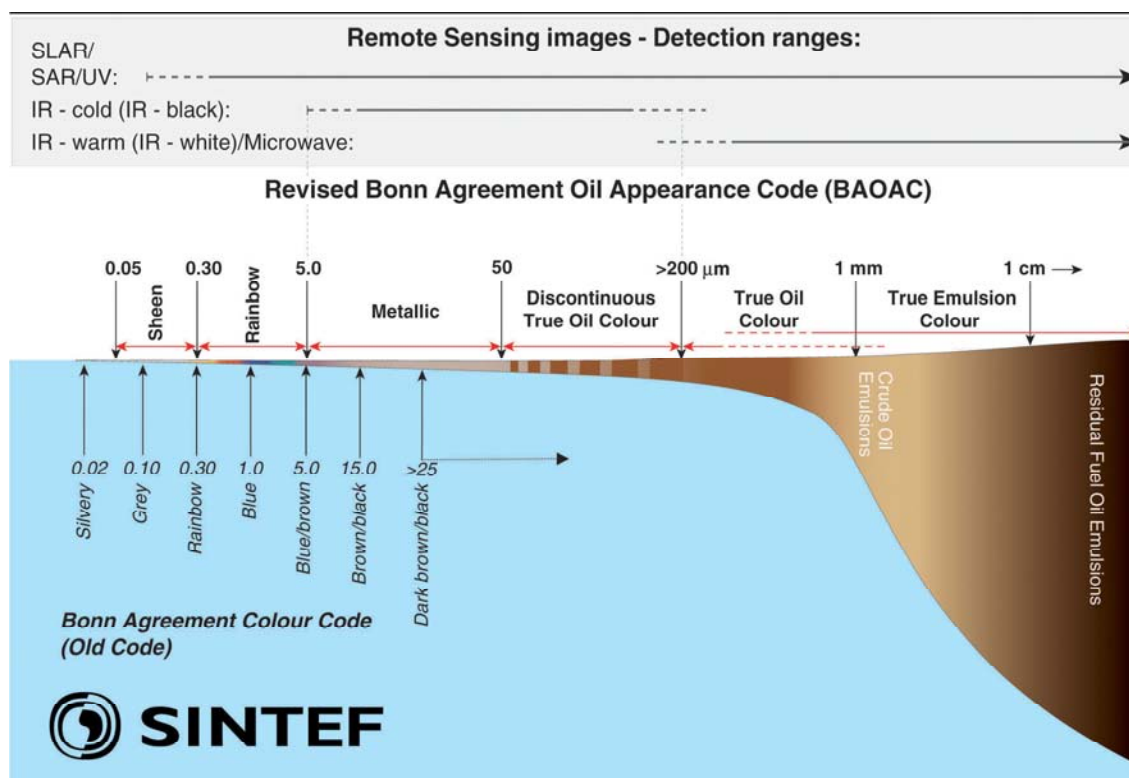
Bonn Agreement landene har utviklet en forbedret fargekode for kvantifisering av tynn oljefilm (< 200 µm). Ved filmtykkelser under 50 µm er fargen uavhengig av oljetype, mens ved filmtykkelser over 200 µm vil oljens/emulsjonens egenfarge dominere. Figur 3.6 viser sammenligning av fargekode med deteksjonsområde for forskjellige fjernovervåkings teknikker.

Tabell 3.5 Oversikt over de viktigste hjelpemidler til luftovervåking av oljeutslipp benyttet i Norge.

Enhet	Forkortet	Kommentarer
Side Looking Airborne Radar	SLAR	Oppdager forurensning vha. bølgedempning av mikrobølger. Blir også benyttet til søk/redningstjeneste. Finnes på Kystverkets Beredskapsavdelings fly (LN-SFT).
Synthetic Aperture Radar	SAR	Benytte hovedsakelig til søk og redning, men kan også brukes til å oppdage forurensning. Finnes bl.a. ombord på helikopter som benyttes i forbindelse med aktiviteten på Norsk sokkel. Overvåking via satellitt. Nylig inngått avtale med Canada for radarsatellitt som skytes opp i 2004.
Infrarød Scanner	IR	Kartlegger oljeutslippets tykkelse og areal. Deteksjon av "tykkere" oljelag (> 10 micron). Finnes på Kystverkets Beredskapsavdelings fly (LN-SFT).
Forward Looking Infrarød kamera	FLIR	Samme prinsipp som IR. Brukes til å finne de "tykkere" delene av et oljeflak i forbindelse med oppsamling eller dispergering. Finnes bl.a. på helikopter som inngår i NOFO's Områdeberedskap (Haltenbanken og Troll/Oseberg).
Ultraviolet Scanner	UV	Kartlegger oljeutslippets tykkelse og areal. Detekterer både tykk og tynn oljefilm. Virker ikke i mørke og gjennom skyer. Finnes på Kystverkets Beredskapsavdelings fly (LN-SFT).
Bonn Agreement Oil Appearance Code	BAOAC	Fargekode for kvantifisering av tynne oljefilmer (< 200 μm). Visuell metode som kan benyttes fra fly eller helikopter.



Figur 3.5 Eksempel på bilde tatt med FLIR kamera sammenlignet med visuelt video bilde. IR-hvitt: tykk olje/emulsjon (< 200 μm); IR-svart: tynn olje ($5-200\mu\text{m}$).



Figur 3.6 Sammenligning mellom den nye Bonn Agreement fargekoden og deteksjonsområde for forskjellige fjernovervåkings teknikker fra luften.

Overvåking fra havoverflaten:

NOFO har en avtale med Meteorologisk Institutt (DNMI) om drivbaneberegninger i en utslipps-situasjon. Disse baserer seg bl.a. på tilgjengelige værvarsler som DNMI har og utgjør et godt verktøy for å kunne predikere oljedrift fram i tid.

Bruk av drivbøyer og NOFO's nærsonemodell vil kunne være et nyttig hjelpemiddel, spesielt ved operasjoner i mørke. Prøvetaking og kjemiske analyser av overflateoljen er et viktig element både under et oljeutslipp og i etterkant for å: karakterisere oljen på havoverflaten og i vannsøylen, strandet olje og eventuelle effekter av denne og i normaliseringsfasen etter avsluttet sanering. NOFO har en avtale med SINTEF om prøvetaking, analyser og etterkantundersøkelser.

3.7 Erfaringer fra øvelser og aksjoner

NOFO har siden tidlig på 80-tallet gjennomført olje på vann øvelser. Fra 1985 er systematiske øvelser gjennomført, med opptak av olje på sjø ved bruk av NOFOs utstyr. I øvelsene har man også gjennomført funksjonstester av ulike utstyrtypen. NOFO har nå foretatt utdrag av øvelsesrapportene, og nøkkelinformasjon fra de enkelte øvelser er identifisert. Materialet er omfattende og finnes på: <http://planverk.nofo.no/>.

NOFO har vært relativt lite involvert i reelle aksjoner med utslipp av olje, og det er først og fremst den statlige og interkommunale beredskapen som har vært i aksjon de senere årene ved kystnære båthavari: "Gudrun Gisladdottir", Green Ålesund", "John R", "Fykan" etc. NOFO tok opp ca. 850 m³ olje under et mindre utslipp på Statfjordfeltet for 10 år siden. Ellers var de involvert i nødlossing under "Arisan" havariet for noen år siden. I forbindelse med "Prestige" havariet utenfor kysten av Spania før jul 2002 har Norge stilt med fire fartøyer: Normand Draupne og Far Scout sammen med slepefartøyene Bamse og Boa Siv. Oljevern-aksjonene er nå avsluttet. Operasjonsledelsen og representanter fra myndighetene både i Spania og Frankrike har gitt uttrykk for stor tilfredshet og takknemlighet for NOFOs innsats og resultater.

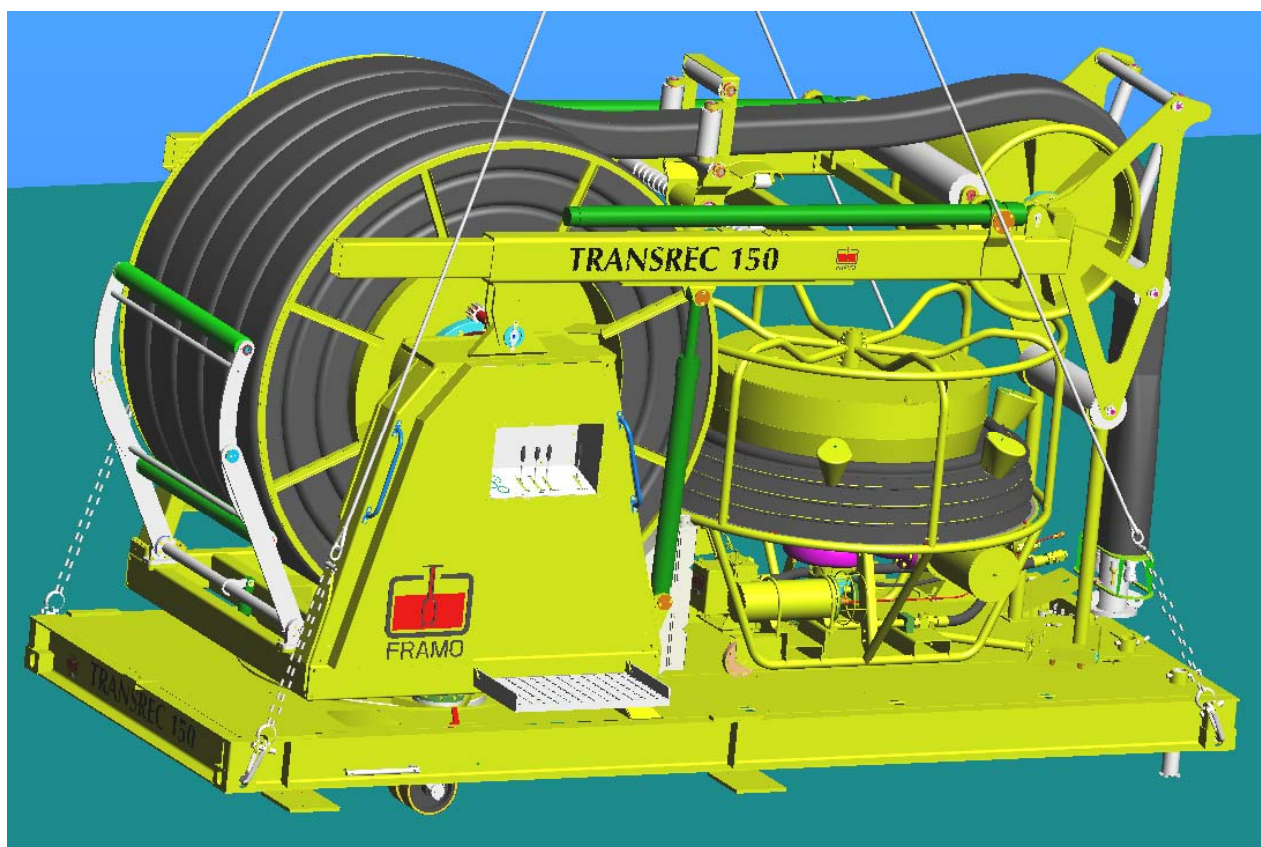
Oljen som ble sluppet ut fra "Prestige" var en tung bunkersolje og ekstrem i oljevern sammenheng. NOFO har benyttet TransRec systemet med Hi-wax skimmer, fortrinnsvis uten bruk av lenser fordi oljen opptrådte i mindre tykke flak hvor skimmeren kunne legges direkte inn i flaket. Oljen har inneholdt mye "debris" (trevirke og forskjellig type rusk) som har medført stor slitasje. Reparasjoner er utført på stedet, bl.a. er det skiftet gear på trusterne etter slitasje grunnet debris. Egne containere med reservedeler har vært med. Imidlertid har utstyret holdt bra under den langvarige aksjonen (ca. 2 mnd). Det vil bli arrangert en workshop i løpet av våren 2003 for oppsummering av erfaringer etter "Prestige" utslippet som Norge har vært involvert i.

4 Pågående teknologiutvikling med fokus på "offshore-relatert" utstyr

Det pågår en betydelig teknologiutvikling i Norge med fokus på oljevernberedskapen offshore. Mesteparten av denne utviklingen foregår i privat regi av forskjellige leverandører, delvis støttet finansielt av NOFO og operatørselskaper. NOFO har i sin pågående FoU plan ambisjoner om å gjøre en rekke forbedringer med offshore beredskapen. Utstyrsutviklingen fokuserer på økt effektivitet, mobilitet (bl.a. frakt langs landeveien) og fleksibilitet. Planen er å gjennomføre uttesting av nyutviklet utstyr underveis, bl.a. under en olje-på-vann øvelse som er planlagt i Juni 2003. Dersom utstyret viser seg å fungere som planlagt vil det bli vurdert en utskiftingsplan av offshoreutstyret. I det følgende behandles de viktigste av disse utviklingsprosjektene.

4.1 TransRec 150 skimmer system

NOFO har i sin beredskap i dag TransRec 350 skimmer systemer utstyrt både med overløpsskimmer (Weir skimmer) og Hi-wax skimmer spesielt utviklet for voksrike og høyviskøse oljer. Framo, som produserer TransRec systemet, er i ferd med å utvikle TransRec 150 som skal være en forbedret utgave av dagens TransRec system. Figur 4.1 viser en skisse av det nye TransRec 150 skimmer systemet med overløpsskimmeren påmontert.



Figur 4.1 TransRec 150 skimmersystem med overløpsskimmer. Kilde: Framo.

Anvendelsesområde, styrker og begrensninger

TransRec 150 er forventet å ha tilnærmet samme anvendelsesområde som dagens TransRec 350. For NOFO har den viktigste målsettingen ved utviklingen av det nye systemet vært å gjøre det lettere og mer kompakt slik at det skal kunne fraktes langs landeveien. Dette vil kunne gi større fleksibilitet i forhold til dagens depotstruktur. Ifølge leverandøren er målsettingen med utvikling av TransRec 150:

- Større yteevne.
- Mer kompakt design.
- Lavere vekt.
- Forbedret operasjon.
- Redusert vedlikehold.
- Tilbakemeldinger fra brukere.

Tabell 4.1 viser en sammenligning mellom dagens system og det nyutviklede.

Tabell 4.1 Sammenligning mellom dagens TransRec 350 og den nyutviklede TransRec 150. De viktigste parametrene. Kilde: Framo.

	TransRec 350	TransRec 150
Max. operasjonell signifikant bølgehøyde	3.5 m	3.5 m
Max. slepehastighet	1.5 knop	1.5 knop
Vekt	18 tonn	13.5 tonn
Dimensjon (L x B x H)	5.5 x 4.2 x 5.4 m	6.1 x 2.4 x 2.9 m
Rekkevidde kran	7.25 m	7.25 m
Fjernkontroll	Radio	Radio
Max. pumpekapasitet weir skimmer	370 m ³ /t	450 m ³ /t
Selvjusterende weir	Nei	Ja
Trustere	Nei	Mulig
Flowmeter	Ja	Ja
Oljetykkelsesmåler på skimmerhodet	Nei	Ja
Vann-i-olje sensor på skimmerhodet	Nei	Ja

Ifølge NOFO, som er forventet å bli den største brukeren av det nye TransRec systemet i Norge, vil de største forbedringene være:

- Bedre fleksibilitet gjennom lavere vekt og muligheter for frakt langs landeveien.
- Bedre instrumentering og fjernkontroll som medfører mindre behov for folk på dekk og muligheter for å operere bedre i mørke.
- Økt pumpekapasitet på grunn av ny og større pumpe.

Begrensningene med TransRec 150 systemet antas å være de samme mht. vær etc. som for TransRec 350 (se avsnitt 3).

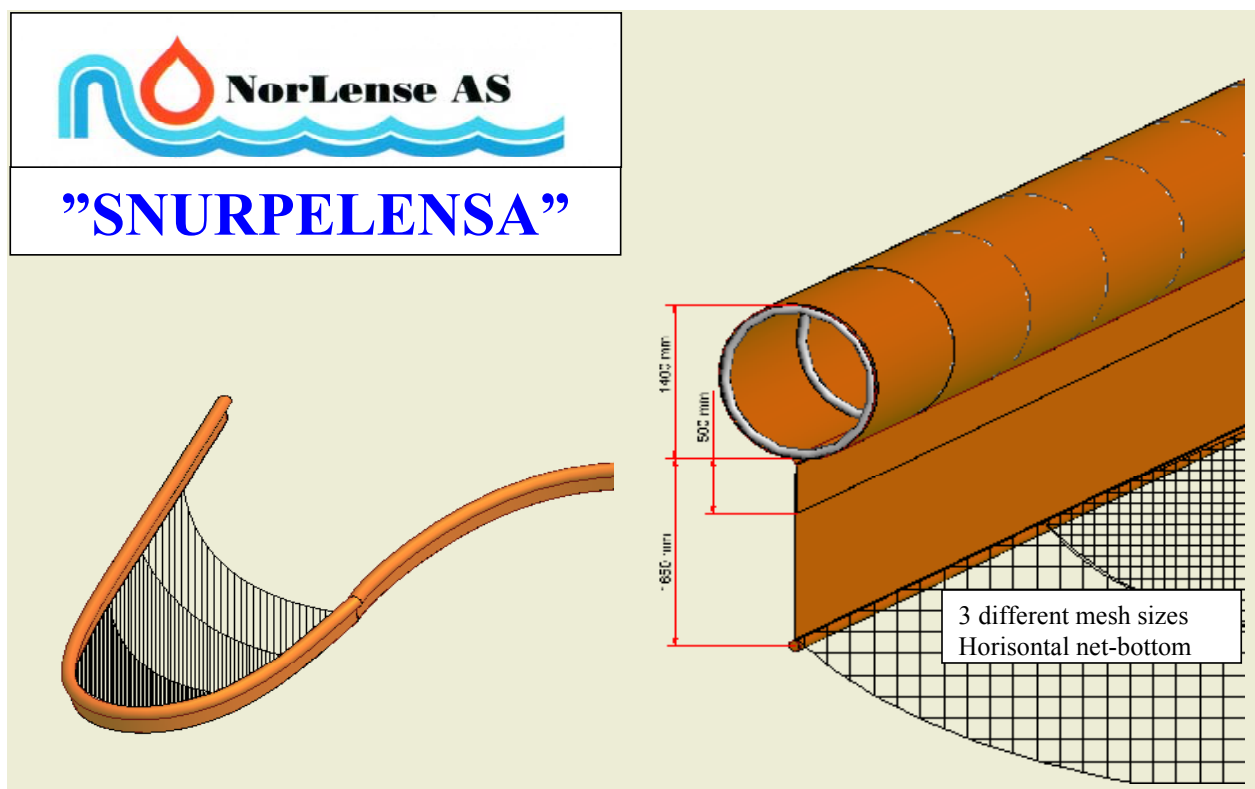
4.2 "Snurpelensa"

NorLense AS er i ferd med å utvikle en forbedret havgående lense, kalt "Snurpelensa". Det er lagt inn et nett med forskjellig maskestørrelse i bunnen av lensa som skal bidra til forbedret oppsamling av olje. Figur 4.2 viser en skisse av lensa som har blitt testet på sjøen uten tilstedeværelse av olje.

Anvendelsesområde, styrker og begrensninger

"Snurpelensa" er en havgående lense og er beregnet å kunne inngå i oljevernberedskapen offshore. Noen viktige trekk i utviklingen av denne lensa har vært:

- Gi de best mulige arbeidsforhold for skimmeren.
- Mer olje oppkonsentrert i lensa – bedre resultat.
- Flerbruks lense.
- Kan benyttes både i V- og U-konfigurasjon.
- Enkel utsetting og opptak av lensa.
- Stor fleksibilitet - ingen lange og stive elementer



Figur 4.2 Skisse av "Snurpelensa" med nett påmontert i enden av skjørtet. Kilde: NorLense.

Tabell 4.2 viser en sammenligning mellom eksisterende lense i NOFO's beredskap og "Snurpelensa".

Tabell 4.2 Sammenligning av de viktigste parametre mellom dagens NOFO lense og "Snurpelensa". Kilde: NorLense.

	Eksisterende NOFO lense	"Snurpelensa"
Fribord	1.3 m	1.4 m
Dybde skjørt	1.5 m	1.65 m
Lengde	400 m	400 m
Vekt	40 kg/m	27.5 kg/m
Oppdrift / vekt forhold	32/1	52/1
Nettbunn	Nei	Ja
Utsetting i rett linje	Ja	Ja
Transportabel langs landevei	Nei	Ja
Total vekt, lense og trommel	Ca. 23 tonn	Ca. 14 tonn
Max. bølgehøyde	4-6 m	4-6 m
Max. slepehastighet	< 1 knop	< 3 knop

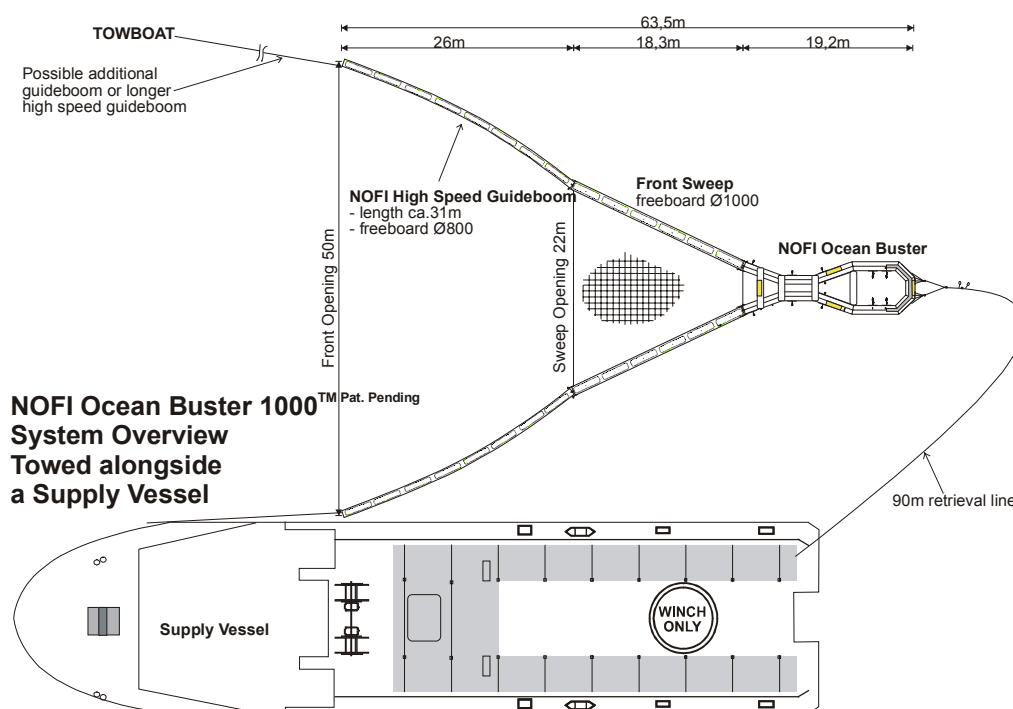
De største forbedringene med "Snurpelensa" i forhold til eksisterende lenser er forventet å være:

- Større fleksibilitet gjennom lavere vekt og muligheter for frakt langs landeveien.
- Nettbunn bidrar til muligheter for høyere slepehastighet og redusert lensetap.
- Ved samme slepehastighet (< 1 knop) skal "Snurpelensa" bidra til økt oppkonsentrering av olje i lensa (tykkere oljelag), sammenlignet med dagens lense, som er gunstig for mest mulig effektiv pumping av oljen med skimmer.

Den største begrensningen med ”Snurpelensa” antas å være sterk vind og/eller høye bølger, som for eksisterende lensemateriell. I og med at lensa ikke er testet på sjøen med olje tilstede er det vanskelig å si noe om ytterligere begrensninger nå.

4.3 Ocean Buster 1000

Ocean Buster er utviklet av NOFI Tromsø A/S og bygger i grove trekk på den noe mindre Current Buster, som bl.a. brukes utstrakt i Alaska av oljevernorganisasjonen SERVS. Current Buster er testet i olje i USA. Systemet består av lenser som leder oljen gjennom en kanal og inn i et kammer. Fritt vann separeres ut underveis. Fra kammeret skal oljen kunne pumpes over i moderfartøyet, f.eks. ved bruk av skimmer eller ene integrert pumpe som er under utvikling. Figur 4.3 viser en skisse av Ocean Buster systemet under slep.



Figur 4.3 Skisse av Ocean Buster systemet under slep. Kilde: NOFI.

Anvendelsesområde, styrker og begrensninger

Ocean Buster skal kunne brukes offshore og langs åpen kyst opp til Beaufort 6 (ca. 12 m/s) og i fjorder og beskyttede områder opp til Beaufort 8 (ca. 18 m/s). Ifølge leverandøren skal systemet kunne benyttes i sterk strøm og kunne håndtere lettere oljer som marin diesel og opp til høyviskøse oljer. Tabell 4.3 viser en sammenligning mellom eksisterende lense i NOFO's beredskap og Ocean Buster.

De største forbedringene med Ocean Buster sammenlignet med eksisterende lenser er forventet å være:

- Større fleksibilitet gjennom lavere vekt og muligheter for frakt langs landeveien.
- Høyere slepehastighet, som bl.a. gir taktiske operasjonsmuligheter (f.eks. ”plukke individuelle oljeflak”) og økning av effektiv områdedekning.
- Mulighet for å operere i sterkere strøm enn mer tradisjonelle lense-systemer.
- Økt skimmereffektivitet grunnet tykkere oljelag og roligere overflateforhold.

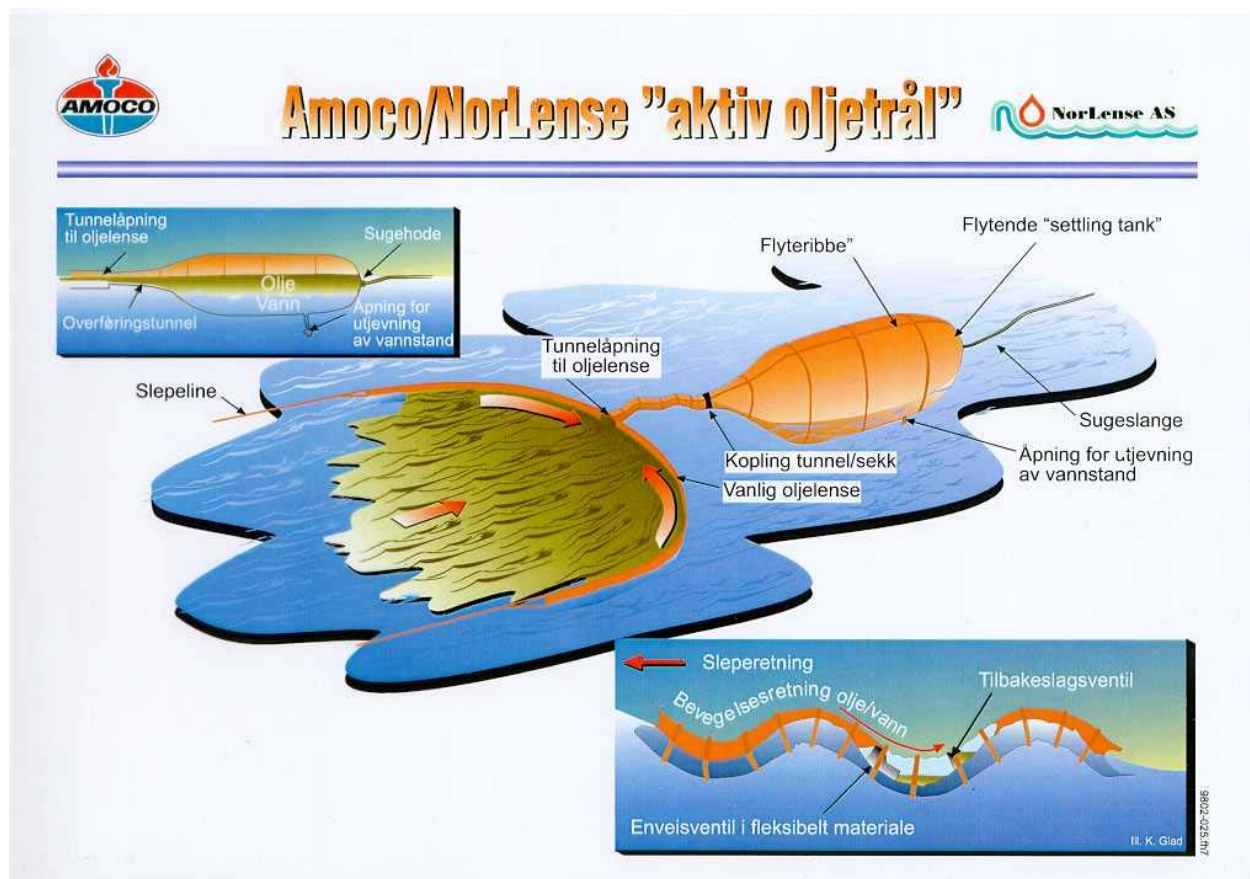
Ocean Buster antas å møte de samme utfordringer mht. sterk vind og høye bølger som andre lensekonsepter. Systemet stiller store krav til de to fartøyene som skal dra lensa ved at de drar jevnt.

Tabell 4.3 Sammenligning av de viktigste parametre mellom dagens NOFO lense og Ocean Buster. Kilde: NOFI.

	Eksisterende NOFO lense	Ocean Buster
Vekt inklusive trommel	23 tonn	5 tonn
Transport langs landevei	Nei	Ja
Max. slepehastighet	< 1 knop	< 5 knop
Normal slepehastighet	0.2-0.4 knop	2.5-3.5 knop
Lengde	400 m	160 m
Lenseåpning under bruk	120 m	50 m
Areal dekket pr. time	0.09 km ²	0.32 km ²
Kompakt på sjøen (enkelt å lyse opp området)	Nei	Ja
Oppkonsentrering av olje i skimmerområdet	Lav (0.1 m)	Høy (1 m)
Overflateforhold i skimmerområdet	Turbulent	Rolig
Tid for utsetting og opptak	20-40 min	20-40 min
Fribord	1.3 m	0.8-1.4 m
Max. bølgehøyde	4-6 m	4-6 m
Manøvrerbarhet	Lav	Høy
Integrert separator og midlertidig lagring	Nei	Ja

4.4 Aktiv oljetrål

Aktiv oljetrål er utviklet av NorLense AS sammen med Amoco/BP. En skisse av systemet er vist i figur 4.4.



Figur 4.4 Skisse av Aktiv oljetrål. Kilde: Norlense.

Anvendelsesområder, styrker og svakheter

Ifølge leverandøren har systemet følgende fordeler:

- olje oppsamlet av ordinære oljelenser er ledet direkte inn i en innkapslet oppsamlingspose via en kombinert tunnel og bølgedrevet pumpe
- oppsamlet olje kan bli overført til en tankbåt gjennom en sugnings-slange, eller posen kan bli erstattet med en ny, selv mens systemet er aktiv
- bevist å være veldig effektivt på svært klebrig og bløt råolje
- systemet kan fraktes med helikopter
- trenger hverken oljeopptaker eller spesialskip
- betydelig billigere enn andre tilgjengelige systemer

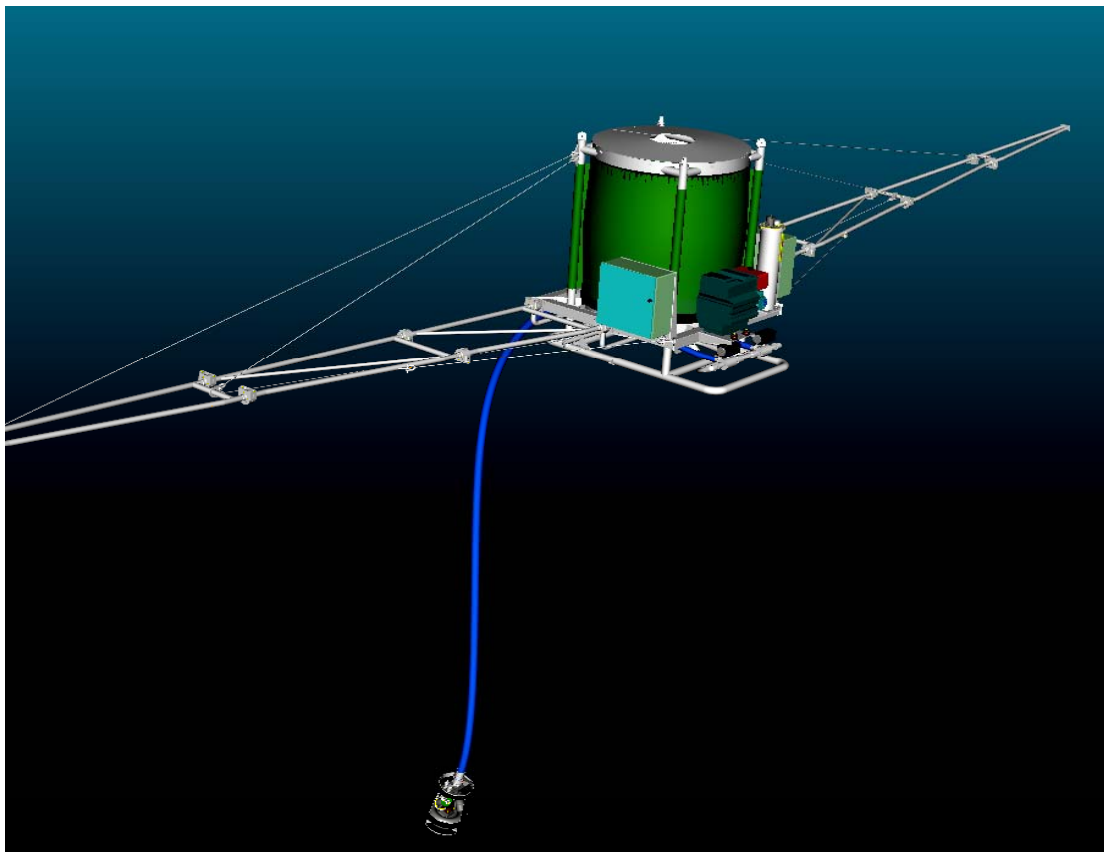
4.5 Helikopterbøtte for påføring av dispergeringsmiddel

På midten av 90-tallet ble det utviklet en helikopterbøtte for påføring av dispergeringsmiddel, Response 3000. En prototype ble fremstilt og har vært lagret på Flesland. Bøtta har en kapasitet på 3 m³ dispergeringsmiddel og er utstyrt med en slange (snabel) og pumpe slik at helikopteret skal kunne henge over en tank med dispergeringsmiddel og fylle bøtta på nytt, uten å måtte lande. I forbindelse med NOFO's implementering av Områdeberedskapen offshore ble det satt igang arbeid med videreutvikling og produksjon av bøtta, som i dag er utplassert på Haltenbanken og i ferd med å bli utplassert på Oseberg/Troll. Figur 4.5 viser en skisse av dispergeringsbøtta.

Anvendelsesområde, styrker og begrensninger

Helikopterbøtta skal i prinsippet kunne brukes til påføring av dispergeringsmiddel hvor som helst på sjøen. Kombinert med FLIR (Forward Looking Infra-Red) kamera (ser rundt hele horisonten), utgjør påføring av dispergeringsmiddel fra helikopterbøtte en effektiv beredskapsmetode. FLIR kameratet brukes til å identifisere de tykkeste delene av et oljeflaket for derigjennom å gjøre påføringen mer effektiv. Helikopterpåføring er en fleksibel metodikk som et alternativ til mekanisk oppsamling ved mindre utslipp og supplement ved større utslipp. Metodikken egner seg utmerket til å drive "geriljavirksomhet" ved å dispergere mindre områder med olje som har drevet vekk fra et hovedflak. Den nyutviklede bøtta har sprayearmer som kan foldes inn og hele enheten får plass i en 10" container, med mulighet for frakt langs landeveien.

Begrensningene med påføring av dispergeringsmiddel fra helikopter ligger i helikopterets begrensede rekkevidde. Det betyr at både drivstoff og dispergeringsmiddel må finnes i nærheten av arbeidsområdet (tentativt < 50 km). Dersom dispergeringsmiddel skal brukes effektivt i forbindelse med et stort oljeutslipp vil bruk av fly for påføring være mer effektivt enn helikopter.



Figur 4.5 Helikopterbøtte for påføring av dispergeringsmiddel. Kilde: Framo.

4.6 Utstyr for oppsamling av olje i isfylte farvann

MORICE (Mechanical Oil Recovery in Ice) programmet ble initiert for å utvikle beredskapsteknologi for isfylte farvann. Mellom 1997 og 2000 ble forskjellige konsepter evaluert og testet ved laboratorier i Norge, Tyskland og i isen utenfor Prudhoe Bay, Alaska. I 2002 ble et fullskala MORICE opptakssystem testet ut med olje og is ved Ohmsett i New Jersey.

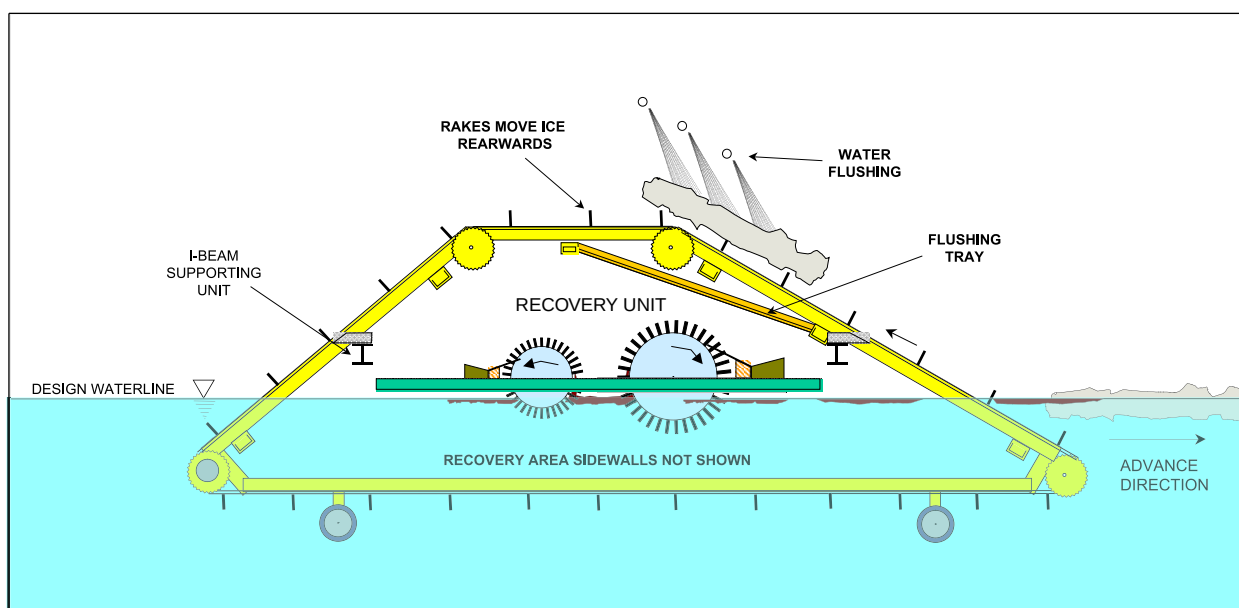
Figur 4.6 viser MORICE opptakeren innebygd i en arbeidsplattform utformet som en katamaran, mens figur 4.7 viser en skisse av det operasjonelle konseptet til systemet. Isflakene blir løftet opp vha. et belte og spylt med vann for å fjerne mest mulig av oljen på isen. Isflakene blir satt ut på sjøen bak fartøyet. Olje og småis på vannet går gjennom risten i forkant av beltet, og til opptaksenheten i midten av beltet. Hele opptakssystemet blir operert i et innelukket og oppvarmet området på katamaranen. Oppvarming samt beskyttelse mot eksponering av kald vind gjorde at systemet ble operert uten problemer i temperaturer på -20°C i Alaska. Tilsvarende tiltak vil være nødvendig for alt mekanisk utstyr for operasjoner i lave temperaturer (lavere enn -3°C til -5°C).

Erfaringene fra operasjoner i isen utenfor Prudhoe Bay, Alaska, er at systemet for prosessering av is (deflektering av større is over beltet, og småis gjennom beltet) fungerer svært godt. Is med tykkelse inntil 15" (37 cm) og vekt av enkeltbiter inntil ca. 400 kg ble prosessert av beltet uten problemer.

Under de avsluttende forsøkene ved Ohmsett ble alle systemene (prosessering av is, opptak av ilje i småis) kjørt samtidig. Konklusjonene er at MORICE-konseptet fungerer godt, og er klart for industrialisering.



Figur 4.6 MORICE opptakeren operert fra en katamaran plattform.



Figur 4.7 Det operasjonelle konseptet for MORICE systemet for opptak av olje i is.

4.7 Annen planlagt teknologiutvikling

Det bygges spesialdesignede fartøy som skal inngå i beredskapen på Haltenbanken og Oseberg/Troll. Dette er fartøyer som skal kunne gå med opp til 20 knops fart, utstyrt med dedikert helikopterdekk og muligheter for å lagre utstyr under tak. Disse fartøyene skal inngå i den totale beredskapen og den største utviklingen ligger på annen type beredskap enn oljevern, f.eks. berging av personell etc.

5 Organisering av Norsk oljevernberedskap

I Norge består beredskapen mot akutt forurensning av tre hovedelementer:

- Privat beredskap
- Kommunal beredskap
- Statlig beredskap

5.1 Privat beredskap

Den private beredskapen skal være dimensjonert for å håndtere akutte hendelser som skyldes egen virksomhet. Kystverket har stilt særskilte beredskapskrav til en rekke virksomheter, herunder petroleumsvirksomheten, tankanlegg, raffinerier og landbasert industri som håndterer miljøfarlige kjemikalier. NOFO ivaretar operatørselskapenes oljevernberedskap på den norske kontinentalsokkelen. NOFO sørger for at myndighetenes krav til oljevernberedskap følges. Dette gjøres for og i samarbeid med operatørselskapene.

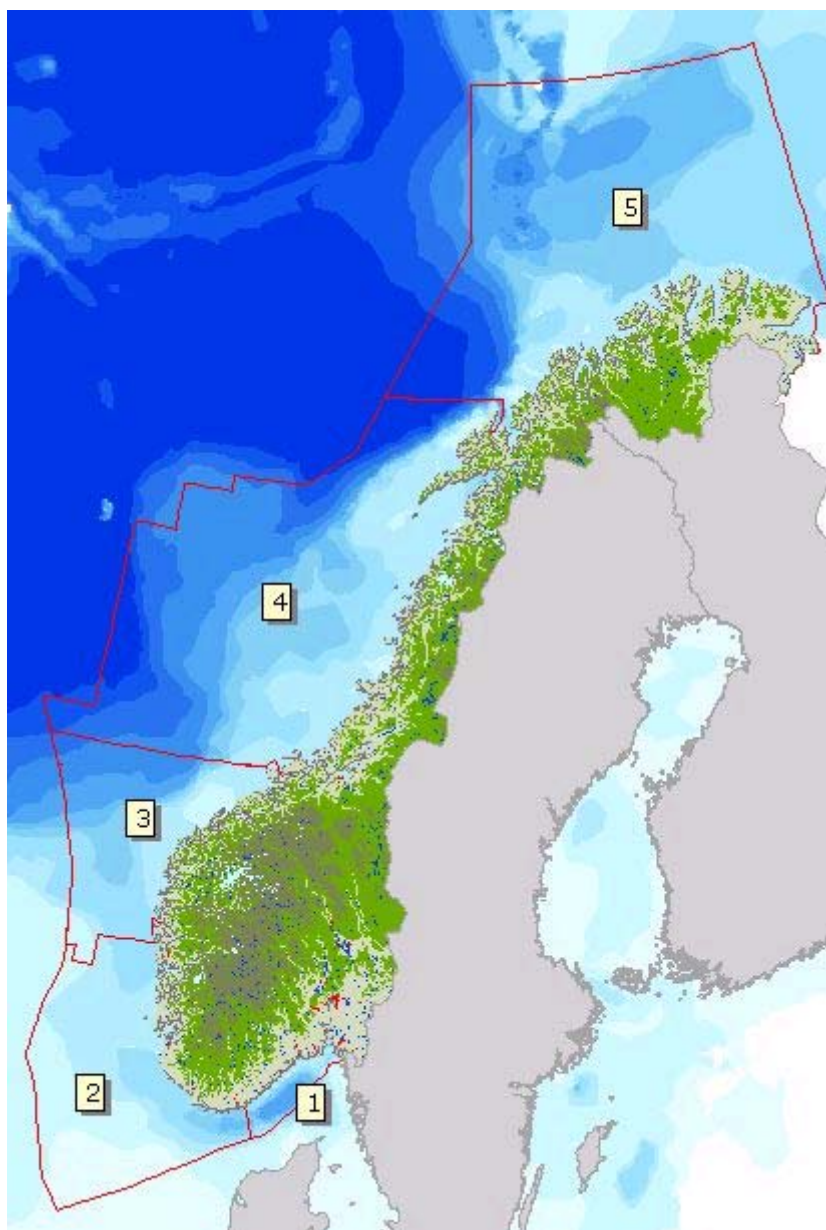
Som skissert i avsnitt 3.4 har NOFO 5 utstyrsdepot langs kysten, hvorav Hammerfest ikke har utstyr når det ikke foregår oljeaktivitet i regionen. Til disse depotene er det knyttet en pool av OR-klasse fartøyer som henter utstyr på disse depotene før de går til utslippsstedet. NOFO har tilgjengelig 36 spesialister fra oljeselskapene som er kurset og kan tre inn som Operasjons- og Skadestedsledere. Videre har de 45 personer fordelt på de 5 basene og 7 personer på den administrative siden. Totalt disponeres ca. 100 personer som kan bidra ved en eventuell oljevernaksjon. I tillegg til NOFO's ressurser har oljeselskapene fram til nå også hatt en såkalt feltberedskap. Dette har bestått i at et fartøy med oljevernutstyr har vært stasjonert på det aktuelle feltet. Esso Norge har i dag tre fartøyer med oljevernutstyr (både mekanisk og dispergering) som betjener feltene Balder, Jotun og Ringhorne. Antall feltberedskapsfartøyer er på vei ned når NOFO nå er i ferd med å etablere sin Områdeberedskap, som bl.a. har som målsetting å skal kunne redusere behovet for feltberedskapsfartøy på hvert oljefelt.

Regional beredskapsplaner er i ferd med å bli utarbeidet for de fem regionene som NOFO har inndelt kysten og sokkelen i (figur 5.1). De regionale planene er nedfelt i NOFO's planverk. Pr. dato gjenstår å utarbeide beredskapsplan for region 5 (Troms og Finnmark), men denne vil komme på plass ved en eventuell utbygging i området.

Områdeberedskapen omtales av NOFO som barriere 0. Den er ment å skulle erstatte deler av dagens feltberedskap ved at mer dedikerte beredskapsressurser av NOFO-klasse stasjoneres sentralt i et område. Dette inkluderer også bruk av dispergeringsmiddel. Basert på oljevernberedskapsanalyser er det pr. 1. Januar 2003 etablert områdeberedskap for Haltenbanken mens Oseberg/Troll står for tur.

Krav til områdeberedskapen (barriere 0) for Haltenbanken omfatter 2 fartøyer for mekanisk opptak og et helikopter for kjemisk dispergering. Responstidskravene for fartøyet er 5 timer og for helikopteret 1 time. Disse beredskapskravene er løst ved at et fartøy med feltberedskapsutstyr er stasjonert ved Norne og et fartøy (utvidet NOFO-system) er stasjonert mellom Heidrun og Åsgard. Helikopter med dispergeringsutstyr på Heidrun inngår også i områdeberedskapen.

Krav til områdeberedskapen (barriere 0) for Oseberg/Troll består av et utvidet NOFO-system, og et system for kjemisk dispergering. Responstidskravene for fartøyet er 3 timer og for helikopteret 3 timer. Disse beredskapskravene er løst ved at et fartøy er stasjonert ved Troll med fullt og utvidet NOFO system, samt at et fartøy er stasjonert ved Oseberg Feltsenter med feltberedskapsutstyr. I tillegg, vil et helikopter utstyrt for luftbåren overvåking og kjemisk dispergering bli stasjonert på Oseberg. Fartøyet ved Oseberg har 35 m³ dispergeringsmiddel ombord.



Figur 5.1 NOFO's inndeling av kysten og sokkelen i 5 regioner
(Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

NOFO vil benytte alle de ressurser som er nødvendig i en utslipps-situasjon. De har inndelt bekjempelsen i barrierer. For Haltenbanken er det definert 5 barrierer, men hvor mange som aktiveres vil være avhengig av utslippet og hvordan situasjonen utvikler seg. Med eksempel i Region 4 er følgende barrierer definert:

Barriere 1: Mekanisk oppsamling

- 1. system innen 12 timer - systemet som inngår i områdeberedskapen på Haltenbanken.
- 2. system innen 12 timer - fra Kristiansund eller Træna
- 3. system innen 20 timer - fra Kristiansund eller Træna
- 4. system innen 24 timer - fra Mongstad
- 5. system innen 24 timer - fra Kristiansund eller Træna
- 6. system innen 26 timer - fra Kristiansund eller Træna
- 7. system innen 30 timer - fra Mongstad eller Stavanger
- 8. system innen 36 timer - fra Mongstad eller Stavanger

Barriere 1: Kjemisk dispergering

- 1 system innen 24 timer – fra Heidrun eller Sture

Barriere 2: Mekanisk oppsamling

- 1. system innen 6 døgn (vinter) og 9 døgn (sommer) - hentes fra en av NOFOs baser
- 2. system innen 6 døgn (vinter) og 9 døgn (sommer) - hentes fra en av NOFOs baser

Barriere 3: Mekanisk oppsamling

Et system mobilisert innen 6 døgn (vinter) og 9 døgn (sommer). Systemer og ressurser hentes fra Kystverkets depoter etter avtale.

Barriere 4: Mekanisk oppsamling

Tre systemer mobilisert innen 6 døgn (vinter) og 9 døgn (sommer). Systemer og ressurser hentes fra Kystverkets og IUAers depoter etter avtale.

Barriere 5: Strandsanering

Det er behov for 38 strandrenselag innen 16 døgn. Utstyr og personell kan mobiliseres fra hele landet, i henhold til avtaler.

Overvåking

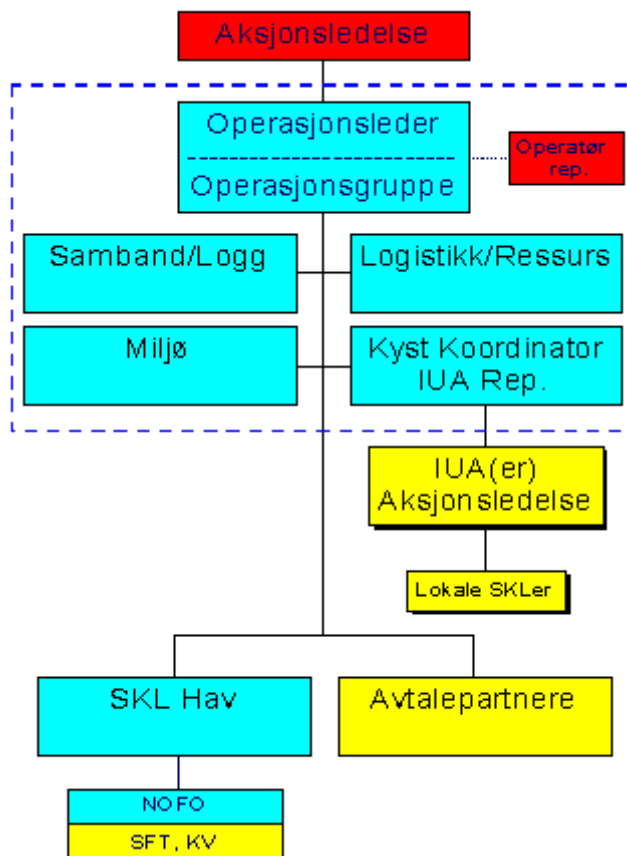
- 1 Helikopter innen 24 timer
- 1 Aerostat innen 24 timer
- Etterkantundersøkelser igangsatt innen 48 til 72 timer

Organisasjonskartet i figur 5.2 viser forslag til hvordan operatørselskapet kan bemanne en beredskapsorganisasjon i tilfellet en større akutt forurensningssituasjon som krever aksjoner både på havet og i kyst- og strandsonen. Støttepersonell i funksjonene merket med blått kan mobiliseres fra NOFOs beredskapsgrupper. I tillegg kan operatørselskapet, gjennom NOFO, mobilisere ressurser gjennom inngåtte avtaler med bl.a. Kystverket, IUA, Mongstad og Sture.

5.2 Kommunal og statlig beredskap

Den kommunale beredskapen er organisert i [34 regioner](#). Interkommunalt utvalg for akutt forurensning (IUA). Denne interkommunale beredskapen er dimensjonert for å håndtere akutte utslipp som kan oppstå som følge av normal virksomhet i regionen.

Ansvar for Norges beredskap mot akutt forurensning ble overført fra SFT til Kystverket fra 1. januar 2003. Overføringen vil ikke endre dagens beredskapsnivå. Den statlige beredskapen er rettet mot bekjempelse av akutt forurensning som ikke dekkes av privat og kommunal beredskap. Dersom et akutt utslipp bekjempes av privat eller kommunal beredskap, vil Kystverket innta en tilsynsfunksjon. Staten skal også 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 Staten ved Kystverket. Kystverket forvalter [forurensningsloven](#), som stiller nærmere krav knyttet til beredskapsplikt, varslingsplikt, bistandsplikt, aksjonsplikt og prinsippet om at forurenser skal betale for de tiltak som settes inn.



Figur 5.2 Organisasjonskart som viser forslag til hvordan operatørselskapet kan bemanne en beredskapsorganisasjon i tilfellet en større akutt forurensningssituasjon som krever aksjoner både på havet og i kyst- og strandsonen

Rød boks: Operatør

Blå boks: NOFO operasjonsledelse

Gul boks: Avtalepartnere, eksempelvis IUA og Kystverket

Den statlige beredskapen mot akutt forurensning skal:

- Iverksette en aksjon mot akutt forurensning med relevante tiltak i tid og rom for effektivt å redusere risiko for miljøskade. Aksjonen skal styres i henhold til en aksjonsplan og underliggende aksjonsmål. Tiltakenes bruk og rekkefølge skal være begrunnet i en beslutningsanalyse.
- Bygge på utnyttelse av landets totale ressurser og et samspill mellom med den kommunale og private beredskapen.

Beredskapen bygger på følgende overordnede prioritering for skadebegrensning:

- Liv
- Helse-, miljø- og næringsinteresse

Innen punktet miljø har Kystverket utarbeidet et system for hvordan ulike miljøressurser skal prioriteres under en aksjon.

5.3 Strandsoneberedskap

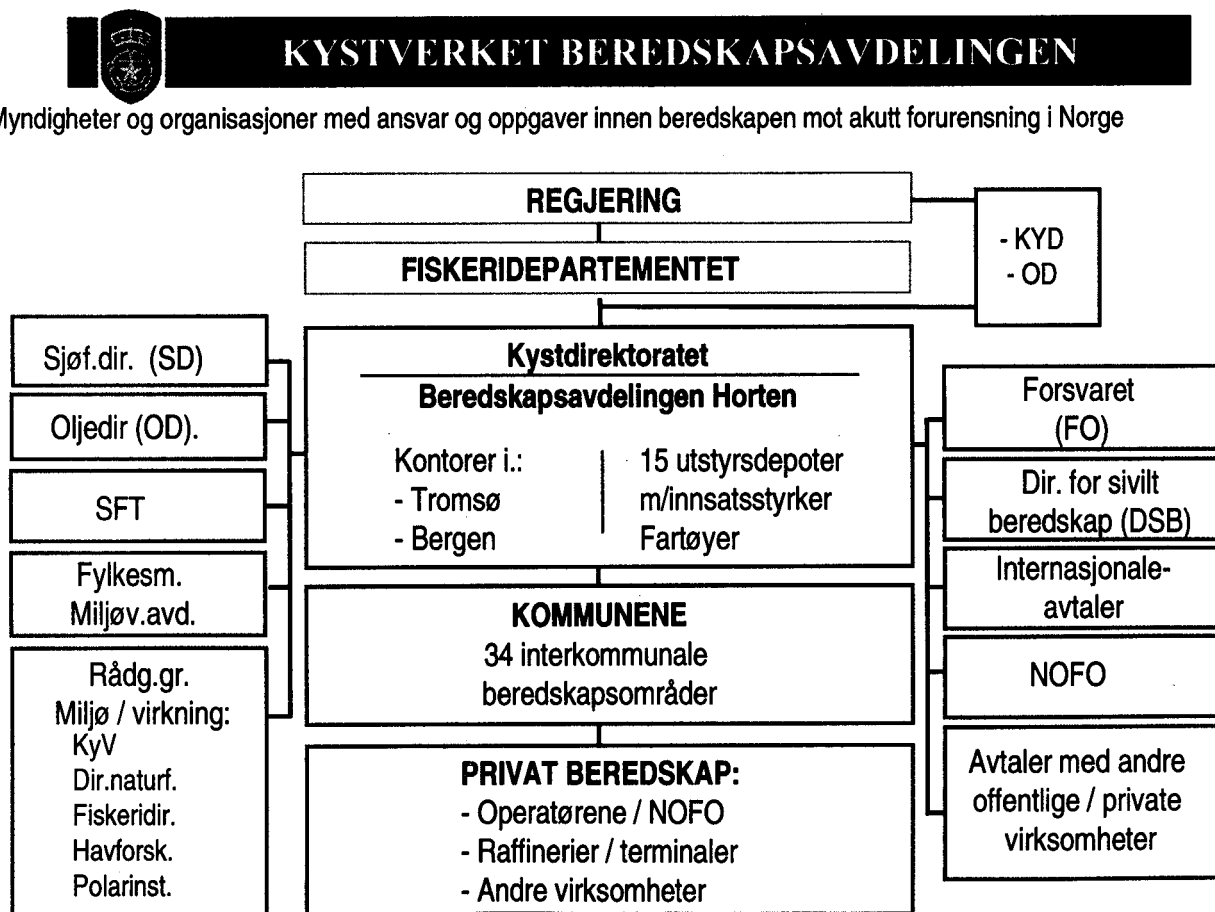
Dette studiet har fokus på offshore beredskap. I forbindelse med offshore oljeaktivitet er bekjempelse av et oljeutslipp i en tidlig fase og så nær kilden som mulig av største betydning. Til tross for en optimal innsats offshore kan oljen nå kysten og en best mulig kystnær beredskap og strandsoneberedskap er derfor også av stor betydning. Dersom oljen når strendene vil det kreve en helt annen logistikk og personellinnsats enn offshore beredskap. Utstyr og personell må ofte fraktes langs landeveien. En desentralisert depotstruktur, som finnes i den offentlige beredskapen (Kystverket og IUA), er viktig. Det kan også være behov for "fremskutte" depoter eller

mellomlagringsdepoter. Infrastrukturen i nordområdene er spesielt utfordrende i forhold til strandsoneberedskap. Å samle mange mennesker som kan delta i aksjonen, samt sørge for bespisning og forpleining er utfordringer som krever planlegging. Av andre store utfordringer i forbindelse med strandaksjoner kan nevnes mellomlagring og videreforsendelse av oppsamlet olje og oljeholdig masse.

Det er Kystverkets Beredskapsavdeling og IUA'ene som har utstyr, personell og kompetanse til å håndtere større strandsaneringsaksjoner. En god koordinering mellom offshore beredskap, kystnær beredskap og strandsoneberedskap er av største betydning. Dette forutsetter samarbeidsavtaler og et godt samarbeid mellom den private og offentlige beredskapen. Som tidligere nevnt har denne rapporten hovedfokus på offshore beredskap. SFT har tidligere gjennomført analyser av den statlige oljevernberedskapen (Johansen, 1999 og 2000), og det forventes at kystnær beredskap og strandsoneberedskap vil bli videre diskutert i fremtidige utredninger f.eks. i forbindelse med "Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet".

5.4 Samordning og erfaringer fra øvelser og aksjoner

Figur 5.2 gir en oversikt over myndigheter og organisasjoner med ansvar og oppgaver innen beredskapen mot akutt forurensning i Norge.



Figur 5.2 Myndigheter og organisasjoner med ansvar og oppgaver innen beredskap mot akutt forurensning i Norge. (Kilde: Kystverkets Beredskapsavdeling).

Det har skjedd mye den siste tiden i forhold til å se alle oljevernressursene under ett og knytte disse sammen. Det legges vekt på forpliktende samarbeidsavtaler mellom den private beredskapen og den offentlige og kommunale. NOFO har avtaler med IUA'ene i forhold til eventuelle kystnære aksjoner og strandsanering.

Øvelser og trening er viktig i oljevernberedskapen og det skaper troverdighet. I den sammenheng er NOFO's olje-på-vann øvelser for uttesting av utstyret av stor betydning. NOFO bruker tentativt 15-20% av sitt budsjett til trening og øvelser. Også for Kystverket er øvelser av stor betydning. De har få øvelser med olje, men gjennomfører øvelser på sine depoter, interkommunale øvelser og opplæring av folk. Det gjennomføres samordningsøvelser i Sør-Norge mellom den offentlige og private beredskapen, hvor NOFO er med. I framtiden kan det bli aktuelt med tilsvarende også i Nord-Norge. De forskjellige øvelsene, både såkalte "table-top" øvelser og øvelser på sjøen med og uten olje, gir god innsikt og trening for relevant personell. I etterkant av øvelsene blir det gjerne gjennomført en såkalt debrief, hvor man går gjennom øvelsen i detalj og ser på forbedringspotensialet.

Med unntak av den langvarige aksjon i forbindelse med "Prestige" har NOFO vært relativt lite involvert i oljevernaksjoner de senere årene (jfr. avsnitt 3.7). Den offentlige beredskapen, derimot, har vært involvert i en rekke større og mindre hendelser de senere årene. De mest omfattende av disse har vært havariene med "John R" og "Green Ålesund".

Figur 5.3 viser et oversiktsbilde i forbindelse med aksjonen etter grunnstøting med "Green Ålesund" nord for Haugesund. Det interkommunale utvalget mot akutt forurensning (IUA) Nord-Rogaland og Sunnhordland ledet oljevernaksjonen med bistand fra SFT. SFT ledet nødlosseoperasjonen og foresto fjerning av last og vrak. Gjennom stor innsats fra en rekke aktører ble oppryddingen etter forliset gjennomført på en god måte. Vraket ble fjernet fra Bleivik, og både vrak, last og olje behandlet miljømessig forsvarlig. Skadene på miljøet ble vesentlig redusert i forhold til hva de hadde blitt uten denne aksjonen.



Figur 5.3 Grunnstøting og utslipp av bunkersolje fra "Green Ålesund" i Desember 2001, Nord for Haugesund. (Kilde: <http://www.kystverket.no>).

Mandag 25. desember 2000 grunnstøtte det kypriotiske bulkskipet "John R" ved Kvitvær nord for Karlsøy i Troms. Fartøyet var på reise fra Liverpool til Murmansk for å laste malm.

SFT ledet statens aksjon for å ivareta oljevernberedskapen. Forsvarskommando Nord-Norge mobiliserte raskt kystvaktfartøy til stedet og bistod SFT i oljevernaksjonen på en god måte. Sjøfartsdirektoratet (SD) ivaretok nødlossing av havaristen. Gjennom stor innsats og godt samarbeid fra de involverte ble aksjonen gjennomført på en tilfredsstillende måte. Skadene på miljøet ble vesentlig redusert og må totalt sett anses å være små vurdert ut fra det store risikopotensialet som "John R" representerte. Totalt ble det registrert oljeskader på mellom 1300-1800 sjøfugl. Kun små strandområder på tre steder ble berørt

6 Klimatiske forhold

I det følgende vil vi vurdere betydning av de ytre klimatiske forhold for effektivitet av oljevernberedskapen i området Lofoten – Barentshavet. De viktigste begrensende faktorer antas å være:

- høy sjøtilstand (vind og bølger)
- lange perioder uten dagslys (mørketid)
- lave temperaturer i luft og vann (sannsynlighet for ising)

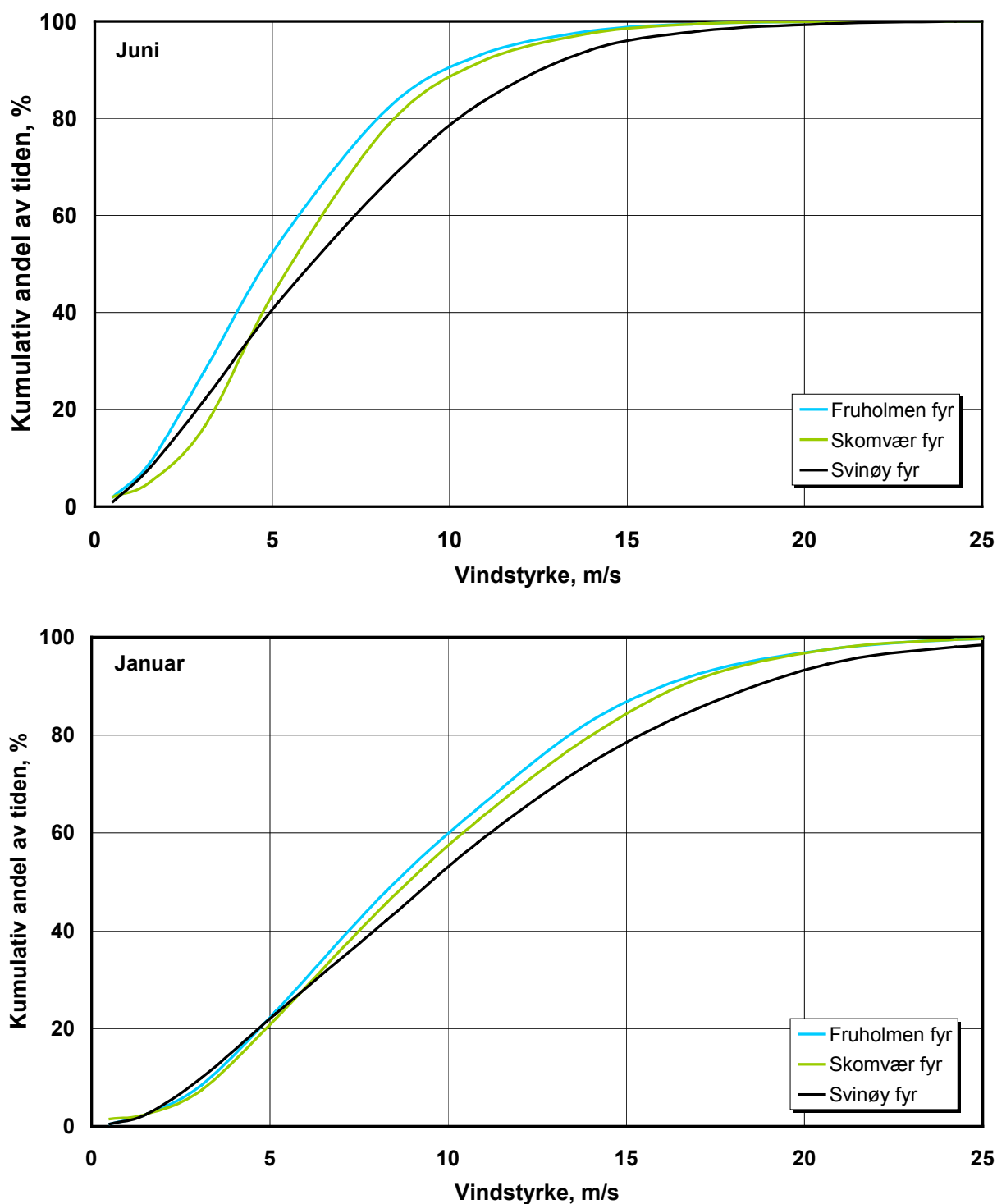
6.1 Vind og bølger

For å gi et bilde av problemets omfang har vi valgt å sammenlikne forholdene i området med forholdene i Nordsjøen – f.eks. representert ved Svinøy fyr og Statfjord-feltet. Figur 6.1 viser således en sammenlikning av vindstatistikk basert på målinger på Finnmarkskysten (Fruholmen fyr), sør om Lofoten (Skomvær fyr) og målinger nær Stadt (Svinøy fyr). Disse dataene, samt data som er vist i det følgende er, dersom ikke annet er nevnt, hentet fra NOFO's planverk <http://planverk.nofo.no>.

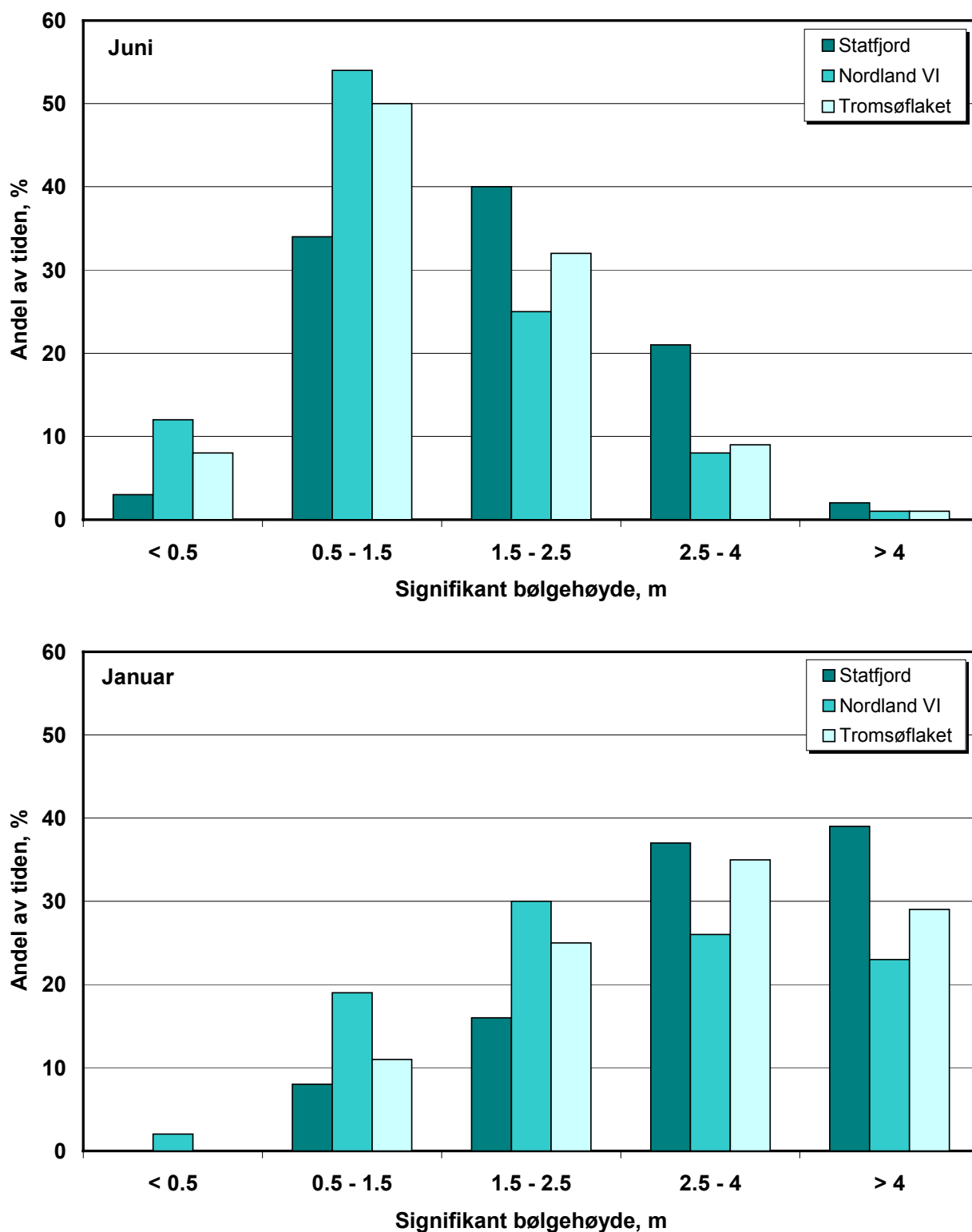
Figuren viser at vindklimaet i de nordlige områder faktisk *ikke* er strengere enn vindklimaet lengre sør på kysten – vindstyrker over 15 m/s forekommer således sjeldnere på Fruholmen fyr enn på Svinøy fyr. Den samme tendensen vises seg også i bølgestatistikken. Figur 6.2 viser således at bølgehøyde over 4 m vil forekomme hyppigere ved Statfjordfeltet enn ved Tromsøflaket eller sør om Lofoten (Nordland VI).

6.2 Dagslys og mørke

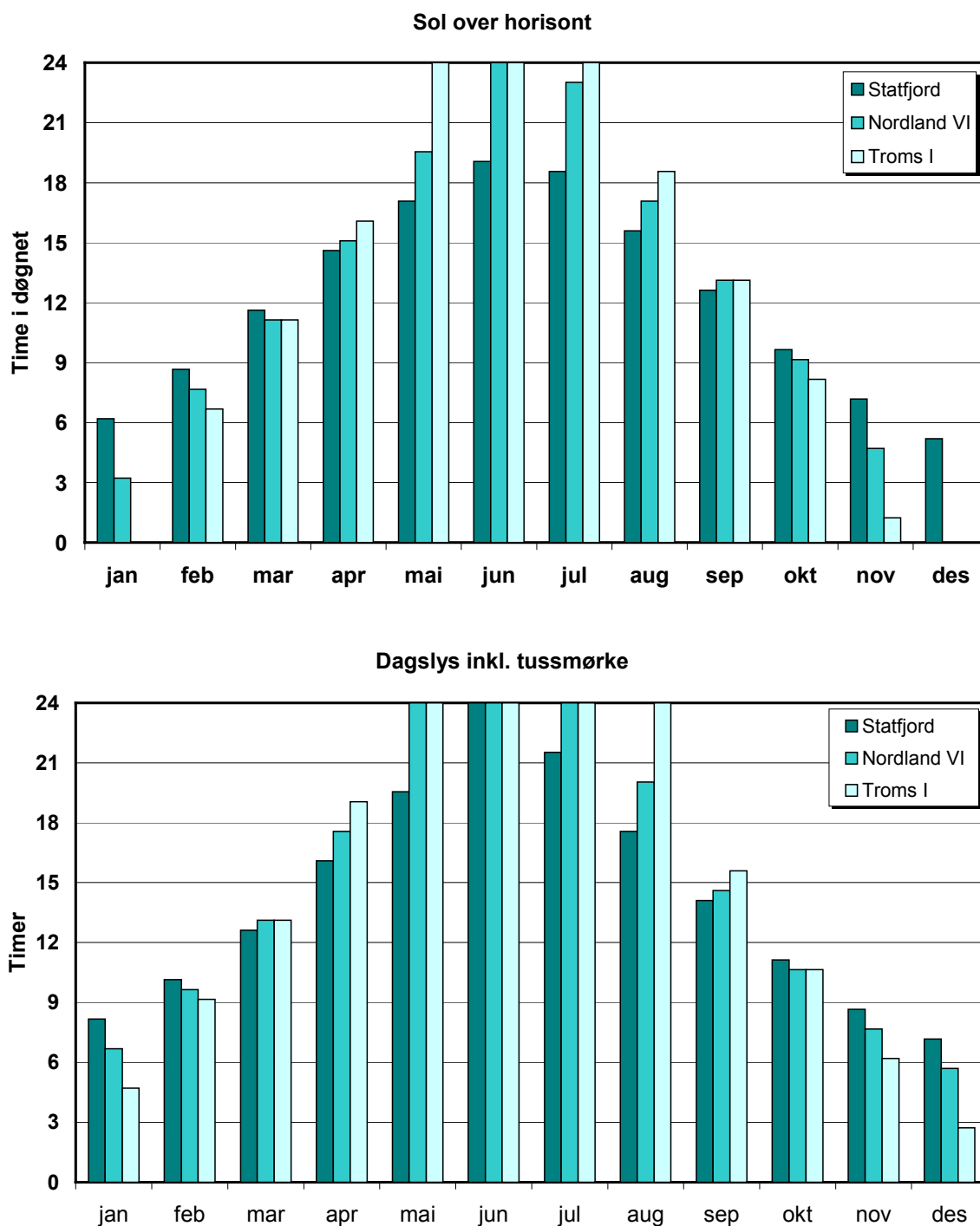
I vintermånedene kan vedvarende mangel på dagslys utgjøre et problem for oljevernet, men som Figur 6.3 viser er lysforholdene i området Lofoten – Barentshavet er i praksis ikke så svært forskjellig fra forholdene i Nordsjøen. I Nordsjøen er det også mørke en betydelig del av døgnet i vintermånedene – slik at problemet med manglende dagslys ikke er unikt for nordområdene. I november, desember og januar utgjør imidlertid mørke en større utfordring jo lengre Nord en kommer, sammenlignet med Nordsjøen. En effektiv oljevernberedskap i vinterhalvåret forutsetter at oljevernssystemene kan operere også i tussmørke og mørke.



Figur 6.1. Vindstatistikk basert på meteorologiske målinger på Fruholmen fyr (på Finnmarkskysten) og Skomvær fyr (sør om Lofoten) og sammenliknet med statistikk fra Svinøy fyr (ved Stadt).



Figur 6.2. Bølgestatistikk for Nordland VI og Tromsøflaket sammenliknet med statistikk fra Statfjord-feltet (Data fra NOFOs planverk)



Figur 6.3 Timer med dagslys beregnet for midten i hver måned for området Lofoten-Barentshavet (representert ved Nordland VI og Troms I) – sammenliknet med tilsvarende beregninger for Nordsjøen (Statfjord). Den øverste figuren viser antall timer sola er over horisonten, mens den nederste figuren viser antall timer med lys – inklusive tussmørke (sol 0 - 6 grader under horisonten).

6.3 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 kollisjongsgenerert eller vindgenerert sjøsprøyt regnes som den mest alvorlige når det gjelder islaster på marine konstruksjoner. En kombinasjon av sjøsprøyt ising og snø kan forårsake store islaster. I dette avsnittet vil vi spesielt se på ising forårsaket av sjøsprøyt.

De viktigste meteorologiske parametrene 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 nødvendigvis ikke 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.

SINTEF har utviklet en numerisk modell ICEMOD (Horjen og Vefsnmo, 1987) som beregner islaster på marine konstruksjoner basert på gitte meteorologiske og oseanografiske data. For gitte meteorologiske forhold vil f.eks. fartøyets størrelse, type og arrangement, samt kurs og fart influere på hvor alvorlig isingen blir. Mindre fartøy iser relativt sett mer enn større fartøy. Kurs og fart har stor betydning, og høye hastigheter med bølgene inn 45-60° på baugen gir erfaringsmessig mest sjøsprøyt.

For å studere sannsynligheten for ising på utvalgte områder i Barentshavet, har vi valgt å benytte Offshore Icing Atlas (Barthel og Houmb, 1986). Atlaset bygger på modellerte data av vind, sjø- og lufttemperaturer for perioden 1965-1980 og hvor isingsintensiteten er basert på Mertins' isings indeks (Mertins, 1968). Vi har valgt å se på sannsynligheten for hendelser som gir lett ising ($h > 1$ cm/døgn) og moderat ising ($h > 5$ cm/døgn).

Tabell 6.1 viser at sannsynligheten for lett ising på Nordland VI er ca 20 % i vintermånedene, mens for Troms I og Bjørnøya Vest er den ca 50 %. Risikoen for ising er størst i den østre delen av Barentshavet og sannsynligheten kan overstige 70 % i de mest ekstreme vintermånedene januar og februar. For den vestlige delen av Barentshavet er risikoen for ising høyest i februar og mars. Hvis vi kun studerer hendelser som gir mer enn 5 cm/døgn avtar sannsynligheten betydelig. For Finnmark Øst avtar sannsynligheten til ca 50 %, mens for Nordland VI reduseres den til ca 5 %.

Tabell 6.1 Sannsynlighet for isingshendelser

Område	Sannsynlighet (%) for hendelser $h > 1$ cm/døgn				Sannsynlighet (%) for hendelser $h > 5$ cm/døgn			
	Des	Jan	Feb	Mar	Des	Jan	Feb	Mar
Nordland VI	21	18	22	24	2	3	6	5
Troms I	39	51	55	52	11	24	21	20
Bjørnøya Vest	44	44	49	50	14	19	18	18
Finnmark Øst	72	77	76	68	38	51	44	39

Varigheten av en isingshendelse er en nøkkelparameter når det gjelder islaster. Den mest ekstreme islasten består vanligvis av flere enkelthendelser. Tabell 6.2 viser den *gjennomsnittlig* varigheten

for de ulike hendelsene beregnet i isingsatlasen. På Finnmark Øst vil en hendelse som gir mer enn 5 cm/døgn ha en gjennomsnittlig varighet av 5 døgn, mens en tilsvarende hendelse på Nordland V har en varighet på ca 1 døgn.

Tabell 6.2 Gjennomsnittlig varighet av isingshendelser

Område	Varighet (timer) for hendelser h>1 cm/døgn				Varighet (timer) for hendelser h>5 cm/døgn			
	Des	Jan	Feb	Mar	Des	Jan	Feb	Mar
Nordland VI	64	49	60	74	35	23	29	31
Troms I	85	114	119	127	38	68	58	54
Bjørnøya Vest	107	104	112	121	48	58	59	62
Finnmark Øst	158	167	158	151	100	121	101	111

Isingsatlasen gir kun en grov oversikt over risikoen for ising. Atlasen inneholder ingen informasjon om type objekt, hastighet eller referansenivå for isingen. Isingen avtar med høyden over vannnivå. For å illustrere hvordan denne informasjonen innvirker på isingen, har vi benyttet ICEMOD til å beregne islaster på supplybåten "Tender Turbot". *Tabell 6.3* viser beregnede islaster på utvalgte elementer basert på data fra Bjørnøya i perioden 26-31 januar 1980. Båten hastighet er antatt å være 8 knop. Høyeste vindhastighet i perioden var 14 m/s og laveste lufttemperatur var – 17 °C. Beregningene er gjennomført for skrog, livbåt og styrehus. Istykkelsene varierer fra 45 cm til 85 cm i den angitte perioden. Beregningene viser at en heading på 60° i forhold til bølgen gir større islaster enn en heading på 30°.

Tabell 6.3 Beregning av islaster på Tender Turbot

Elementer	Islaster (tonn) heading 30°	Islaster (tonn) heading 60°
Skrog (styrbord)	13.5	20.1
Livbåt (styrbord)	9.0	14.0
Styrehus (front)	6.5	6.7

6.4 Diskusjon og anbefalinger

Vind og bølger

Vind- og bølgestatistikken for Lofoten og Barentshavet viser at forholdene både i sommer- og vinterhalvåret er tilnærmet lik Nordsjøen eller faktisk noe bedre. Det betyr at effektiviteten til oljevernutstyret og muligheten for gjennomføring av aksjoner *ikke* er redusert i forhold til Nordsjøen. Dersom en setter en "øvre grense" på f.eks. 15 m/s vind og/eller 4 m signifikant bølgehøyde for bruk av mekanisk oppsamlingsutstyr gir dette et "tidsvindu" for bruk av mekanisk oppsamlingsutstyr som skissert i tabell 6.4. Dette er sammenlignbart med eller noe bedre enn for Statfjordfeltet.

Tabell 6.4 “Tidsvindu” for bruk av mekanisk oppsamling i Lofoten – Barentshavet som en funksjon av vind og bølger, utfra gitte “grenseverdier” for oppsamling

Område	Måned	”Øvre grense”, 15 m/s vind	”Øvre grense”, 4 m signifikant bølgehøyde
Lofoten	Juni	Ca. 98% av tiden	Ca. 98% av tiden
	Januar	Ca. 85% av tiden	Ca. 76% av tiden
Barentshavet	Juni	Ca. 98% av tiden	Ca. 98% av tiden
	Januar	Ca. 85% av tiden	Ca. 72% av tiden

Lysforhold

Lysforholdene i Lofoten og Barentshavet er noe dårligere enn Nordsjøen i vinterhalvåret, i første rekke månedene november, desember og januar. I sommerhalvåret er lysforholdene bedre i dette området enn lengre sør, med midnattssol i mai, juni og juli for Barentshavet. Med dagens beredskap er det begrensninger mht. operasjoner i mørke. Den største utfordringen vil være å detektere oljen og samle den effektivt i lensa. Bruk av kraftige lyskastere kan bidra til at skimmeren kan operere tilnærmet normalt inne i lensa, men det kan være vanskeligere å bedømme tykkelsen på oljelaget. Den nye TransRec skimmeren som er under utvikling (se avsnitt 4.1) skal utstyres med oljetykkelsesmåler og vann-i-olje sensor. Dette kan bidra til at opptak i mørket kan gjennomføres mer effektivt.

NOFO antar en effektivitet for operasjoner i mørke som er 65% i forhold til effektiviteten i dagslys. Dette begrunnes med luftbåren overvåking fra helikopter og Aerostat. Anslaget synes å være noe optimistisk ut fra dagens hjelpemidler. I en større utslipps-situasjon kan oljen være spredt over store områder. For å finne oljen og da fortrinnsvis de tykkere delene av oljeflaket, hvor innsatsen skal settes inn, trengs det fly eller helikopter med FLIR (Forward Looking Infra-Red) kamera. For en langvarig operasjon, f.eks. i forbindelse med en utblåsning, vil det være svært ressurskrevende å basere seg utelukkende på luftbåren støtte. En kombinasjon av flere hjelpemidler som f.eks. satellitt, fly/helikopter med fjernmålingsutstyr, radar fra skip, Aerostat, bøyer kombinert med nærsone-modell etc. vil kunne bidra til å øke effektiviteten for operasjoner i mørke. NOFO har planer om å igangsette en utvikling innen dette området. Dette vil også komme oljevernberedskapen i sydligere områder til gode.

Lave temperaturer og ising

Lave temperaturer og isingsproblematikk er en større utfordring i Lofoten – Barentshavet enn lengre Sør. Ising av fartøyer er velkjent for de som seiler i dette området i vinterhalvåret. Ising fra sjøsprøyt på oljevern fartøyer kan i ekstreme tilfeller bidra til vektøkning med heving av båtens tyngdepunkt, redusert fribord og stabilitet, nedising av oljevernutstyr på dekk, påvirke navigering og kommunikasjon etc. (Løset *et al.*, 1989). Erfaringer fra tidligere boring i Barentshavet, bl.a. med Transocean, konkluderer med at kulde og ising ikke er noe stort problem for riggoperasjoner.

For oljevernberedskapen antas imidlertid ising av oljevernutstyret og de menneskelige faktorene den største utfordringen. For oljevernutstyr som ligger på sjøen og blir overvasket av sjøvann trenger ikke ising å være noe stort problem. For slanger, pumper etc. som kan bli stående uvirksomme i perioder kan tilfrysning og dannelse av is-sarr være et problem. I strømningsforsøk som ble gjennomført som en del av NOFOs ONA (Oljevern i Nordlige og Arktiske farvann) program (Jensen *et al.*, 1990) ble det påvist at ved pumping av emulsjoner ved temperaturer under frysepunktet til vannfasen vil plugging av pumpe og slanger kunne skje. Spesielt gjelder dette ved stillstand i systemet hvor det kan dannes en ”frostplugg”. Dette problemet kan sannsynligvis reduseres ved å tilsette ”frostvæske” f.eks. i skimmerhodet. Også utstyr for påføring av dispergeringsmiddel kan være utsatt for ising. Et annet viktig element ved bruk av dispergeringsmiddel under lave temperaturer er dispergeringsmiddelets viskositet. Viskositeten øker ved lave temperaturer som vil innvirke på spredning av dispergeringsmiddelet gjennom

dyser. Det antas at mange av de utfordringene som er knyttet til bruk av oljevernutstyr under lave temperaturer kan løses ved enkle praktiske tiltak. Det er imidlertid et behov for å se på dette mer i detalj i forbindelse med oljevernberedskapen for nordområdene.

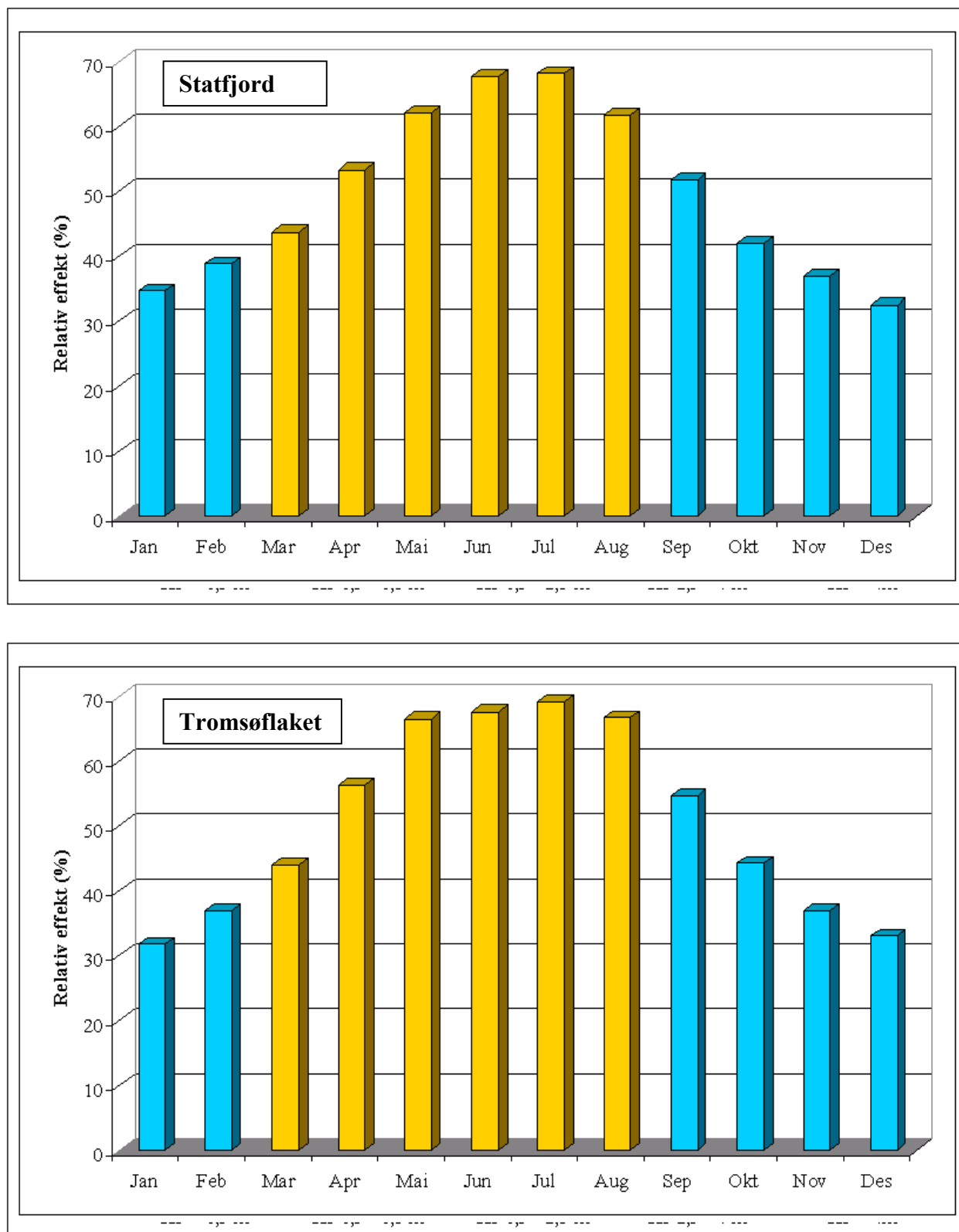
Arbeidsmiljø

Sammenlignet med lengre Sør er det først og fremst lav temperatur og ising i vinterhalvåret som utgjør de største utfordringene. Under arbeid utendørs er det en selvfølge at riktig bekledning benyttes. Et fall i sjøen kan medføre større konsekvenser i nordområdene sammenlignet med lengre sør og rutiner for å hindre dette må forefinnes. Det er en målsetting med utvikling av den nye TransRec skimmeren (se avsnitt 4.1) at den skal ha en større grad av automatisering enn forgjengeren og at den i større grad skal kunne styres fra brua. Man håper derved å redusere behovet for mannskap på dekk under oppsamlingen.

Ising på dekk medfører en stor sikkerhetsrisiko, men det antas at enkle kjente metoder som salting etc. vil kunne bidra til å redusere risikoen betraktelig. Arbeid i mørke antas ikke å være noe problem da de fartøyene som vil delta i oljevernoperasjoner er utstyrt med kraftige lyskastere. Ut over dette burde det ikke være spesielle utfordringer i forhold til arbeidsmiljøet i nordområdene, sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet.

Forventet effektivitet av oljevernberedskapen

NOFO bruker begrepet *Relativ effekt*, som angir hvor stor andel av den oljen som er tilgjengelig på sjøoverflaten som tas opp. Fordampet og naturlig nedblandet andel olje er da ikke medregnet. Relativ effekt er da i stor grad en funksjon av bølgeforhold og lys. Figur 6.4 (hentet fra NOFO's planverk) viser gjennomsnittlig relativ effekt (%) av mekanisk oppsamling nær kilden for hver av årets måneder, gitt bølgeforhold og lysforhold ved målestasjon på Statfjord og Tromsøflaket. Effekten er noe lavere på Tromsøflaket enn Statfjord i vinterhalvåret og noe høyere i sommerhalvåret. Dette antas i hovedsak å skyldes lysforholdene, hvor effektiviteten for mørkeoperasjoner er satt til 65% i forhold til operasjoner i dagslys. Bølgeforholdene er tilnærmet like eller noe "gunstigere" på Tromsøflaket.



Figur 6.4 Gjennomsnittlig relativ effekt (%) av mekanisk oppsamling nær kilden for hver av årets måneder, gitt bølgeforhold og lysforhold ved målestasjon på Statfjord og Tromsøflaket. (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

7 Infrastruktur og andre kritiske faktorer i forhold til oljevernberedskapen

For å kunne planlegge og gjennomføre en effektiv oljevernberedskap for akutt oljeutslipp er kunnskap og informasjon om infrastrukturen i området/regionen svært viktig. Det er også viktig at beredskapen bygges opp basert på de muligheter og begrensninger som infrastrukturen gir. En overordnet og summarisk beskrivelse av infrastrukturen i planområdet er tidligere beskrevet i temarapport 9A "Beskrivelse av samfunnsmessige forhold i Nord-Norge" som inneholder kort beskrivelse av:

- Generell bosettingsstruktur; byer, tettsteder, havner, flyplasser
- Basestrukturen for petroleumsvirksomheten
- Infrastruktur – Skipstrafikken
- Infrastruktur – fiskerivirksomheten
- Elektrisitetsforsyningen
- Riks- og fylkesveier

Situasjonen for det aktuelle området er at kjennetegnes ved at petroleumsakтивiteten er i en begynnende fase, og derfor er ikke infrastrukturen utviklet for dette. Området som omhandles av denne planen er et meget stort og utstrakt geografisk område, med lang kystlinje og dype fjorder, og et stort havområde utenfor. Bosetning langs kysten er spredt og historisk styrt av fiskerivirksomhet, men er de senere år endret mot mere regionale sentra som følge av generelle samfunnsmessig utvikling med økt sentralisering.

Kunnskap om begrensninger og muligheter ved infrastrukturen vil være svært viktig element i planleggingen og utvikling av et en effektiv oljevernberedskap. De ulike fasene som inngår i en eventuell oljevernaksjon vil være svært forskjellig fra overvåkning til restitusjonsfasen i en strandsaneringsaksjon. De naturgitte forholdene i området med en svært spredt bosetning gjør at utviklingen av infrastrukturen er svært kostbar og er underlagt strenge prioriteringer.

Bosetningsmønstrer vil også gi begrensninger og styre tilgang på personell, logistikk og utstyr som primært skal være lokalt.

7.1.1 Veinettet

Den primære transportåre for utstyr, materiell og personell også innenfor dette geografiske området vil være langs vei, og supplerer transport til og fra flyplasser og ut til havneanlegg. Området dekkes av riksveier og fylkesveier som bindes sammen av et større antall bruer, tunneler og fergestrekninger. Alle disse elementene kan representere begrensninger og utfordringer som en må ta hensyn til i en planleggingsfase. De mange fjordarmene bidrar også til at det kan være komplisert å få utstyr og personell fram dit det trengs. De største utfordringene vil være for den kystnære beredskapen og strandberedskapen. For offshore beredskapen vil mye av transporten foregå sjøveien, men NOFO's planer om frakt av oljevernutstyr langs landeveien kan medføre større utfordringer i nordområdene enn lengre sør.

En oversikt over de ulike vegstrekningene er gitt i "Vegliste – Vedlegg 1 til forskrift om bruk av kjøretøy" som er utarbeidet av Statens vegvesen. For enkelte vegstrekninger vil det også kunne være forskjeller for sommer og vinterforhold. Transport av større utstyr vil gjerne defineres som spesialtransport og krav for de ulike vegkategoriene i den forbindelse er beskrevet i "Vegliste – Dispensasjonsbestemmelse for spesialtransport" som er utarbeidet av Statens vegvesen. Et annet viktig element med transport langs vei vil være tilgjengeligheten av egnet transportmidler for de ulike og spesielle behovene. Bruer, tunneler/underganger og ferger er også elementer som medfører utfordringer i forhold til frakt av tungt oljevernutstyr langs landeveien.

7.2 Lufttransport

I et område med store avstander og begrenset infrastruktur vil ut fra en helhetsvurdering i flere tilfeller transport med fly og/eller helikopter være å foretrekke foran transport langs vei og på sjøen. Ut fra en strategi med å utvikle og produsere mindre transportable oljevernutstyrsenheter som oppbevares på sentrale steder for transport til aktuelle områder i det nordlige Norge med transportfly, vil dimensjoneringen av flyplassene i området definere mulighetene og begrensningene for denne strategien. I de tre nordligste fylkene inklusivt Svalbard er det i dag totalt 28 flyplasser som administreres av Avinor, og noen av disse sammen med forsvaret. Disse flyplassene er utbygd for ulike formål og da med ulike karakteristika fra kortbaneflyplasser til store flyplasser med i utgangspunktet militære formål for å ta i mot store transportfly. Alle de store flyplassene som:

- Bodø
- Bardufoss
- Tromsø
- Banak
- Kirkenes

er forventet å kunne ta ned Hercules transportfly. Hammerfest har ikke i dag flyplass som kan ta ned Hercules

I den etablerte oljevernberedskapen for det sydlige Norge er bruk av helikopter svært utbredt for transport av mindre utstyr og personell, ved bruk av helikoptre som vanligvis benyttes i trafikk til og fra produksjons- og leteinstallasjonene. For nordområdene vil denne muligheten være mere begrenset ut fra tilgjengeligheten av helikoptre og det faktum at avstandene i området er betydelig større. Hoveddelen av helikoptre i landsdelen er knyttet til ambulansetrafikk og transport av mindre utstyr. Ved en utbygging av petroleumsaktiviteten vil også i dette området bruk, og dermed tilgjengelighet, av helikoptre måtte bli utviklet videre.

7.3 Sjøtransport

Området Lofoten til Barentshavet dekker et enormt havområde med en svært lang kyststripe. Både historisk og helt frem til i dag har transport på sjøen vært den viktigste samferdselsåren. Dette sammen med behovet for havner for den tradisjonelt dominerende næringsveien fiske har etablert et svært godt og desentralisert havnefasiliteter i hele området, som vil være viktig i forbindelse med bruk av havgående fartøy i ulike faser av oljevernaksjonen.

I det aktuelle området finnes det havnefasiliteter innefor de ulike kategoriene; transporthavner, fiskerihavner og private havner. I enkelte av disse er det etablert forsyningsbaser og/eller oljeverndepot i regi av NOFO (Hammerfest), Kystverket og de enkelte IUAene (Interkommunale utvalg for akutt forurensning) langs hele kysten. En oversikt over disse med inntegnet responstid ut fra de enkelte havnene er gitt i NOFOs planverk. Dette gir en god oversikt over nærmeste depot for de ulike kategoriene ved en eventuell oljevernaksjon.

Tilgangen på fartøy totalt sett burde være relativt bra. Det er imidlertid mangel på større fartøyer som kan benyttes som slepefartøy og som kan inngå i offshore beredskapen. Dette vil imidlertid bedre seg ved en fremtidig utbygging av oljeaktiviteten i regionen. Dette er diskutert mer i detalj i kapittel 10.

7.4 Logistikk

Oljevernaksjoner langs kysten og på strand vil kreve bruk av andre strategier for opprenskning og sanering som involverer mindre enheter og vanligvis mere personell. Dette innebærer andre og nye utfordring som må inn i en beredskapsplan som inkluderer håndtering av personell, forpleining og innkvartering, utnyttelse av ikke-spesifikt oljevernutstyr og avfallshåndtering.

For oljevernaksjoner ved kyst og på strand er strategien basert på å fremskaffe mye av utstyr og personell lokalt. En del av det utstyret som kan benyttes er uspesifikt og som vanligvis benyttes for andre formål som f.eks. pumper, spyleutsyr, aggregater, anleggsmaskiner, lagringstanker og annet. Med det bosetningsmønsteret som er i regionen vil det kunne være nødvendig å trekke inn denne type utstyr fra et større område for å dekke behovet i den enkelte aksjonen. Det er derfor viktig å ha samlet informasjon om denne type utstyr og de krav som stilles til dette.

For strandsaneringsaksjoner vil forbruksmateriell og mindre utstyr vanligvis skaffes til veie lokalt. I områder med spredt bosetning kan dette være vanskelig, og det vil kunne være nødvendig å skaffe dette i tilstrekkelige mengder fra større sentra.

På samme måte vil personell også kunne være en begrensende ressurs i områder med spredt bosetning. I tillegg til det å skaffe personell må de som blir brakt inn i området forpleies og innkvarteres. Et aktuelt alternativ for dette vil kunne være innleie av ferger eller lignende fartøyer.

7.5 Avfallshåndtering

For alle typer oljevernaksjoner vil det ut fra de fleste strategier genereres olje og oljeholdig avfall. Dette må transporteres til lokale mellomlagre. For valg av disse må det benyttes definerte behov og krav til disse, som bl.a. sikrer sikker håndtering som reduserer fare for videre spredning. Dette avfallet må videre gjennom en sluttbehandling. SFT har utarbeidet en håndbok for "Deponering av forurenset masse" som beskriver ulike teknikker og ulike anlegg som tar denne type oppdrag. Muligheten for dette i den nordligste landsdel er svært begrenset og det vil være behov for å vurdere muligheten for å etablere ny virksomhet mot dette markedet. Det må gjøres oppmerksom på at SFT publikasjonen ble utarbeidet på tidlig 90-tallet og det finnes ikke sentralt oppdatert kunnskap tilgjengelig på dette området.

I NOFOs planverk datert 24-02-2003 er deponeringsplaner ikke ferdigstilt, og vil bli videre utarbeidet i samarbeid med Kystverket. Den foreløpige informasjonen viser at lagring og /eller viderebehandling av oppsamlet olje og oljetilsølt materiale kan gjøres ved mottagere godkjent av NORSAS som inkluderer mellom annet;

- Statoil på Mongstad
- Shell-raffineriet i Risavika/Stavanger
- Esso-raffineriet på Slangentangen
- Shell Rypefjord ved Hammerfest
- NOROL/Shell på Langnes ved Tromsø, og i Stamsund
- Shell Bodø
- Esso, Uthaug på Ørlandet og Osholmen ved Ålesund

7.6 Andre kritiske faktorer

Basestruktur

NOFO har i dag baser på Træna og i Hammerfest. Det er lang avstand mellom disse basene. Ved en eventuell framtidig utbygging mellom disse to basene bør det vurderes om det er behov for et "mellomdepot". Det samme gjelder ved eventuell utbygging øst i Barentshavet hvor behovet for utstyrsplassering i Øst-Finnmark bør vurderes.

Avstand fra land

For felt som ligger langt fra land vil det være lang responstid. Dette kan være kritisk i forhold til stor spredning av oljen før oppsamling kommer igang. En optimal plassering av depot kombinert med en feltberedskap, eventuelt som en del av en områdeberedskap, kan være den optimale strategien for å redusere responstiden til et minimum.

Nærhet til iskant

Oppsamling av olje i is er en vesentlig større utfordring enn i åpent vann. Oljen kan presses under isen eller den kan fryse inn i isen. Tiltak for å hindre oljen i å nå iskanten bør derfor gis høy prioritet. Igjen er kort responstid et nøkkelord. Påføring av dispergeringsmiddel fra fly (Hercules) kan være et effektivt tiltak i et scenario hvor oljen forventes å nå iskanten

En totalvurdering av kritiske faktorer i forhold til de tre aktivitetsnivåene og hva som kan være flaskehalser i forhold til oljevernberedskapen er gjort i kapittel 9.

8 Potensielle miljøkonsekvenser ved bruk av dispergeringsmiddel

Planlegging av oljevernberedskap består i å evaluere de mest sannsynlige utslipps-scenariene som kan forekomme ved en gitt lokasjon og utvikle en strategi for bekjempelse. Den primære målsetting med enhver bekjempelses-strategi må være å minimalisere skadene av et oljeutslipp. Dette kan være skader på naturlige (økologiske) ressurser, kommersielle naturressurser (f.eks. akvakultur) eller ”menneskebrukte” ressurser (f.eks. badestrender).

Den nye dispergeringsforskriften (SFT), som ble gjort gjeldende fra 1. Januar 2003, åpner for dokumentert og planlagt bruk av dispergeringsmiddel på akutt forurensning offshore, i kystnære strøk og for landbasert virksomhet. Dispergeringsmidler kan brukes som et selvstendig tiltak eller som et strategisk supplement til mekanisk oppsamling.

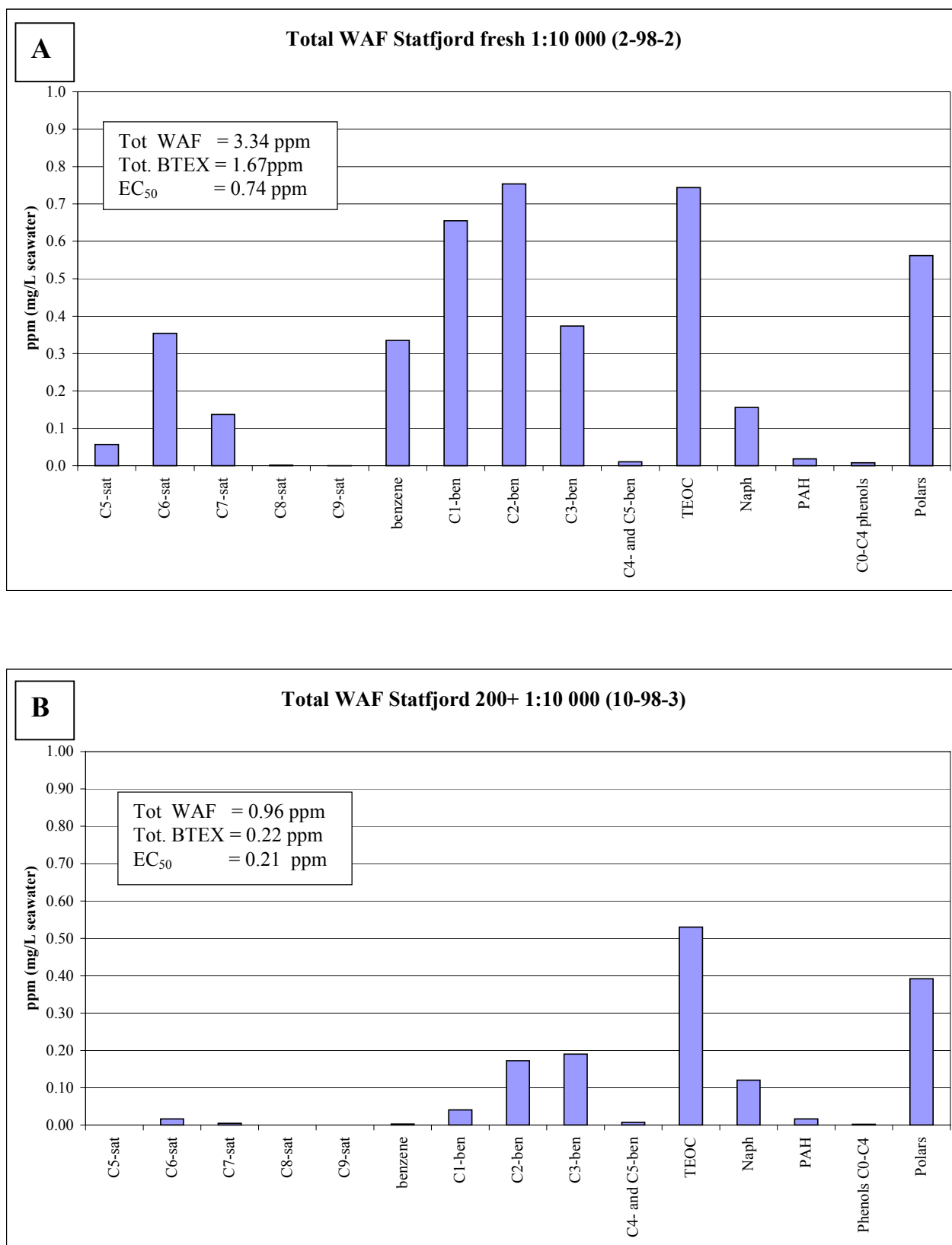
8.1 Netto miljøgevinst analyse - ”Net Environmental Benefit Analysis” (NEBA)

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 bekjempelses-metoder og se på konsekvensene ved ulike tiltak, kalles ofte ”Net Environmental Benefit Analysis” NEBA (Baker, 1993, 1995). I dag jobbes det med å utviklet støtteverktøy for slike analyser som gjør det mulig å gi bl.a. kvantitative og relative tall på å estimere behandlingskapasitet og miljøeksponering ved ulike beredskapstiltak ved forskjellige utslipps-scenarier. Analysen kan være kompleks, og vil være avhengig av de spesifikke forholdene rundt oljeutslippet og ressursene som oljen kan forurense. Det vil ofte ikke være tid til å gjøre en slik analyse midt under en aksjon mot akutt forurensning. Det er derfor viktig at slike NEBA-analyser av ulike utslippsscenarier gjøres i forkant, og de vil være en viktig del av virksomhetens beredskapsplan.

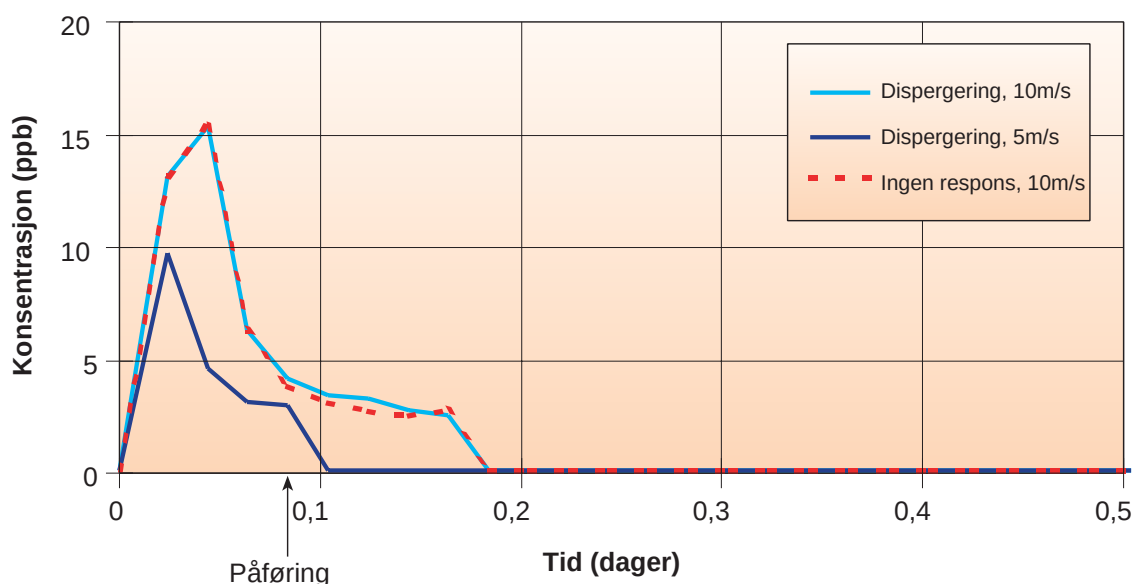
8.2 Biologiske effekter av dispergert olje

Potensielle miljøkonsekvenser på marine organismer ved bruk av dispergeringsmiddel på et oljeflak er hovedsakelig knyttet til den økte oljekonsentrasjonen i vannet under oljeflaket. Oljen vil være representert både som små dråper og som oppløse oljekomponenter som har lekket ut fra de dispergerte oljedråpene. De oppløste oljekomponentene (vannløselig fraksjon; WAF – ”*Water Accomodated Fraction*”) blir vanligvis betraktet å være hovedkilden for potensiell akutt toksisk effekt på marine organismer (Neff, 1995 og McAuliffe, 1987). WAF-fraksjonen vil ha en komponentsammensetning som vil reflektere komponentenes vannløselighet, samt tilstedeværelse av disse komponentene i oljefasen. En fersk råolje vil kunne generere en WAF-sammensetning med relativ høye konsentrasjoner, ofte dominert av de lette aromatene (BTEXene). I tillegg vil det være en del større aromatiske (PAH), og polare (UCM) komponenter (fenoler, syrer etc.) (Hokstad *et al.* 2001 og Faksness *et. al.*, 2001, se figur 8.1A). Imidlertid vil de flyktige BTEX-komponentene fordampe raskt, og etter en Statfjord råolje som har ligget noen få timer på overflata, vil dispergering generere en WAF med vesentlig lavere BTEX-innhold (ca 23% av total WAF) i forhold til de mer tyngre PAH og polare komponenter (se figur 8.1B).

Også erfaringer fra målinger under reelle oljeflak (Brandvik *et al.*, 1996a,b, Strøm-Kristiansen *et al.*, 1996, Reed *et al.*, 1995a,b, se avsnitt 8.3) viser at mesteparten av de lettere aromatene (BTEX’ene) i den ferske råoljen vil fordampe fra oljeflaket før dispergeringsmiddelet rekker å bli påført, og det vil ikke bli observert noen betydningsfull økning av vannløselig fraksjon. Dette er også illustrert i figur 8.2.



Figur 8.1. Eksempel på kjemiske sammensetning av WAF-komponenter generert fra 100 ppm A) fersk Statfjord råolje, B) fra Statfjord 200°C+-residue (Hokstad et al., 2001; Faksness et al., 2001).



Figur 8.2 Beregnet konsentrasjonsprofil av BTEX-komponenter under et oljeflak, ved hhv. 5 og 10 m/s vind, og hvor dispergeringsmiddel i ett av scenariene er påført etter 2 timer.

Dispergeringsmidler består av lavtoksiske og biologisk nedbrytbare komponenter og bidrar minimalt til den totale toksisitet sammenlignet med toksisiteten av oljen. Bobra *et al.* (1984) og Mackay og Wells (1983) har fremskaffet et ”relativt bilde” på giftighetsbidraget fra dispergerte oljedråper, vannløselig fraksjon og dispergeringsmiddel gjennom flere serier av laboratorieeksperimenter. De brukte Norman Wells råolje og saltvannsorganismen *Daphnia Magna*. Tabell 8.1 oppsummerer deres konklusjoner. Forsøkene er basert på at dispergeringsmiddelet er påført med et doseringsforhold på 1:25.

Tabell 8.1 Relativt bidrag til total toksisitet fra vannløselig fraksjon, dispergerte oljedråper og dispergeringsmiddel. Eksperimenter foretatt med Norman Wells råolje, Corexit 9527 og *Daphnia Magna* (Bobra *et al.*, 1984).

	Vannløselig fraksjon – WAF	Dispergerte oljedråper	Dispergeringsmiddel alene
Fersk råolje	85%	14%	<1%
Sterkt forvitret råolje (42% fordampet)	10%	87%	2%

Det er ikke alene konsentrasjonen av dispergert olje eller vannløselig fraksjon som forårsaker en eventuell effekt, men også hvor lenge en organisme blir eksponert. Eksponering blir definert som en integrasjon av konsentrasjon som funksjon av tid (timer). Uttrykket ”ppm-timer” blir ofte brukt for å bestemme eksponeringen av olje eller oppløste komponenter for marine organismer. Giftighetstester som er utført på laboratoriet under realistiske eksponeringsbetingelser for dispergeringsmiddel, konsentrasjon og tid, slik som ”spike (puls)-eksponerings testene” utført av Singer *et al.* (1990, 1991, 1993 og 1996) viser at bruk av dispergeringsmidler ikke fører til effekter av betydning ved konsentrasjoner lavere enn 5-10 ppm dispergert olje på f.eks. embryo og larver.

8.2.1 Studier ved Havforskningsinstituttet

Eksperimentelle studier av effekter av olje på marine organismer inkludert forskjellige fiskeslag er gjennomført ved Havforskningsinstituttet (bl.a. Serigstad, 1991, 1997). En oppsummering av

effektstudier av olje på marine organismer finnes i Melle et al., 2000. Spesielt data fra Serigstads rapport fra 1991: "Effekter på fiskeegg og larver av Gullfaks og Veslefrikk råoljer" er blitt mye brukt i ettertid som et uttrykk for "effektgrenser" fra akutte oljeutslipp. Dette studiet viser bl.a. at:

- *Det er spesielle kritiske faser i utviklingen av fisk og spesielt eggstadiet og tidlige larvestadier har pekt seg ut som de mest "kritiske" stadier.*
- *Det er store forskjeller i følsomhet for oljeforurensning mellom de enkelt fiskearter.*
- *Den kjemiske sammensetningen og de fysiske egenskapene til oljen har vist seg å ha stor betydning for resultatene. Den vannløselige delen av lette aromatiske forbindelser (BTX-komponentene) er i stor grad ansvarlig for de effektene som sees på oksygenopptaket hos fiskelarver.*
- *Ved 5 °C er sei og torsk de mest følsomme artene, lodde reagerer noe mindre mens sild tilsynelatende ikke blir påvirket. Økes imidlertid temperaturen slik at sildelarvene blir mer aktive så kan effekter også påvises hos sild.*

Disse forsøkene er basert på langtidseksposering over flere dager (uker) med en konstant konsentrasjon av vannløselige fraksjoner (definert som summen av bensen, toluen og xylener - BTX-komponenter) fra ulike råoljer. Det må her presiseres at BTEX-komponentene utgjør bare en del av WAF-fraksjonen og enda mindre for en forvitret olje sammenlignet med en fersk (se Figur 8.1 A og B). Serigstad målte sub-letale effekter ned til 20 - 100 ppb BTX (Serigstad, 1991). Generell effektgrense ved disse forsøkene kan settes ved en total eksponering på 500 ppb-timer. Disse resultatene kan derfor ikke sammenlignes med de mer realistiske "puls"-eksponerings testene til Singer *et al.* med dispergeringsmidler og dispergert olje. En generell nedre grenseverdi på 10-40 ppm-timer for dispergert olje brukes ofte for høyere marint liv slik som eldre larver, fisk og skalldyr (se figur 8.3. fra Baker, IPIECA-report, 1993, Schmidt Etkin 1999)

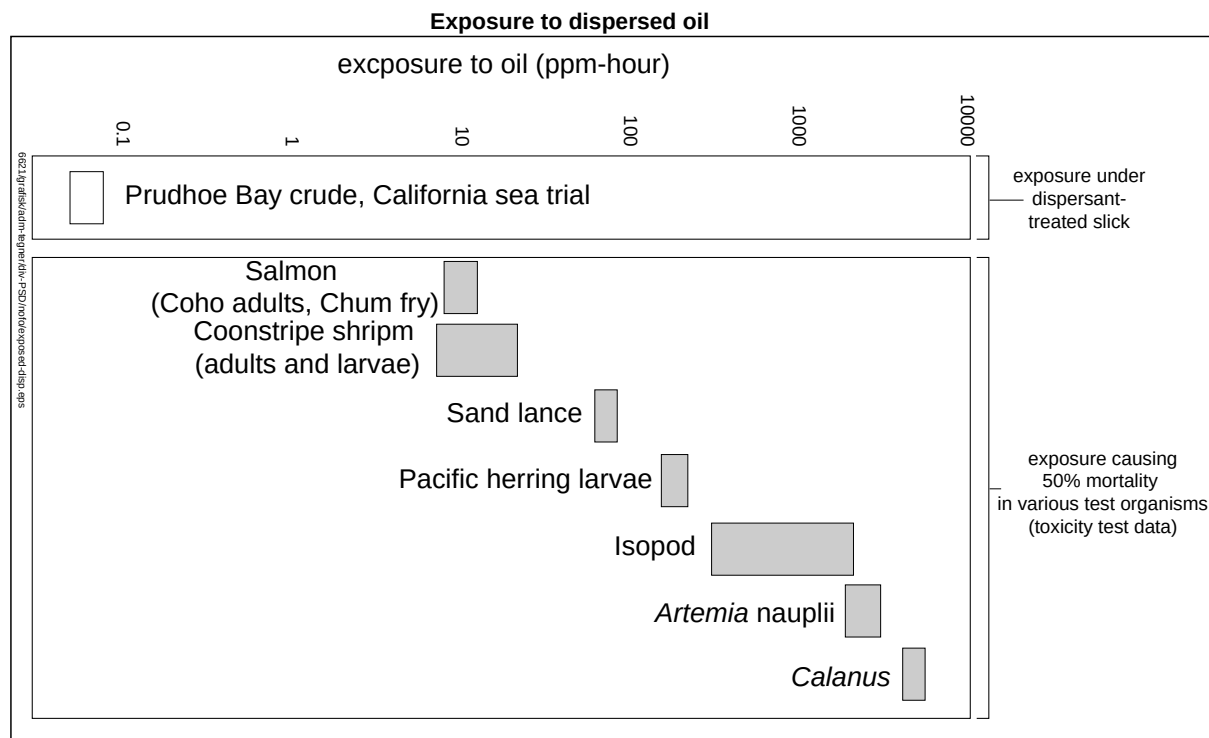
I en risikoanalyse i forbindelse med boreoperasjoner (Melle et al., 2000) diskuteres følgende elementer i forbindelse med effekter på marine organismer:

- *Interaksjon mellom marine organismer og olje ser ut til å være mer kompleks enn forventet ut fra enkel eksponering for en konstant oljekonsentrasjon over en fast tidsperiode. Fysikalske forhold (vind, strøm, temperatur, lys og trykk), oljens sammensetning (oljetype), biologiske faktorer (oppførsel, migrasjonsmønster etc.) i tillegg til annen biologisk aktivitet vil gi graden av eksponering. I et dynamisk miljø med betraktelig variasjon over tid og distanse gjør evaluering av påvirkning tilsvarende kompleks.*
- *For pelagiske organismer i vannsøylen (f.eks. fisk i forskjellig utviklingstrinn, krabbelarver og plankton) må oljekomponenter enten være løst eller dispergert i vannmassene for å kunne gi en effekt.*
- *Effekter av olje på fytoplankton blir ikke betraktet å være et problem i Norge, men omfattende studier er ikke gjennomført.*
- *Populasjoner av zooplankton blir ikke betraktet å være spesielt sårbar grunnet stor utbredelse i Norske farvann. De yngste stadiene av zooplankton (f.eks. Calanus Finmarchicus) ser ut til å være mer sårbare for olje-eksponering enn voksne individer. Disse organismene ser ut til å være mer tolerante for oljeforurensning enn de mest sensitive fiskelarvene (torsk og sei).*
- *Konsentrasjon av vannløselige komponenter i vannsøylen etter et oljeutslipp er vanligvis lavere enn de som er funnet å gi umiddelbar skadelig effekt på krill. Langtidseksposering kan gi effekter, men slike konsentrasjoner vil være usannsynlige.*
- *Laboratorieforsøk viser at eksponering for 20 ppb WSF over 24 timer (= 500 ppb-timer) kan ha negative effekter på fiskeegg og nyklekte larver for de mest følsomme arter, i.e. hvit fisk i Norske farvann (torsk, sei), mens pelagiske fisker ser ut til å ha høyere toleransegrenser. Inntil ganske nylig har det blitt generelt akseptert at vannløselig fraksjon med aromatiske forbindelser og alkylerte fenoler bidrar mest til akutt toksisitet. Persistente forbindelser som*

PAH og alkylerte fenoler bidrar mest til kronisk toksisitet. Den alifatiske fraksjonen (dispergerte oljedråper) bidrar mindre til akutt og kronisk toksisitet.

8.2.2 Studier rapportert av IPIECA (Baker, 1993)

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA) (Baker, 1993) har i sin rapportserie, volum 5, rapportert eksponeringsgrenser for dispergert olje på ulike organismer. Figur 8.3 viser eksponering av dispergert olje som forårsaket 50% dødelighet (LC_{50}) for forskjellige organismer, sammenlignet med eksponering av de letteste vannløselige komponentene (TBX) målt under feltforsøk. Eksponeringen er angitt i ppm-timer som er produktet av målt middelkonsentrasjon og tid. Tilnærmingen som er benyttet, og som det er eksperimentelt bevis for, viser at organismer blir påvirket både av oljekonsentrasjoner og eksponeringstid. En svakhet med denne studien, som er mer enn 10 år gammel, er at forsøksbetingelsene ikke er godt nok kjent. Sannsynligvis er de forskjellige testorganismene utsatt for en blanding av dispergert olje og løste oljekomponenter. Tallene indikerer at LC_{50} – verdiene for de forskjellige artene ligger vesentlig over det som ble målt som eksponering under feltforsøk, men da er det viktig å være klar over at det under feltforsøket kun ble målt på de mest vannløselige og toksiske komponentene (BTX) som normalt i en utslipps-situasjon vil fordampe raskt.



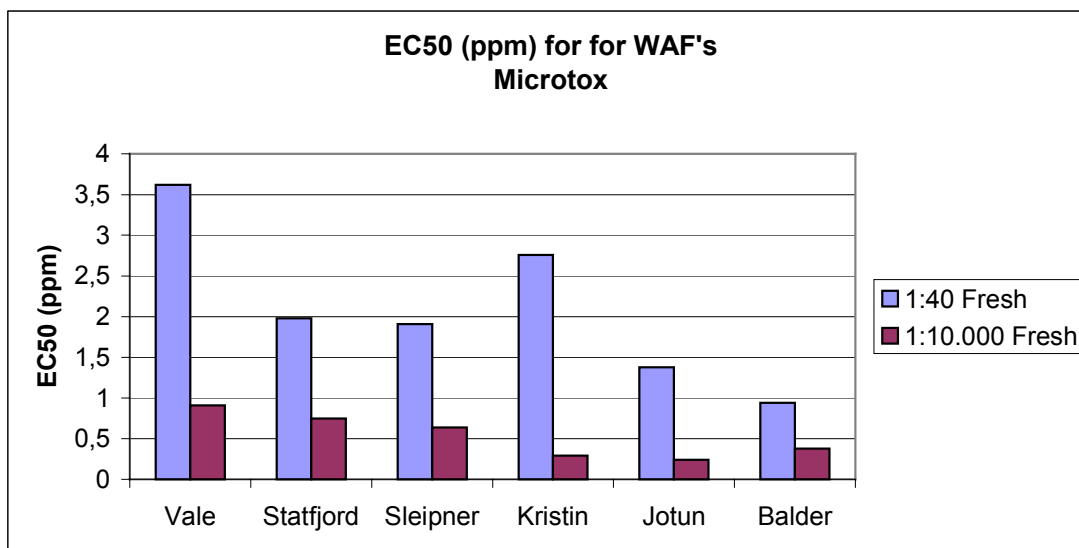
Figur 8.3 Eksponering av dispergert olje som forårsaker 50% dødelighet (LC_{50} -verdi) for forskjellige organismer, sammenlignet med eksponering under feltforsøk.

8.2.3 Karakterisering av vannløselige komponenter og akutt giftighet for utvalgte Norske oljer

SINTEF har gjennomført en studie for karakterisering av vannløselige komponenter (WAF = Water Accommodated Fraction) for utvalgte Norske oljer (Faksness et al., 2001).

Microtox metoden ble brukt til å evaluere toksisitetspotensialet for disse oljene. Metoden er nyttig som en screeningmetode bl.a. til å se forskjeller mellom forskjellige oljer. Metoden er blitt korrelert mot andre standardiserte toksisitetstester (Hokstad et al., 2001). Fordi Microtox metoden, sammenlignet med mange andre standard metoder, er mer følsom for oljenes WAF fraksjoner, samt er rask og enkel, har det vært en målsetting å se om denne metoden kunne

benyttes som en "early warning" og til å si noe om eventuelle potensielle akutte effekter til vannløselige fraksjoner fra forskjellige oljer. Det gjenstår imidlertid mer eksperimentell dokumentasjon. Figur 8.4 viser EC_{50} verdiene målt ved Microtox metoden for utvalgte Norske råoljer og kondensat ved to forskjellige olje:vann forhold (oil loading).



Figur 8.4 EC_{50} verdier (Microtox) utvalgte Norske råoljer og kondensat.

Den akutte toksisiteten til WAF fra en parafinsk og en asfaltensk råolje for det marine krepsdyret *Acartia Tonsa* har blitt evaluert. Beregnede LC_{50} verdier ligger i området 0.7 – 0.9 ppm for begge oljetypene ved en eksponering på hhv. 24 og 48 timer (Tabell 8.2).

Tabell 8.2 Toksisitetstesting av WAF med *Acartia Tonsa*.

Test substance	Oil:Water Ratio	LC_{10}	95% Conf.	LC_{50}	95% Conf.	LC_{90}	95% Conf.	Sensitivity	R^2 -value
Elli (Jotun)	1:10,000								
24h exposure		NC	NC	0.91	0.14	1.59	0.13	5	0.90
48h exposure		NC	NC	0.73	0.16	1.52	0.16	42	0.90
Balder	1:10,000								
24h exposure		0.39	0.11	0.89	0.07	1.33	0.06	5	0.92
48h exposure		0.19	0.32	0.79	0.11	1.27	0.10	42	0.93

8.2.4 Evaluering av skadepotensialet fra undervannsutslipp i delstudie 7-c

I delstudie ULB 7-c (Johansen *et al.*, 2003) har DNV gjennomført en evaluering av skadepotensialet i vannsøylen av oljeutslipp for etablering av grenseverdier for skade. Hovedsakelig data fra CONCAWE (2001) er benyttet i denne evalueringen. Den laveste verdien (høyst giftighet) fra dette datasettet, $E(L)L_{50}$ (Effective(Lethal) Load) var 1 mg/l for en 96 timers test av WAF på evertebrater. WAF løsningen var laget fra kerosin som er et oljeprodukt, på norsk ofte benevnt som parafin. Kerosin inneholder vesentlig mer toksiske komponenter enn råolje, og bruk av denne verdien må derfor sies å være en relativt konservativ tilnærming. I forbindelse med regulære og kontinuerlige utslipp av produsert vann benyttes normalt en sikkerhetsfaktor for å ekstrapolere en effekt til nulleffekt. For et såpass stort datautvalg som i dette tilfellet er en sikkerhetsfaktor på 10 benyttet for å definere en grense for nulleffekt (NOEC). Med bruk av 99% sikkerhetsfaktor for ovennevnte datasett er NOEC verdien beregnet å være ca. 0.091 mg olje/l. Tabell 8.3 angir grenseverdiene som ble beregnet i denne evalueringen.

Tabell 8.3 Grenseverdier for effekt i forbindelse med akutt utslipp av hydrokarboner.

	Konsentrasjon (mg olje/l)	
	Marine organismer	Økosystem komponent*
Grenseverdi for nulleffekt	0.09	0.09
50% effekt		0.33
100% effekt		1.0

* Relativt følsomme komponenter som for eksempel fiskelarver.

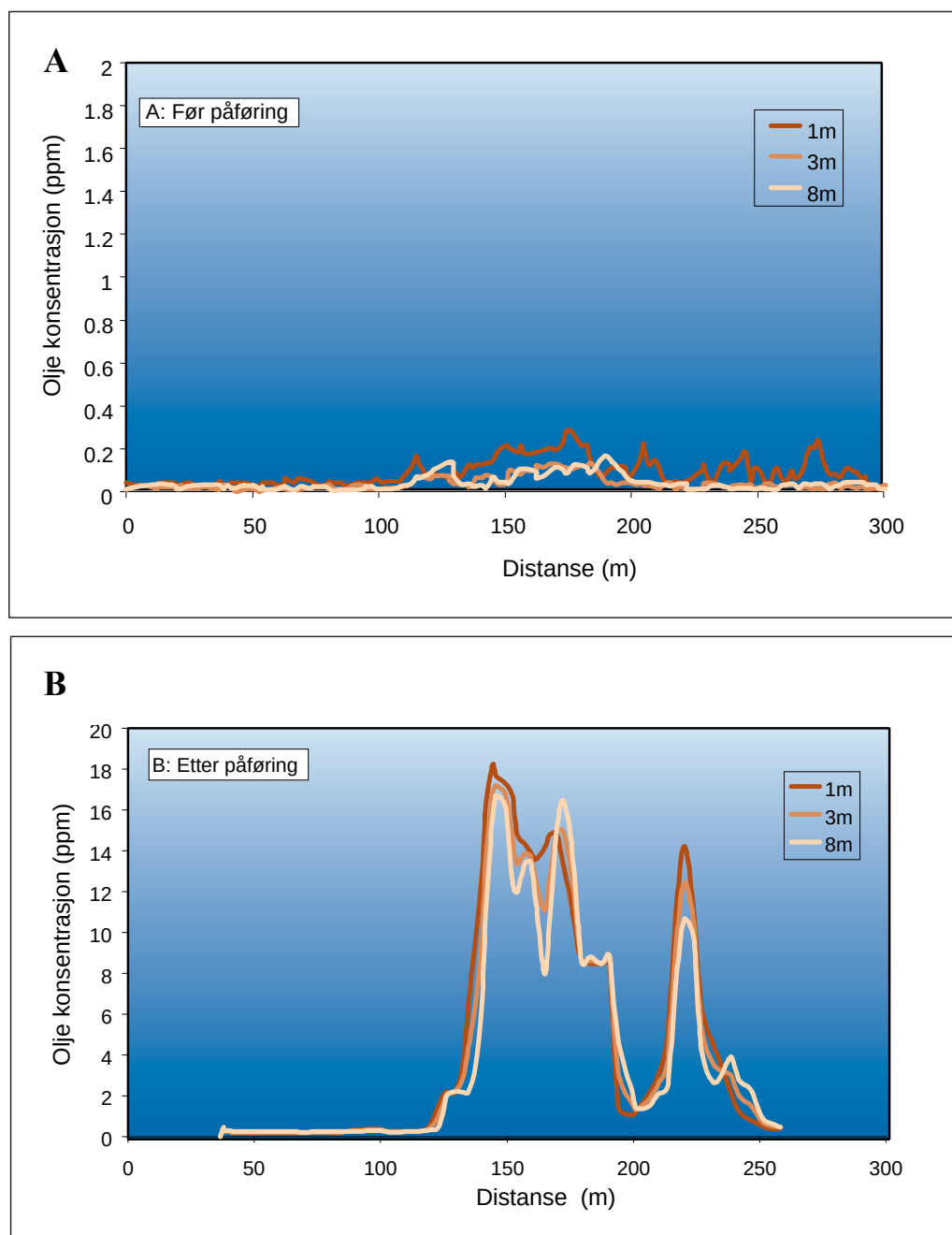
Som følge av førevar-prinsippet ble den laveste grenseverdien benyttet videre i tapsanalysen. Det vil si at det ble beregnet 100% død ved konsentrasjoner over 90 µg/l (ppb). Prinsipielt bør det tas stilling til om denne tilnærmelsen, som er vanlig for regulære utslipp, også skal gjelde for uhellsutslipp.

8.3 Erfaringer fra feltforsøk

Det er utført omfattende felteksperimenter for å studere miljømessige effekter av bruk av dispergeringsmidler på oljeflak på sjøen. Ved Baffin Island-forsøket (BIOS) (Sergy, 1987), TROPICS-studiet i Panama (Ballou *et al.*, 1989) og Searsport, hovedeksperiment (Gilfillian *et al.*, 1983), konkluderer alle at dispergeringsmidler totalt sett reduserte miljøskade forårsaket av oljeforurensning.

Erfaringer fra både eksperimentelle feltforsøk og dispergeringsoperasjoner ved reelle utslipp har vist at dispergert olje vil fortynnes raskt i sjøen – fra maksimalt 30 – 50 ppm like under oljeflaget kort tid (10-30 minutter) etter behandling, til konsentrasjoner på < 1 ppm total olje i de øverste 10 - 15 meter etter få timer. Figur 8.5 viser konsentrasjonen av dispergert olje i vannet under offshore testing av dispergeringsmiddelpåføring. Konsentrasjonsprofilene viser konsentrasjoner av dispergert olje i området 0.1-0.3 ppm før og 2-20 ppm ca 20 minutter etter dispergeringsmiddelpåføring. Lignende konsentrasjoner er også observert i tidligere feltforsøk med påføring av dispergeringsmiddel på oljeflak (Lichtenthaler og Daling, 1985, Lunel *et al.*, 1995 og 1996, Lewis *et al.*, 1995, Brandvik *et al.*, 1995, 1996a og Strøm-Kristiansen *et al.*, 1996).

Konsentrasjoner i vannmassene av de mest vannløselige oljekomponentene (BTXene) ved et overflateutslipp med en fersk råolje i de fire første timene etter utslipp er i området 7-30 ppb (McAuliffe, 1989, Durell *et al.*, 1994, Brandvik *et al.*, 1996b og Strøm-Kristiansen, 1996). Under olje-på-vann øvelsen i 1996 ble dispergeringsmiddel påført etter 4 timers forvitring og det ble ikke målt noen merkbar økning i vannløselig BTX-fraksjon i vannet. Konsentrasjonene var i området 1-23 ppb både før og etter påføring av dispergeringsmiddel. I dette tilfellet hadde nok mesteparten av disse lette BTX-komponentene fordampet før dispergeringsmiddelet ble påført (Brandvik *et al.*, 1996b og Strøm-Kristiansen *et al.*, 1996). Dette er i overensstemmelse med de beregninger som er gjort i figur 8.2.



Figur 8.5 Konsentrasjonsprofiler av dispergert olje i vannkolonna ved 1, 5 og 8 meters dybde før (A) og 20 minutter etter dispergeringsmiddelpåføring (B) på et 15 m³ oljeflak under NOFOs olje-på-vann øvelse i 1995 (fra Brandvik et al., 1996a).

8.4 Simulering av konsentrasjonsfelt i vannsøylen ved bruk av dispergeringsmiddel

Det finnes i dag beredskapsanalyseverktøy som kan brukes for å modellere oljens spredning og forvitring på sjøen, 3-D konsentrasjonsprofiler av dispergerte og løste komponenter, eksponering av sårbare miljøressurser og kvantitativ beregning av forventet effektivitet av mottiltak (bl.a. Reed et al., 1995a,b). I dette kapitlet gis eksempel på bruk av et slikt modellverktøy til analyse av ulike forurensningsscenarier

OSCAR modellen (se avsnitt 9.2) har blitt benyttet ved en rekke anledninger i beredskapsanalyser (f.eks. Singaas et al., 1999^{a,b,c}, Johansen et al., 1999, 2000). Figur 8.6 viser konsentrasjoner av totale hydrokarboner (THC) i vannsøylen uten tiltak og ved bruk av dispergeringsmiddel. Scenariet som er simulert er utslipp av 100 tonn med en asfaltenskl råolje ved en vindhastighet på

10 m/s. Oljeflaket ble behandlet med dispergeringsmiddel umiddelbart og figurene viser konsentrasjoner i den dispergerte plumen ved gitte tidspunkt ("snapshots") etter dispergering.

De høyeste THC konsentrasjonene etter 5 timer ligger i området 10-50 ppm, som stemmer bra overens med konsentrasjoner målt under feltforsøk (se avsnitt 8.3). 24 timer etter dispergering er konsentrasjonene falt til under 10 ppm, grunnet fortynning i vannmassene.

Figur 8.7 viser beregninger over hvilke forskjeller i vannvolum som blir utsatt for vannløselige WAF konsentrasjoner over tre forskjellige effektgrenser for akutt toksisitet (0.01, 0.05 og 0.5 ppm) med og uten bruk av dispergeringsmidler. Dette eksemplet er også tatt fra en simulering av et utslipp på 100 m³ med en asfaltenskråolje, ved 10 m/s vind og påføring av dispergeringsmiddel fra båt (ett system).

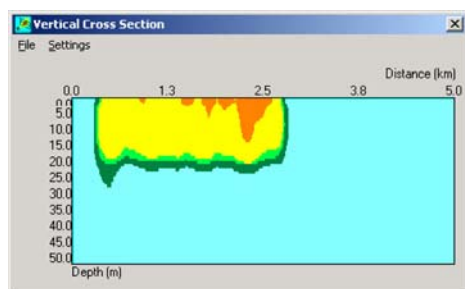
Det er store forskjeller i berørte vannvolumer alt etter hvordan en grenseverdi settes. Volumet øker betydelig ved bruk av dispergeringsmiddel sammenlignet med ingen tiltak. Ved bruk av 50 ppb som en grenseverdi vil berørt vannvolum være i størrelsesorden en tiendedel av det som kan forventes dersom 10 ppb benyttes. Dersom 500 ppb benyttes som grenseverdi vil berørt vannvolum være meget lite sammenlignet med de andre verdiene. Dette viser at valg av grenseverdi for nulleffekt (NOEC) er helt avgjørende når det skal gjøres modellberegninger og potensielle effekter ved bruk av dispergeringsmiddel skal vurderes. I dag har vi ikke kunnskap nok til å kunne sette NOEC verdier ved bruk av dispergeringsmiddel med stor grad av sikkerhet.

Dersom plumen med dispergert olje og løste oljekomponenter "treffer" en sårbar naturressurs i vannsøylen (f.eks. fiskeegg og -larver), kan det gi akutte effekter. I åpne vannmasser vil imidlertid fortynningen være rask og etter noen timer forventes konsentrasjonen å ha falt til et nivå under det som betraktes å være skadelige. Den dispergerte plumen vil typisk holde seg i de øverste 10-30 meterne av vannsøylen. Sårbare organismer som befinner seg under denne dybden og ned mot sjøbunnen forventes ikke å bli berørt av en dispergert oljeplume.

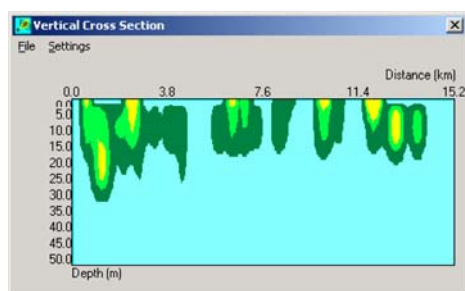
Fordi bruk av dispergeringsmiddel er en beredskapsmetode som kan bidra til å redusere skadene fra et oljeutslipp på sjøfugl og strender, skal det i NEBA sammenhengen alltid vurderes som et aktuelt tiltak. Bruk av dispergeringsmiddel bør imidlertid unngås i gyteområder og perioder med høye konsentrasjoner av fiskeegg og -larver, med mindre andre forhold etablert gjennom en NEBA analyse tilsier noe annet.

THC No response 10 m/s

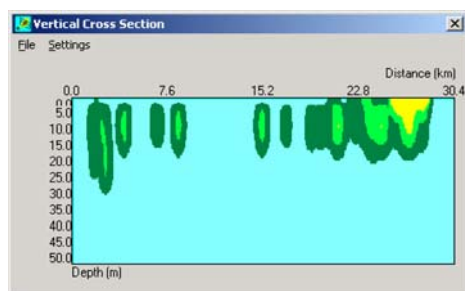
After 2 hours



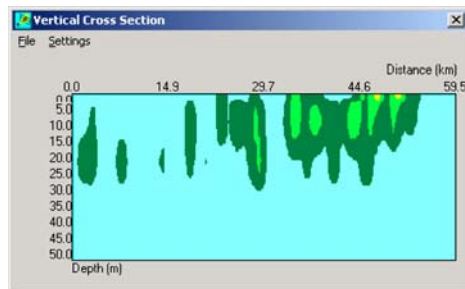
After 12 hours



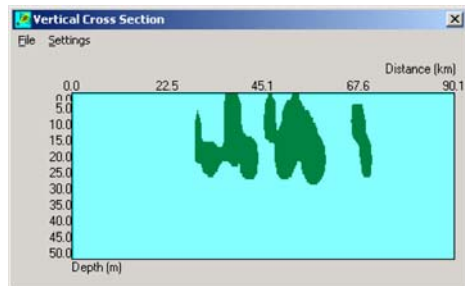
After 24 hours



After 48 hours

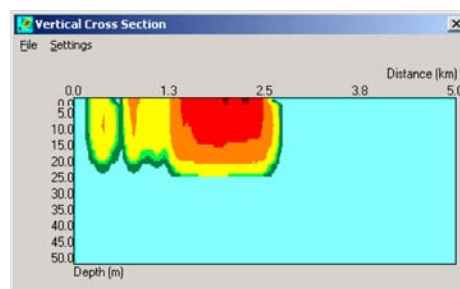


After 84 hours

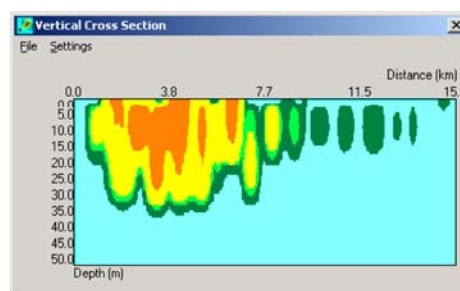


THC dispersant use 10 m/s

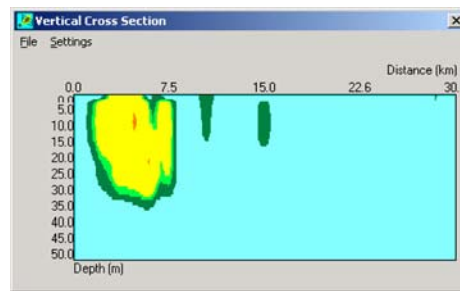
After 2 hours



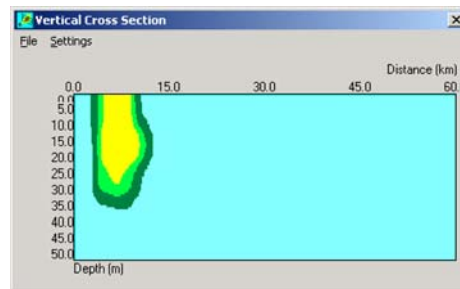
After 12 hours



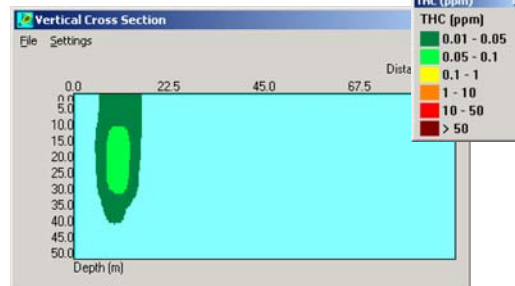
After 24 hours



After 48 hours

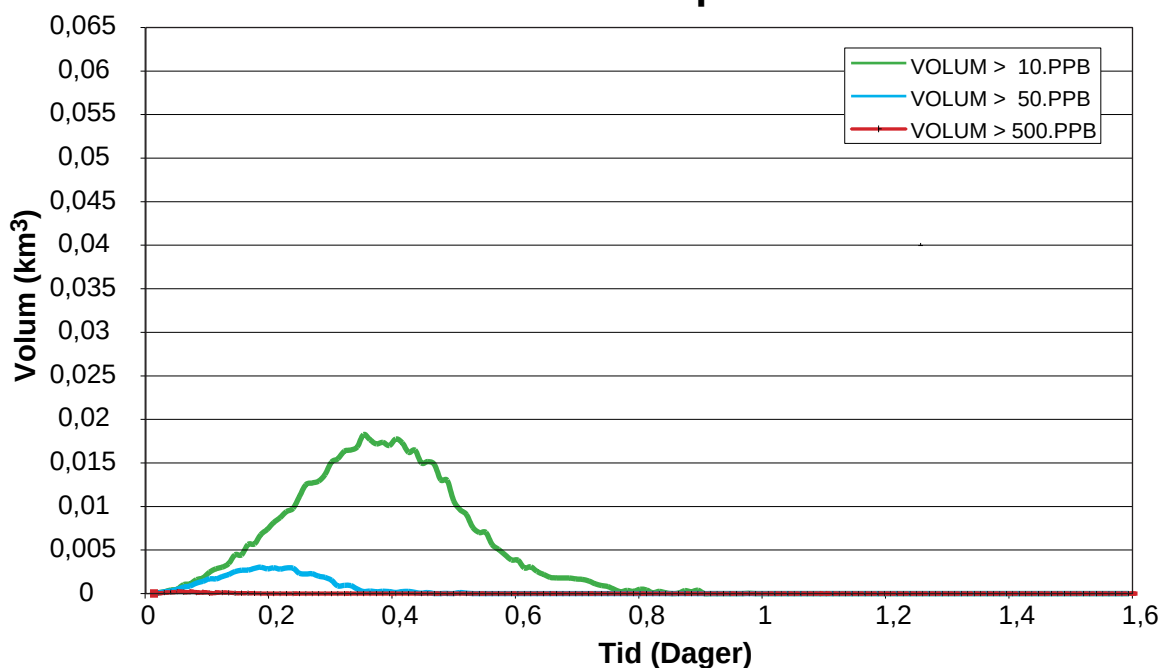


After 84 hours

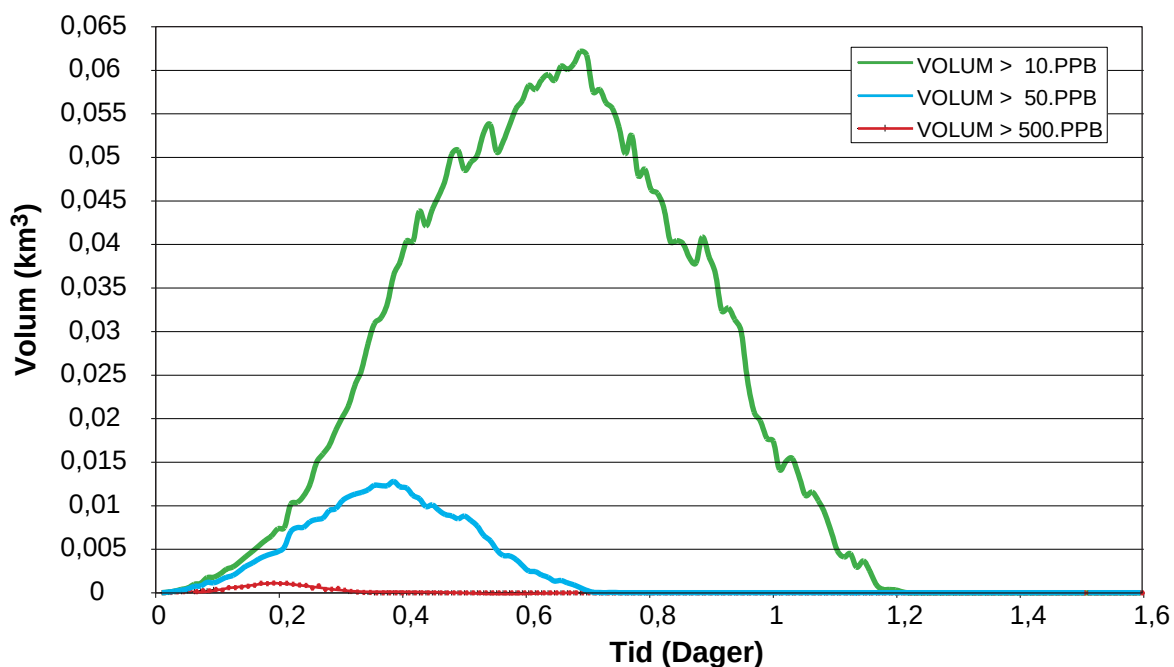


Figur 8.6 Konsentrasjoner av dispergert olje i vannsøylen med og uten bruk av dispergeringsmiddel. Simulert utslipp av 100 tonn olje ved 10 m/s vind.

Uten respons



Påføring av dispergeringsmiddel fra båt (1 - 5 timer etter utslipp)



Figur 8.7 *Volum (km^3) av WAF konsentrasjoner over henholdsvis 10, 50 og 500 ppb fra et utslipp av 100 m^3 asfaltens råolje (10 m/s vind).*

8.5 Sårbare ressurser i vannsøylen i regionen

I delstudie ULB 7-c (Johansen *et al.*, 2003) har Alpha gjennomført en aktivitet med målsetting å velge ut fokusarter og –sesonger for å kunne gi et bilde av skadepotensialet ved akutt oljeforurensning innen analyseområdet. En samlet vurdering konkluderte med at torsk, sild og lodde, representert ved egg- og larveforekomster om våren/sommeren, utgjør det største konfliktpotensialet. Tabell 8.4 representerer perioder med forekomster av egg og larver innen analyseområdet.

Tabell 8.4 Perioder med forekomst av egg (E) og larver (L) innen analyseområdet for utvalgte fiskearter. (Kilde: delstudie ULB 7-c).

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Torsk		E	E/L	E/L	L	L	L	L				
Sild		E	E/L	E/L	L	L	L					
Lodde			E	E/L	L	L						
Hyse			E	L	L	L	L					

Konfliktpotensialet for norskarktisk torsk synes å være størst for egg og larver i gyteperioden rundt Lofoten i perioden februar – mars. Larvene driver passivt med kyststrømmen og aggregeres på Tromsøflaket i perioden juni – juli. Larvene når Barentshavet utpå høsten og søker ned mot bunnen.

Høyest konfliktpotensiale for sild forventes i perioden april – august da større ansamlinger kan forekomme i området Lofoten – Vesterålen. Sildelarvene opptrer med de høyeste tetthetene i Barentshavet om sommeren og utover høsten, men spredning og egenbevegelse er såpass dominerende at konfliktpotensialet er vurdert som noe mindre.

Konfliktpotensialet for lodde er størst i mars – juni, spesielt i siste del av perioden, da de opptrer i de øvre deler av vannmassene. Utbredelse typisk fra Sørøya og østover til Vardø.

Hysa gyter på dypt vann og eggene er derfor relativt spredt når de kommer til overflaten, noe som begrenser mulighetene for større ansamlinger av egg og larver i de øvre vannlag. Størst konfliktpotensiale under gyting i mars – april.

8.6 Diskusjon

Råolje består av mange hundre kjemisk forbindelser i forskjellige mengder. Majoriteten av disse forbindelsene er uskadelige, men noen er potensielt toksiske for marint liv. De vannløselige oljekomponentene (WAF) blir på grunn av sin biotilgjengelighet betraktet å være de potensielt mest akutt toksiske komponentene for marine organismer. Noen av de mest vannløselige oljeforbindelsene (BTEX forbindelsene – benzen, toluen, etylbenzen og xylener) er også de mest flyktige (lettfordampelige) og vil fordampe raskt fra et overflateflak med olje. Toksiske effekter kan være:

- Akutte (utvikles raskt, men med kort varighet).
- Kroniske (langvarige og persistente).
- Letale (forårsaker død).
- Sub-letale (forårsaker ikke død, men svekker noen funksjoner).

Litteratur på økologiske effekter av dispergert olje er relativt omfattende. Det er imidlertid viktig å evaluere disse dataene med forsiktighet og være oppmerksom på de forskjellige eksperimentelle forholdene og de forskjellige måtene å vurdere organismenes aktuelle eksponering til dispergert olje og vannløselige oljekomponenter på. Utfordringen vil være å benytte det tilgjengelige datamaterialet i en NEBA-analyse. Når det benyttes modellverktøy til å etablere konsentrasjonsfelt i vannsøylen, f.eks. i forbindelse med kjemisk dispergering, er det ønskelig at det er mulig å si noe om eksponering og effekter gjennom å definere såkalte ”effektgrenser”

(f.eks. NOEC). Her benyttes forskjellig praksis i dag og det er behov for å diskutere dette på et prinsipielt grunnlag innenfor fagmiljøene. Det er et stort behov for å gjennomføre mer realistiske eksponeringsstudier på relevante arter og sammenstille dette med dagens kunnskap for å gjøre oss i stand til å etablere mer realistiske og sikre effektnivåer. Det ligger også en utfordring i å overføre effekter på individnivå til populasjonsnivå. Enkelte marine organismer reproducerer i stort antall for å møte naturlig dødelighet (predatorer etc.) og dødeligheten varierer med årstid og fra år til år. Det kan derfor være vanskelig å beregne effekten fra et lokalt begrenset oljeutslipp på en gitt populasjon.

Det kan forventes at bruk av dispergeringsmiddel på et oljeflak medfører biologiske effekter i vannsøylen knyttet til økt konsentrasjon av dispergert olje og løste oljekomponenter i vannet under oljeflaket. Dette vil imidlertid være sterkt begrenset i tid og utstrekning. Det er akseptert at fiskeegg og –larver er de mest følsomme organismene i vannsøylen som kan bli berørt. For hver offshore installasjon bør det gjennomføres en Netto miljøgevinst analyse (NEBA) utfra mulige utslippsscenarioer, hvor også sårbare naturressurser på havoverflaten og i strandsonen tas med i vurderingen. Tabell 8.5 gir en tentativ oversikt over perioder av året hvor konsentrasjon av fiskeegg og –larver er antatt å være på sitt høyeste og hvor bruk av dispergeringsmiddel er forventet å gi størst biologiske effekter i vannsøylen. Vurderingen er gjort ut i fra de tre aktivitetsnivåene som er beskrevet i ”scenariedokumentet” (www.oed.dep.no) og perioder med forekomst av fiskeegg og –larver innen analyseområdet som vist i avsnitt 8.5 (ULB delstudie 7-c).

Tabell 8.5 Perioder av året hvor konsentrasjonen av fiskeegg og –larver er på sitt høyeste og hvor bruk av dispergeringsmiddel er forventet å gi størst biologiske effekter i vannsøylen.

Aktivitets-nivå	Oljefelt	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	”Fokus-arter”
Basis	Troms I													Torsk Lodde
														
Middels	Nordland VI													Torsk Sild
	Lopparyggen Øst													Lodde*
Høyt	Bjørnøya Vest													**
	Finnmark Øst													Lodde
	Nordland VII													Torsk Sild

* Lopparyggen har liten konflikt med torskeyngel på Tromsøflaket og loddelarver.

** Fiskeegg og –larveforekomster rundt Bjørnøya ikke beskrevet i foreliggende studier.

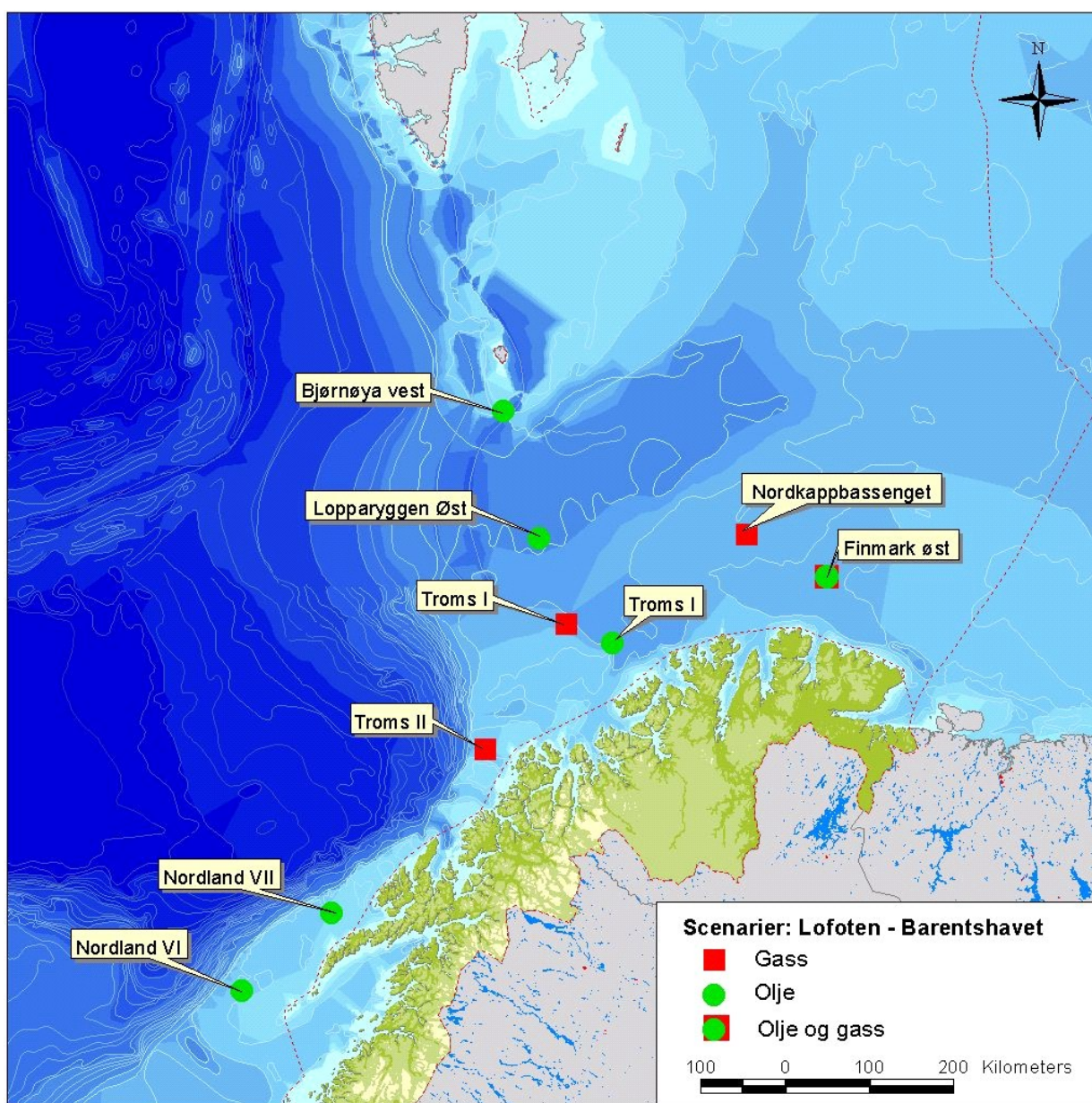
I Norge er hovedstrategien med bruk av dispergeringsmiddel at det er et alternativ til mekanisk oppsamling for oljeutslipp av begrenset mengde. Begrensningen ligger bl.a. i mengde dispergeringsmiddel og tilgjengelig påføringsutstyr. For større oljeutslipp kan dispergering brukes som et strategisk supplement til mekanisk oppsamling bl.a. for å dispergere flak på ”avveie”.

9 Scenariobasert behov for beredskapsressurser

Basert på tre aktivitetsnivåer (ref. ”scenariodokumentet”, www.oed.dep.no) er det gjennomført en vurdering av behov for beredskapsressurser i området for hvert av aktivitetsnivåene. Som et innspill i disse vurderingene er det gjennomført scenariobaserte beredskapsanalyser for hvert av de tre aktivitetsnivåene. Sannsynligheten for et større uhellsutslipp av olje fra aktiviteten offshore er lav og i de analysene og vurderingene som er gjennomført er det tatt utgangspunkt i at bare en hendelse kan inntre på et gitt tidspunkt og at ikke flere hendelser opptrer samtidig

9.1 Beskrivelse av aktivitetsnivåer og scenarier

I ”scenariodokumentet” er det beskrevet tre mulige utviklingsnivåer for fremtidig olje- og gassproduksjon i Lofoten – Barentshavet. Figur 9.1 viser lokalisering av ”fiktive” felt brukt som et grunnlag for aktivitetsscenariene. Tabell 9.1 viser mulige utblåsningsscenarier for oljefeltene i de tre nivåene og hvilke parametre som er valgt som inngangsdata til beredskapsanalyser.



Figur 9.1 Lokalisering av ”fiktive” felt som grunnlag for aktivitetsscenariene. (Kilde: www.oed.dep.no).

Tabell 9.1 Mulige utblåsningsscenarier ved overflateutslipp fra fremtidige mulige oljefelt i Lofoten – Barentshavet med inngangsdata til de scenariobaserte beredskapsanalysene. (Kilde: www.oed.dep.no).

Aktivitetsnivå	Oljefelt	Oljetype	Rate, m ³ /d	Max. Varighet, døgn	Varighet i analysen, døgn*
Basis	Troms I	Goliat	1000	40	5
Middels	Nordland VI	Balder	3000	20	5
	Lopparyggen Øst	Norne	3000	15	
Høyt	Bjørnøya Vest	Balder	3000	20	5
	Finnmark Øst	Norne	6000 4000	30	
	Nordland VII	Svale	3000	20	

* I de scenariobaserte beredskapsanalysene er utslippsvarigheten satt til 5 døgn tilsvarende det NOFO legger til grunn for sine beredskapsanalyser.

Sannsynligheten for en utblåsning er svært lav (ref. ULB 7-e). Sannsynligheten for sammenfallende utblåsninger i et område er tilnærmet lik null. Derfor er det i samråd med OED valgt ut tre scenarier, ett fra hvert av de tre aktivitetsnivåene, for videre beredskapsanalyser. De tre scenariene, som er skravert i tabell 9.1, betraktes å være dimensjonerende for beredskapen innen hvert av de tre aktivitetsnivåene.

9.2 Beredskapsanalyser

Beredskapsanalysene ble gjennomført med OSCAR (Oil Spill Contingency And Response) modellen. Dette verktøyet er utviklet for å kunne gi en objektiv analyse av miljømessig betydning for alternative beredskapsstrategier ved et oljesøl. Det vil alltid være teoretisk mulig å øke beredskapen, men ved et visst nivå vil gjerne økningen gi en marginal miljømessig effekt. OSCAR er et verktøy som direkte og objektivt bedømmer avveiningen mellom økt beredskap og eksponering på miljøet.

Hovedstrukturen av systemet er vist skjematisk i figur 9.2. SINTEF's oljeforvittringsmodell er koblet til en tredimensjonal drivbanemodell og en oljebereidskapsmodell. OSCAR inneholder også en biologisk modell som beregner miljøkonsekvensene for fisk og fiskeegg og -larver, fugler og sjøpattedyr.

OSCAR er blitt benyttet ved simulering av ulike beredskapstiltak både ved plattformer offshore og oljeterminaler på land. OSCAR gir basis for en omfattende vurdering av mulige miljøskader. Modellen beregner og dokumenterer dynamisk spredning av olje på vannoverflaten, langs kysten, vannsøylen og på havbunnen. OSCAR er beskrevet i flere publikasjoner og rapporter (Reed *et al.*, 2001, Reed *et al.*, 1995a,b, 1996a,b; Aamo *et al.*, 1993, 1995, 1996; Daling *et al.*, 1990, 1997; Downing og Reed, 1996; Ekrol 1998).

Valg av scenarier

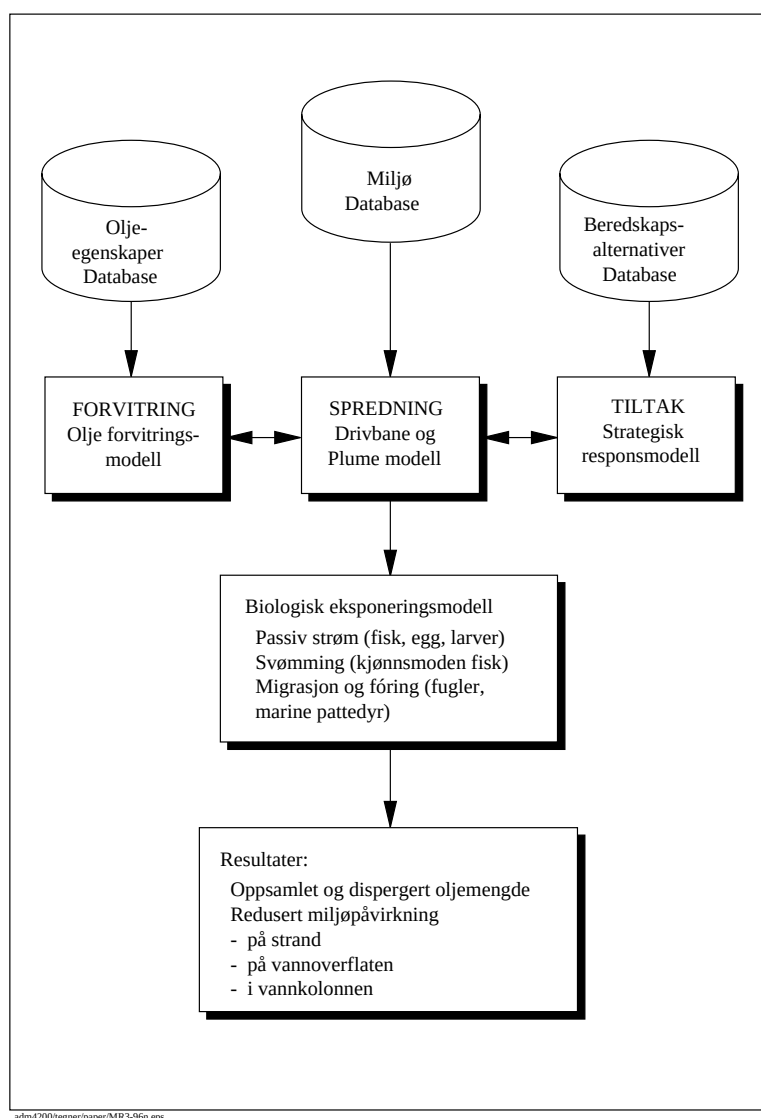
OSCAR modellen er en scenario-modell som beregner drift, spredning og forvitring for et valgt utslippstilfelle med bestemte strøm og vinddata. I den foreliggende studien har vi valgt å benytte tidsvarierende strømdata som er beregnet med 3-dimensjonale havmodeller. Følgende data er benyttet:

- Nordland VI: Beregninger som er utført av DNMI i forbindelse med OLF's regionale konsekvensutredning for Norskehavet. Beregninger er basert på atmosfæriske data (vind og barometertrykk) for året 2000 og har en oppløsning på 4 x 4 km.

- Troms I og Bjørnøya vest: Beregninger som ble utført av SINTEF i forbindelse med Barents Icewater programmet. Beregninger er basert på atmosfæriske data (vind og barometertrykk) for året 1994 og har en oppløsning på 4 x 4 km i en del av feltet (dekker Troms I) og 20 x 20 km i et større område (dekker Bjørnøya vest).

For å sikre konsistens mellom strøm og vind (strømmen er i stor grad vinddrevet) har vi benyttet historiske vinddata fra de samme perioder som de foreliggende strømdata er hentet fra (dvs. år 2000 eller år 1994). Av denne grunn er valget av scenarier begrenset til bestemt år, i motsetning til statistiske oljedriftberegninger der en har data for en hel årrekke å velge i. Bruken av data fra strømmodeller gir imidlertid et vesentlig mer realistisk bilde av oljens drift og spredning – både fordi oppløsningen er bedre (4 x 4 km) og variasjonene i strømmen over tid blir fanget opp (2 timers tidsskritt i strømdataene).

Scenarier som er valgt ut for analyse er valgt for å være representative for feltet samtidig som de representerer tilfeller som statistisk sett kan gi betydelig påslag av olje på land uten beredskapstiltak. Scenariene er således lagt til måneder der de tidligere utførte statistiske oljedriftberegningene viser at en kan forvente de største strandede oljemengder. Innenfor disse månedene har en valgt starttidspunkt som ga betydelige strandede oljemengder uten beredskapstiltak. De valgte scenariene er således ikke statistisk sett "worst case" scenarier, men gir vesentlige påslag på land dersom oljen får drive fritt.

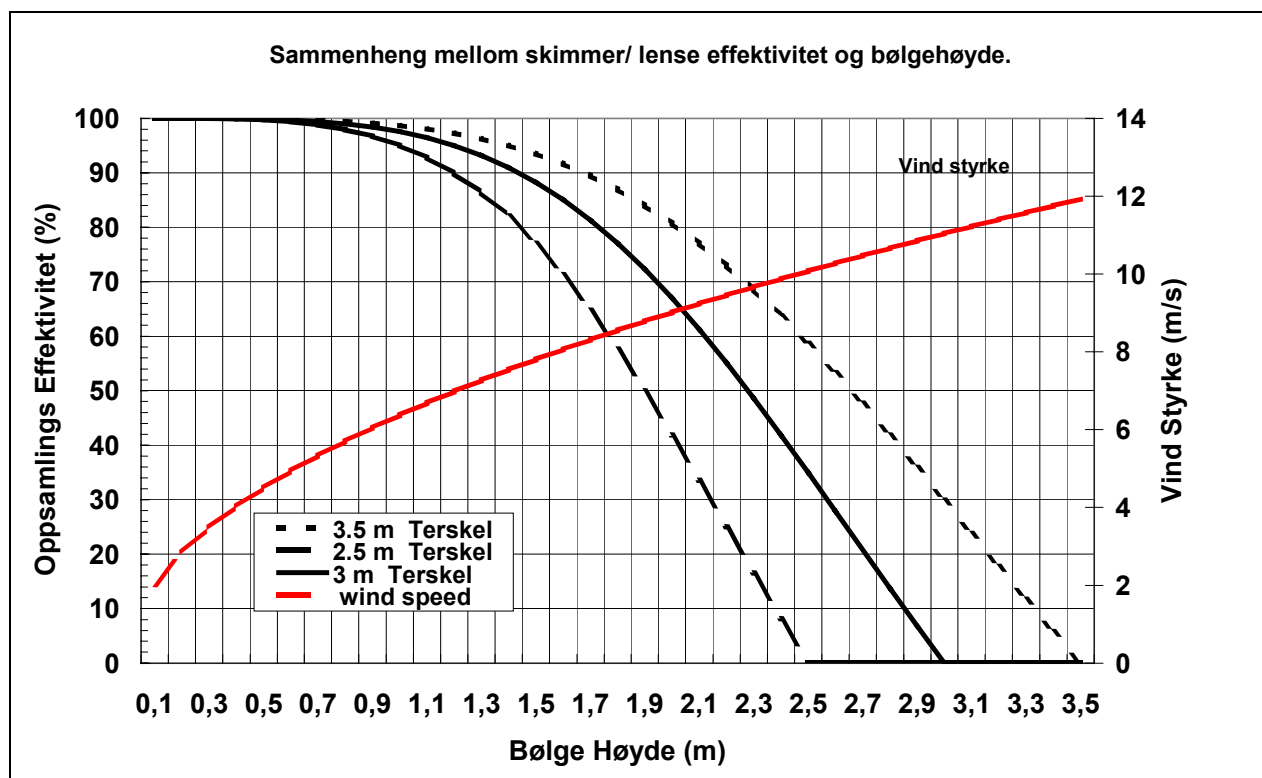


Figur 9.2 Skjematisert oversikt over OSCAR-systemet.

Forutsetninger for analysen

Oppsamlingseffektivitet er antatt avhengig av signifikant bølgehøyde (Figur 9.3), som i OSCAR blir utregnet som en funksjon av vindstyrke, avstand fra land og vanddybde. Ved ideelle forhold kan oljen som kommer inn i linsen minus lenselekkasje bli tatt opp. Oljen som har lekket ut under linsen antas å være utilgjengelig for oppsamling. Opptakseffektiviteten reduseres ettersom bølgehøyden øker, og går ned til null på en terskel for signifikant bølgehøyde som blir lagt inn av brukeren. Brukeren kan også spesifisere om operasjonen opphører om natten eller fortsetter med redusert effektivitet (f.eks. om infrarødt overvåkningsutstyr er tilgjengelig). OSCAR regner ut soloppgang og solnedgang fra lengde- og breddegrad og kalenderdag.

De sentrale parametrene for det mekaniske oppsamlingsutstyret benyttet i OSCAR er vist i tabell 9.2. Feltberedskapsfartøy og Kystvaktfartøy er i denne analysen gitt samme spesifikasjoner som et NOFO system, selvom f.eks. Kystvakten har en noe mindre skimmer (TransRec 250).



Figur 9.3 Eksempel på forhold mellom bølgehøyde og opptakseffektivitet (% av maksimum) av lense-oppsamler systemer (venstre akse) og vind hastighet (høyre akse) for en fullt utviklet sjø.

Bølgehøyde og bølgeperiode er avhengig av vind, dybde og distansen med åpent hav bølgene får bygge seg opp på.

I denne analysen er fokus satt på offshore beredskapen. Oppsamling så nær kilden som mulig er svært viktig for et godt resultat. Dersom oljen får spre seg for mye vil den være nødvendig med flere systemer for å kunne dekke hele influensområdet. Kort responstid er derfor meget viktig. Effekten av oppsamling i kystsonen vil være vesentlig lavere enn offshore fordi oljen kan komme inn mot kysten "patchvis" spredt over store områder.

Tabell 9.2 Beskrivende parametre for mekanisk oppsamlingsutstyr benyttet i OSCAR.

Parameter	Spesifikasjon av utstyr
Systemnavn	TransRec
Lagringskapasitet for opptatt olje	1000 m ³
Marsjfart	12 knop
Lense "Swath" bredde under operasjon	180 m
Operasjonshastighet, max.	1 knop
Bølgegrense for operasjon	3 m
Maksimum opptaksrate *	170 m ³ /time
Effektivitet (dagtid)	Varierer med vind Se Figur 9.3
Effektivitet (natt)	65% av dagslysverdi

Basestruktur

Som tidligere nevnt har NOFO to ustyrstet i Nord-Norge, i Hammerfest og på Træna. Avstanden mellom disse to er stor. Ved en framtidig oljeaktivitet i Lofoten – Barentshavet kan det være nødvendig å vurdere opprettelse av et utstyrstet mellom disse. I de analysene som er gjennomført her er det benyttet et "fiktivt" tredje utstyrstet, et "mellomdepot", som er lagt til Harstad. NOFO vurderer kontinuerlig sin basestruktur og vil også vurdere dette nærmere ved en eventuell framtidig oljeaktivitet i nordområdene.

9.2.1 Beredskapsanalyse basisnivå: Troms I

Alle beredskapssystemer som inngår i analysen antas å ha en utrustning (lenser, skimmer og tankkapasitet) tilsvarende NOFO klasse. Tabell 9.3 angir utslippsscenario (A) og de forskjellige opptakssystemene som er benyttet (B). "Lavt nivå" tilsvarende en mobilisering utfra dagens basestruktur og tilgjengelig ressurser i regionen. "Høyt nivå" simulerer en utvidet basestruktur og økt tilgang på ressurser i regionen.

Figur 9.4 viser vinddata som er benyttet i analysen. Figur 9.5 viser strandet og oppsamlet oljemengde ved de to ulike beredskapsnivåene. Figur 9.6 viser fordeling av oppsamlet oljemengde for de forskjellige oljevennerhetene. Vedlegg A (Figur A1-A5) gir ytterligere resultater fra analysen.

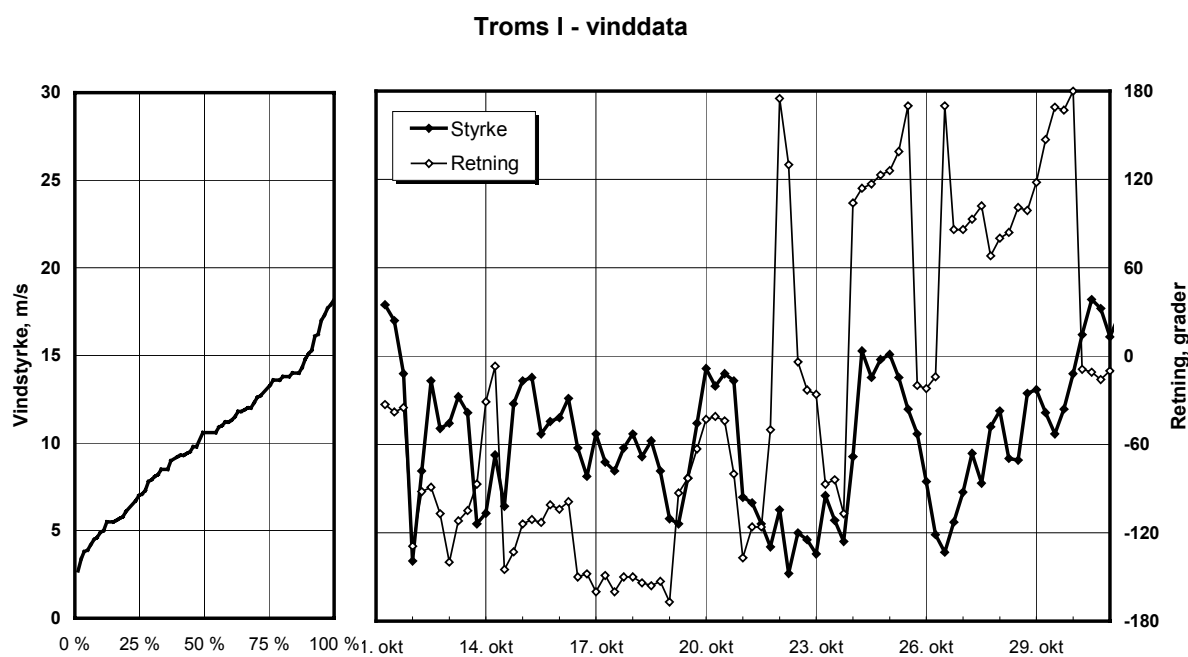
Tabell 9.3 A) Scenario; B) Opptakssystemer benyttet i analysen.

A:

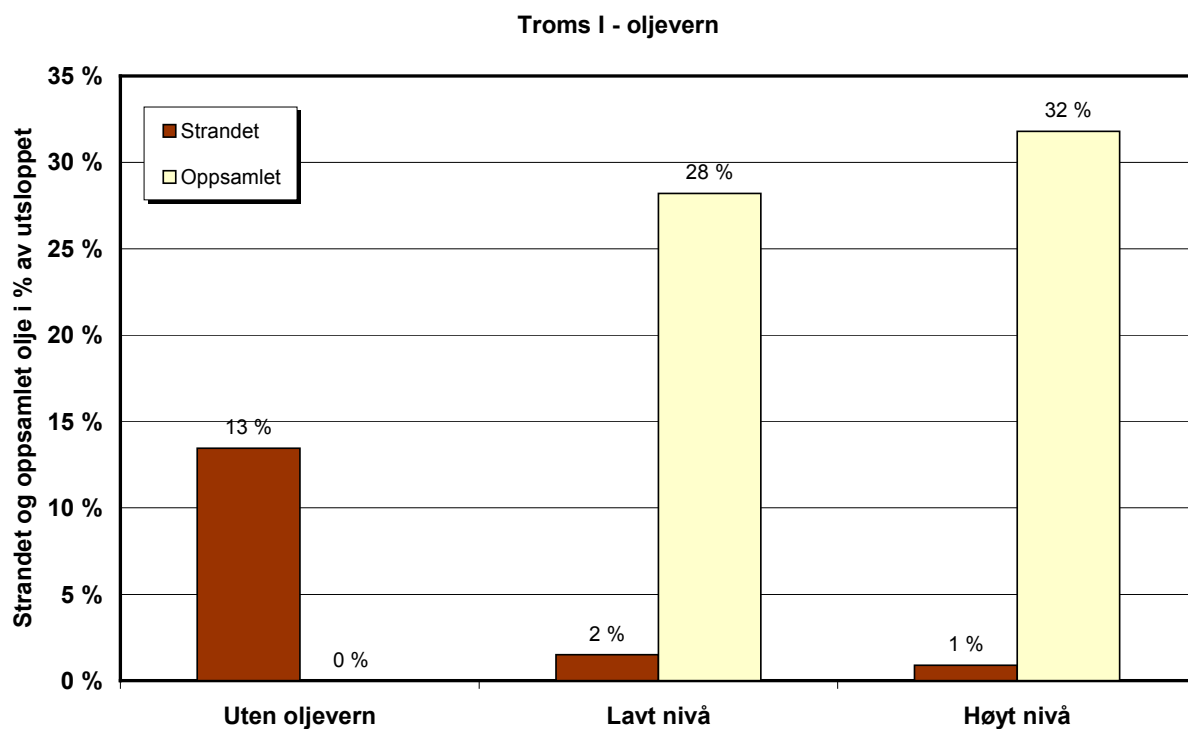
Aktivitetsnivå	Oljefelt	Oljetype	Rate, m ³ /d	Max. Varighet, døgn	Varighet i analysen, døgn*
Basis	Troms I	Goliat	1000	40	5

B:

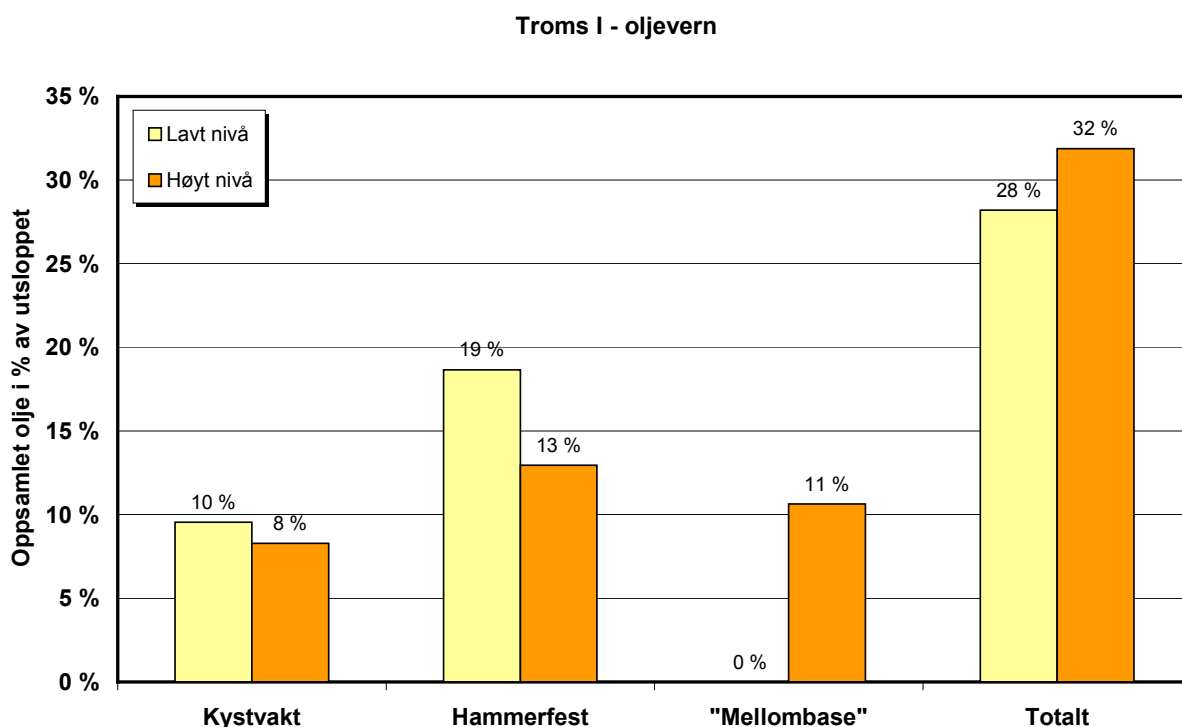
System	Base	Mob.tid, timer	"Lavt nivå"	"Høyt nivå"
Kystvakt/Feltberedskap	I området	6	x	x
NOFO 1	Hammerfest	6	x	x
NOFO 2	Hammerfest	10	x	x
NOFO 3	"Mellomdepot"	6		x
NOFO 4	"Mellomdepot"	10		x



Figur 9.4 Vinddata benyttet i analysen



Figur 9.5 Sammenstilling av strandet og oppsamlet oljemengde uten tiltak og ved de to ulike beredskapsnivåene.



Figur 9.6 Fordeling av oppsamlet oljemengde på de forskjellige systemene.

Konklusjon

Med det scenariet som er valgt for denne analysen kan ca. 13% av total utslippet mengde olje nå land uten tiltak. Det er kort gangtid fra Hammerfest basen ut til dette feltet og respons med 2 NOFO fartøyer fra Hammerfest sammen med et kystvaktfartøy vil redusere strandet mengde til et minimum. Ytterligere 2 NOFO fartøyer fra en "mellombase" vil bidra til å ta opp ytterligere 200 tonn med olje og ha marginal effekt på mengde olje som strander.

For et utslippsscenario som skissert synes det å være tilstrekkelig med 2 NOFO systemer ved basen i Hammerfest. Det bør vurderes om det er behov for ett feltberedskapsfartøy på feltet.

Norsk Agip gjennomførte høsten 2000 en leteboring i dette området (brønn 7122/7-1) og høsten 2001 boring av en avgrensningsbrønn (brønn 7122/7-2). I forbindelse med boringen i 2001 ble det gjennomført en oljevern beredskapsanalyse (Roksvåg *et al.*, 2001). Denne analysen identifiserte et beredskapsbehov som skissert i tabell 9.4.

Tabell 9.4 Identifisert beredskapsbehov for bekjempelse på åpent hav (barriere 1) for avgrensningsbrønn sammenlignet med letebrønn.

	Avgrensningsbrønn 7122/7-2	Letebrønn 7122/7-1
Tidspunkt	Sept. – okt. 2001	Okt. – nov. 2000
Utslippsrate (tonn/d)	894	1182
Beredskapsbehov:		
NOFO 1	Innen 24 t	Innen 18 t
NOFO 2	Innen 48 t	Innen 72 t
NOFO 3	Innen 72 t	Innen 72 t
NOFO 4	Innen 72 t	
Antall systemer totalt*	4	3

* Beredskapsforskriften stiller krav om at ytterligere to systemer, utover beregnet behov, skal være tilgjengelig innen 72 timer. Dette er innbakt i tabellen.

Utslippsraten var noe lavere i den analysen som ble gjennomført for Norsk Agip sammenlignet med den analysen som er gjennomført i dette studiet. Selvom utslippsraten er relativt lav kan drivtiden til land være kort. Korteste mulige ankomstid ut fra drivbaneberegningene viser 1.4 døgn. For å kunne bekjempe oljeutslippet så nær kilden som mulig og derved hindre stor spredning og landpåslag synes en responstid på opp mot 24 t for det første systemet å være noe lang. Med en relativt kort gangtid fra Hammerfest basen skulle det være mulig å redusere responstiden. Alternativt bør det vurderes å stasjonere et feltberedskapsfartøy på feltet, eventuelt som en del av en fremtidig Områdeberedskap.

9.2.2 Beredskapsanalyse middels aktivitetsnivå: Nordland VI

Alle beredskapssystemer som inngår i analysen antas å ha en utrustning (lenser, skimmer og tankkapasitet) tilsvarende NOFO klasse. Tabell 9.5 angir utslippsscenario (A) og de forskjellige opptakssystemene som er benyttet (B). "Lavt nivå" tilsvarende en mobilisering utfra dagens basestruktur og tilgjengelig ressurser i regionen. "Høyt nivå" simulerer en utvidet basestruktur og tilgang på ressurser i regionen.

Figur 9.7 viser vinddata som er benyttet i analysen. Figur 9.8 viser strandet og oppsamlet oljemengde ved de to ulike beredskapsnivåene. Figur 9.9 viser omtrentlig fordeling av oppsamlet oljemengde for de forskjellige oljevennerhetene. Vedlegg A (Figur A6-A11) gir ytterligere resultater fra analysen.

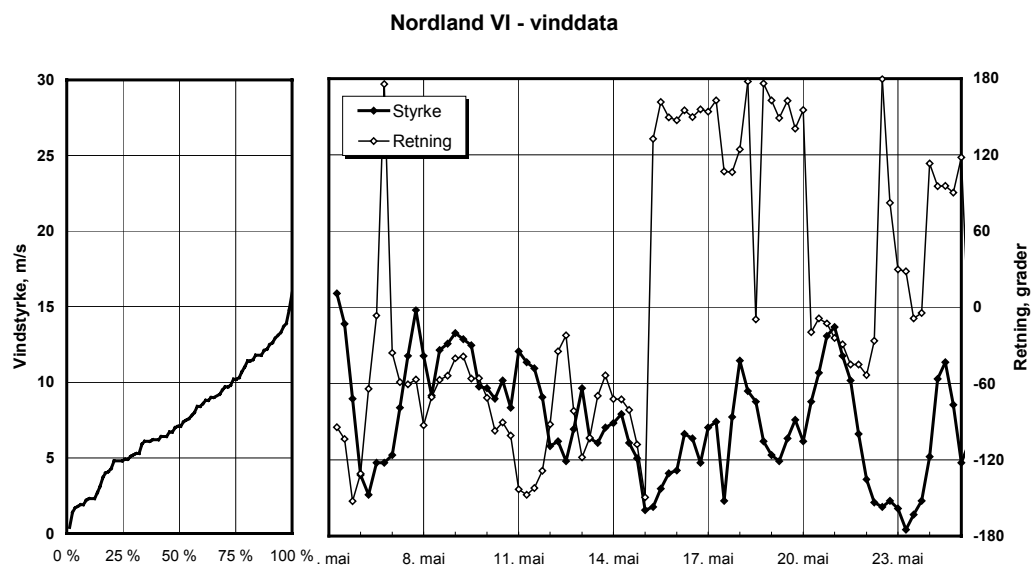
Tabell 9.5 A) Scenario; B) Opptakssystemer benyttet i analysen.

A:

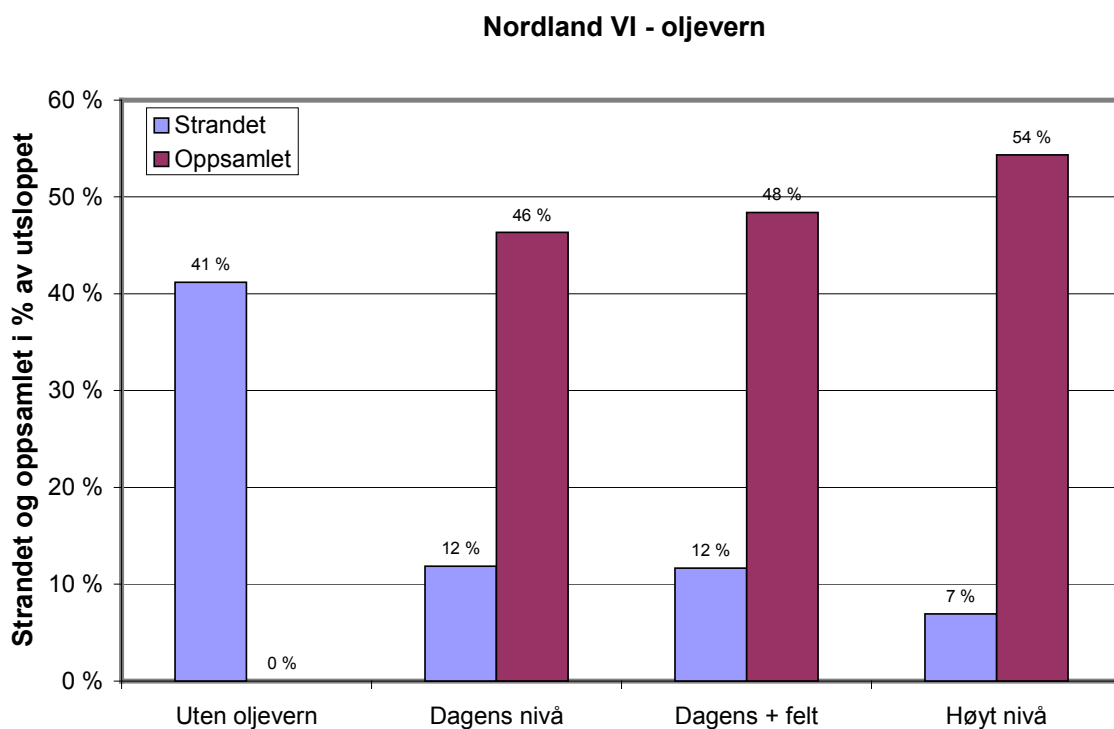
Aktivitetsnivå	Oljefelt	Oljetype	Rate, m ³ /d	Max. Varighet, døgn	Varighet i analysen, døgn*
Middels	Nordland VI	Balder	3000	20	5

B:

System	Base	Mob.tid, timer	"Lavt nivå"	"Lavt nivå" + Feltberedskap	"Høyt nivå"
Kystvakt/Feltberedskap	I området	6	x	x	x
NOFO 1	Træna	6	x	x	x
NOFO 2	Træna	10	x	x	x
NOFO 3	Hammerfest	6	x	x	x
NOFO 4	Hammerfest	10	x	x	x
Feltberedskap	I området	6		x	x
NOFO 5	"Mellomdepot"	6			x
NOFO 6	"Mellomdepot"	10			x

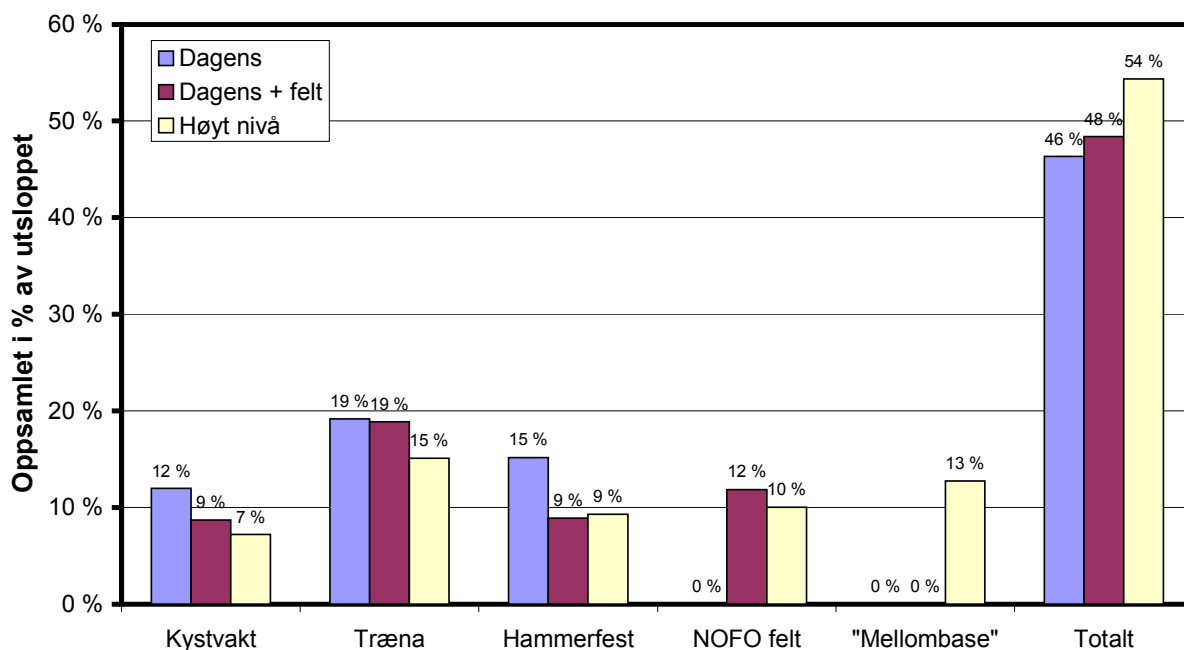


Figur 9.7 Vinddata benyttet i analysen.



Figur 9.8 Sammenstilling av strandet og oppsamlet oljemengde uten tiltak og ved de tre ulike beredskapsnivåene.

Nordland VI - oljevern



Figur 9.9 Fordeling av oppsamlet oljemengde på de forskjellige systemene.

Konklusjon

Analysen for feltet på Nordland VI viser at en betydelig mengde olje kan nå land uten tiltak – tentativt 40% av totalt utslippet mengde olje. Ved å bruke dagens ressurser med 2 NOFO systemer på Træna og 2 i Hammerfest, i tillegg til et kystvaktfartøy, vil strandet mengde olje reduseres til ca. 1700 tonn (med et estimert vannopptak på 75% tilsvarer dette ca. 6800 tonn emulsjon). Resten av oljen (minus oppsamlet og strandet) vil da være fordampet eller naturlig dispergert (se Figur A.9). Ved å introdusere 2 NOFO systemer fra en "Mellombase" vil strandet mengde reduseres ytterligere til ca. 1000 tonn olje og oppsamlet mengde vil øke med over 1000 tonn.

Også for Nordland VI kan oljen raskt drive inn mot land under "ugunstige" vær- og strømforhold. Kort responstid vil derfor være viktig for å hindre landpåslag og for at oljen får anledning til å spre seg over for store områder. Responstiden fra Hammerfest vil være relativt lang til dette området. Træna ligger vesentlig nærmere og NOFO beregner en responstid på 10-12 timer fra Træna. Tatt i betraktning Nordland VI's beliggenhet i et sensitivt område bør det vurderes å ha et feltberedskapsfartøy liggende på feltet, eventuelt som en del av en fremtidig Områdeberedskap. Ut over dette syns det tilstrekkelig med 3-4 NOFO systemer for et utslippsscenario som skissert. Det anbefales 1) å vurdere etablering av en base med beredskapsfartøy mellom Træna og Hammerfest som gir kortere responstid til Nordland VI enn fra Hammerfest, eller 2) å styrke basen på Træna med flere NOFO systemer. Den videreutviklingen av mekanisk oljevernutstyr som pågår (se kapittel 4) har bl.a. som målsetting å redusere vekten slik at utstyret skal kunne fraktes langs landeveien. Dette kan bidra til å redusere responstiden.

9.2.3 Beredskapsanalyse høyt aktivitetsnivå: Bjørnøya Vest

Alle beredskapssystemer som inngår i analysen antas å ha en utrustning (lenser, skimmer og tankkapasitet) tilsvarende NOFO klasse. Tabell 9.6 angir utslippsscenario (A) og de forskjellige opptakssystemene som er benyttet (B). "Lavt nivå" tilsvarer en mobilisering utfra dagens

basestruktur og tilgjengelig ressurser i regionen. ”Høyt nivå” simulerer en utvidet basestruktur og tilgang på ressurser i regionen.

Figur 9.10 viser vinddata som er benyttet i analysen. Figur 9.11 viser strandet og oppsamlet oljemengde ved de to ulike beredskapsnivåene. Analysen inkluderer ikke mekanisk oppsamling av olje inne i isen, kun i åpen sjø. Figur 9.12 viser omtrentlig fordeling av oppsamlet oljemengde for de forskjellige oljevernhetene. Figur 9.13 viser oljemengder som kan drive inn mot iskant og inn i isen. Vedlegg A (Figur A12-A18) gir ytterligere resultater fra analysen.

Tabell 9.6 A) Scenario; B) Opptakssystemer benyttet i analysen.

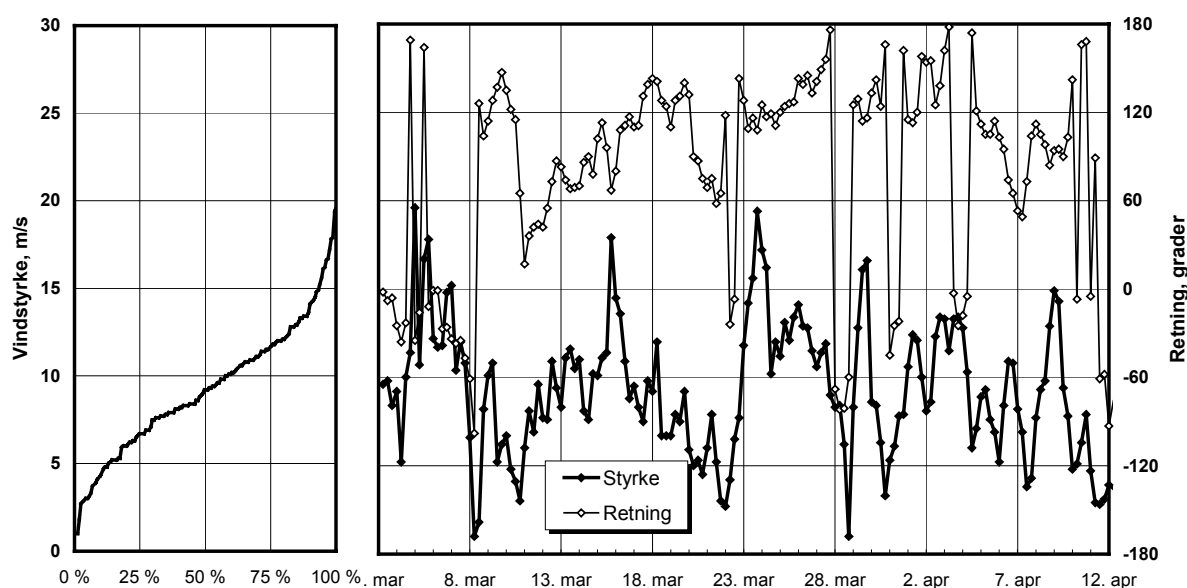
A:

Aktivitetsnivå	Oljefelt	Oljetype	Rate, m ³ /d	Max. Varighet, døgn	Varighet i analysen, døgn*
Høyt	Bjørnøya Vest	Balder	3000	20	5

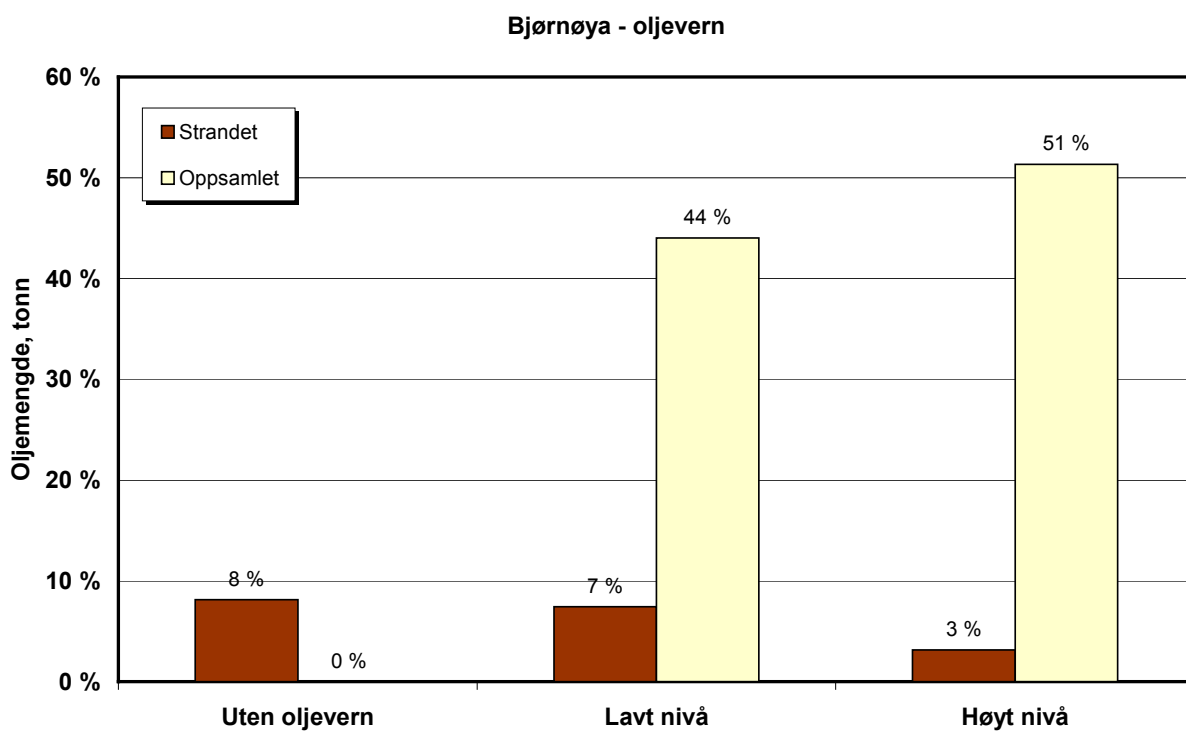
B:

System	Base	Mob.tid, timer	”Lavt nivå”	”Høyt nivå”
Kystvakt/Feltberedskap	I området	6	x	x
NOFO 1	Hammerfest	6	x	x
NOFO 2	Hammerfest	10	x	x
NOFO 3	”Mellomdepot”	6		x
NOFO 4	”Mellomdepot”	10		x
NOFO 5	Træna	6		x
NOFO 6	Træna	10		x

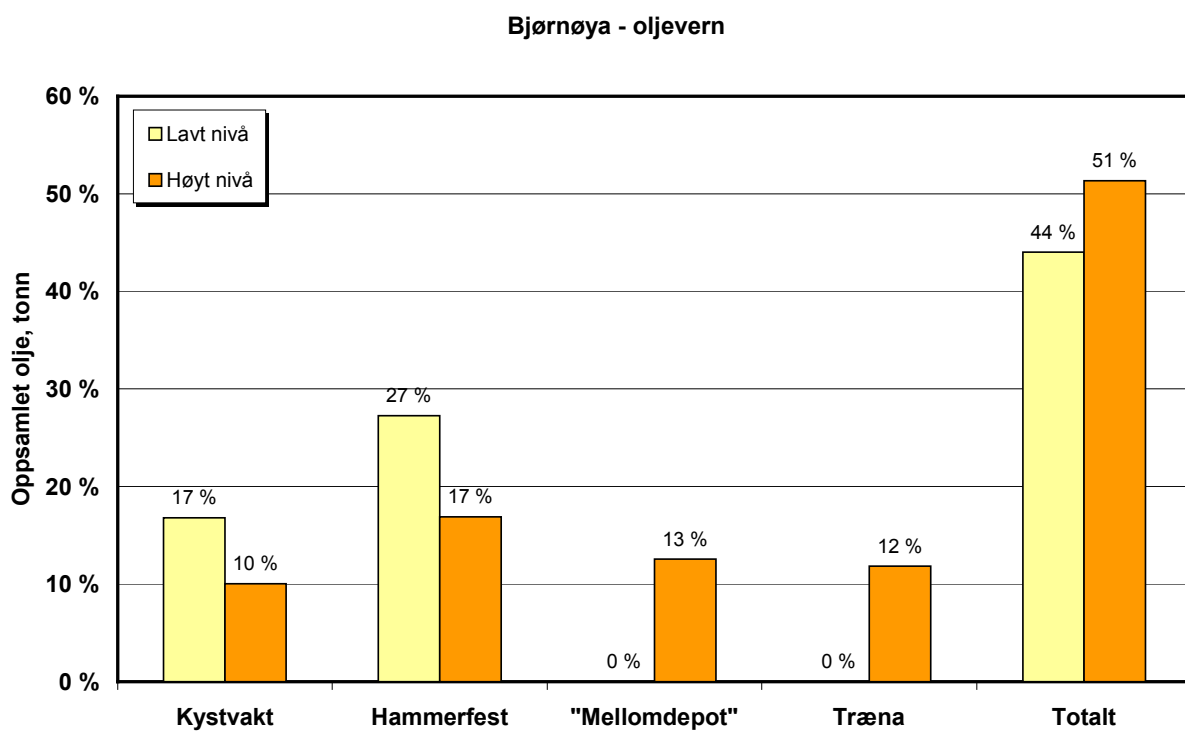
Bjørnøya vest - vinddata



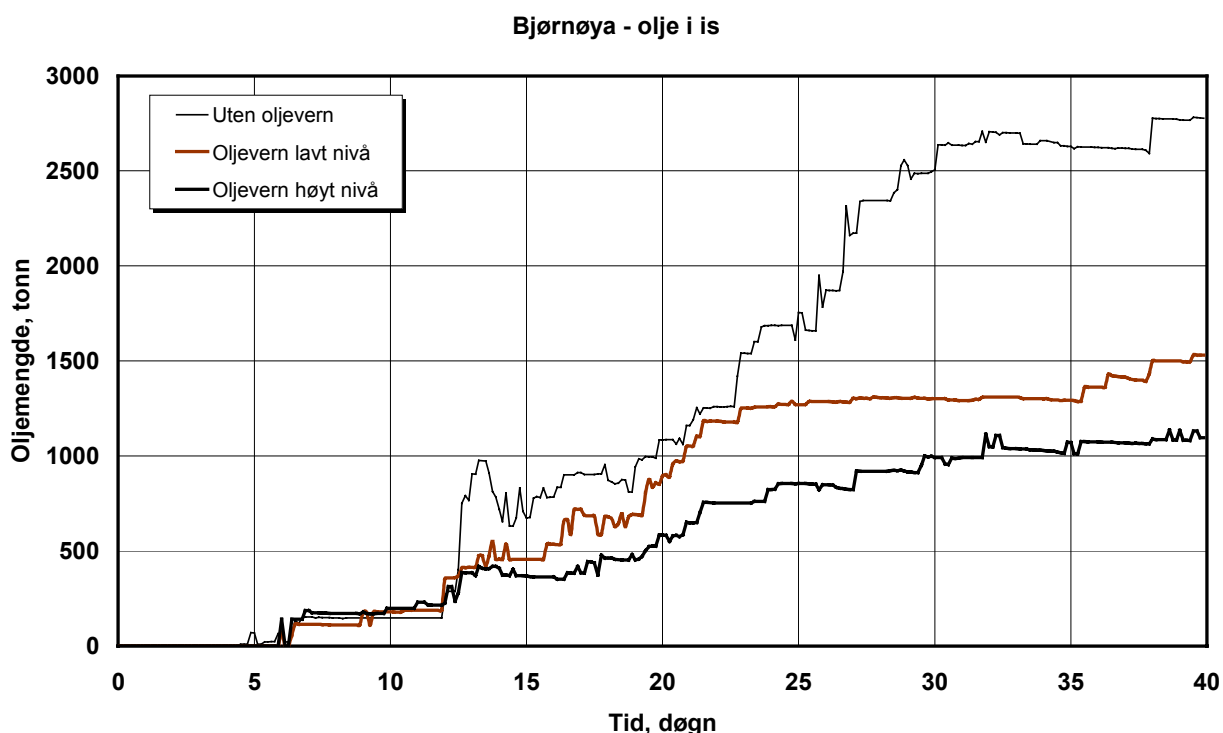
Figur 9.10 Vinddata benyttet i analysen.



Figur 9.11 Sammenstilling av strandet og oppsamlet oljemengde uten tiltak og ved de to ulike beredskapsnivåene.



Figur 9.12 Fordeling av oppsamlet oljemengde på de forskjellige systemene.



Figur 9.13 Oljemengder som kan drive inn mot iskant og videre inn i isen, uten tiltak og ved de to ulike beredskapsnivåene.

Konklusjon

I analysen for Bjørnøya Vest vil oljen drive nordover mot Bjørnøya og iskanten. Scenariet er lagt til mars/april hvor isen typisk har sin største utbredelse Sørøver. Det er ikke så mye olje som vil nå Bjørnøya selv uten tiltak da mye av oljen vil drive forbi. En respons med 2 NOFO fartøyer fra Hammerfest i tillegg til ett kystvaktfartøy vil ta opp en betydelig mengde olje, men vil i liten grad redusere strandet mengde olje. Et ”høyt” beredskapsnivå, med ytterligere 4 NOFO fartøyer, 2 fra ”Mellomdepot” og 2 fra Træna vil bidra til å redusere mengde strandet olje til under det halve og ta opp i overkant av 1000 tonn mer. En øket beredskapsinnsats vil også bidra til å redusere mengde olje som driver inn i isen.

Det er betydelig gangtid fra fastlandet og opp til Bjørnøya. Etablering av en feltberedskap i området, eventuelt som en del av en Områdeberedskap anbefales sterkt, for rask respons og for å hindre olje i å drive inn mot iskanten. Hammerfest vil være den nærmeste basen på fastlandet, mens responstiden fra Træna vil være i største laget. For et utslippsscenario som skissert for en eventuell feltutbygging i Bjørnøya området anbefales 1) å vurdere etablering av en ”Mellombase” eller 2) å styrke basen i Hammerfest med flere NOFO systemer. Ved oljeaktivitet såpass langt Nord øker risikoen for at et oljeutslipp kan nå iskanten. Dette medfører utfordringer med hensyn til fartøyer som kan gå inn i isen og opptaksutstyr som kan ta opp olje i is. Analysen indikerer at så mye som 4-6 NOFO systemer kan være nødvendig grunnet lang responstid med påfølgende stor spredning av oljen. *In-situ* brenning av olje kan være et aktuelt tiltak i et slikt scenario, men det forutsetter at oljen ikke er for sterkt forvitret – at den ikke har drevet for lenge i åpen sjø før den når iskanten. Det ble gjennomført et feltforsøk med utslipp av olje inne i den marginale issonen i 1993 (MIZ-93), på oppdrag for NOFO. Dette forsøket viste bl.a. relativt lav forvitring av oljen på grunn av de rolige forholdene (lite bølgeenergi). I dag vet man for lite om hva som skjer dersom oljen skulle treffe iskanten og ved en eventuell fremtidig utbygging Nord i Barentshavet bør dette studeres nærmere.

9.3 Estimering av ressursbehov

NOFO vil gjennomføre en beredskapsanalyse for Region 5, som dekker disse områdene. I den forbindelse er det også forventet at man vil se nærmere på basestrukturen i området. De analysene som er gjennomført i forbindelse med denne utredningen gir et estimert utstyrsbehov som skissert i tabell 9.7. Dette retter seg kun mot tiltak offshore (barriere 0 og 1 i NOFO's planverk). Krav i beredskapsforskriften om ytterligere to systemer, utover beregnet behov, er ikke tatt med i dette estimatet. Bruk av dispergeringsmiddel er ikke tatt med i denne analysen, men vil kunne bidra til å redusere mengde olje på overflaten og strandet mengde olje og skal vurderes i en NEBA analyse.

Tabell 9.7 *Estimert utstyrsbehov og forslag til plassering av utstyr for de tre skisserte aktivitetsnivåene.*

Aktivitetsnivå	"Oljefelt"	Estimert utstyrsbehov
Basis	Troms I	1 feltberedskapsfartøy. 2 NOFO systemer i Hammerfest. Utstyr for dispergering.
Middels	Nordland VI	1 feltberedskapsfartøy. 4 NOFO systemer på Træna, evt. "Mellomdepot" med kort responstid. Utstyr for dispergering.
	Lopparyggen Øst	1 feltberedskapsfartøy delt med Troms I. 3 NOFO systemer i Hammerfest. Utstyr for dispergering.
Høyt	Bjørnøya Vest	1 feltberedskapsfartøy delt med Troms I og Lopparyggen Øst. 6 NOFO systemer i Hammerfest evt. "Mellomdepot". Utstyr for dispergering. Utstyr for oppsamling i is.
	Finnmark Øst	1 feltberedskapsfartøy. 4-6 NOFO systemer i Hammerfest. Utstyr for dispergering.
	Nordland VII	1 feltberedskapsfartøy. 4 NOFO systemer på Træna, evt. "Mellomdepot" med kort responstid. Utstyr for dispergering.

De aktivitetsnivåene som er skissert definerer "tenkte" framtidige oljefelt i 2 regioner, Lofoten og Barentshavet. Dette burde gi grunnlag for etablering av en Områdeberedskap som NOFO har gjennomført for Haltenbanken og Troll/Oseberg og kan medføre utstasjonering av ett fartøy med NOFO system ombord og utstyr for dispergering på feltene i Lofoten og tilsvarende for feltene i Barentshavet. Om det er hensiktsmessig at en Områdeberedskap for Troms I, Lopparyggen og Bjørnøya samtidig dekker Finnmark Øst må vurderes.

Basen i Hammerfest ser ut til å kunne dekke feltene i Barentshavet på en tilfredsstillende måte, men responstiden til Bjørnøya og Finnmark Øst kan være betydelig. Træna ser ut til å kunne dekke Lofoten på en tilfredsstillende måte, men på grunn av relativt korte avstander til land og områdets generelle sårbarhet bør det vurderes om det skal opprettes et utstyrsdepot noe nærmere enn Træna for å gi kortere responstider.

Resultatene fra beredskapsanalysen diskuteres videre i neste kapittel i forhold til en økning av beredskapen i regionen.

10 Økning av beredskapen og samspill med andre næringer

På grunn av lange avstander i regionen og behov for kort responstid vil en økning i oljeaktiviteten medføre et behov for økning av oljevernberedskapen

10.1 Estimert behov for økning av oljevern beredskapen

Ut fra de gjennomførte beredskapsanalysene for dimensjonerende hendelser er det satt opp et estimert behov for oljevern beredskapsressurser i Lofoten – Barentshavet for de tre aktivitetsnivåene sammenlignet med de NOFO ressursene som finnes i Norge i dag (tabell 10.1). Ett NOFO system består av et OR-fartøy med 400 m lense og TransRec skimmer ombord, samt ett hjelpefartøy. Med økt oljeaktivitet i nordområdene vil de forskjellige installasjonene ha behov for supplyfartøyer. Som i Nordsjøen og på Haltenbanker forutsettes at disse kan inngå i NOFO's OR-fartøy pool. Det antas derfor at tilgangen på fartøyer som kan inngå i oljevern beredskapen ikke vil være noe problem. Det er forventet at en felt- / områdeberedskap vil måtte etableres ut fra "nye" systemer. Hvordan NOFO vil øke beredskapen på sine depoter og om de vil endre basestrukturen er det for tidlig å si noe om. Ett sannsynlig alternativ er at man vil vurdere rask forflytning av utstyret med fly og/eller langs landeveien. Utstyrsutviklingen som pågår tyder ihvertfall på det. Det finnes mye offshore oljevernutstyr i Norge som er lite i bruk. En bedre utnyttelse av dette gjennom rask forflytning ved et eventuelt oljeutslipp vil være kost-effektivt. Dette forutsetter at det finnes fartøyer i området som kan ta ombord og betjene dette utstyret. Selv om ressursbehovet i Nord-Norge øker med økende oljeaktivitet trenger ikke det å bety en tilsvarende økning i nye NOFO systemer. Økt mobilitet for det eksisterende utstyret vil sannsynligvis bli vel så viktig. Det er imidlertid viktig å ha noe utstyr på depot i området, og i en felt-/områdeberedskap, som sikrer raskest mulig responstid for de første systemene.

Tabell 10.1 Estimert behov for beredskapsressurser for de tre skisserte aktivitetsnivåene sammenlignet med dagens beredskap. Tallene angir antall NOFO systemer. Dagens NOFO baser merket med grønt.

	Dagens beredskap		Mulige aktivitetsnivåer					
	Felt/ område	Depot	Basis		Middels		Høyt	
			Felt/ område	Depot	Felt/ område	Depot	Felt/ område	Depot
Lofoten, felt/område					1		1	
Barentshavet, felt/område			1		1		1	
Hammerfest, NOFO base				2		3		6
Træna, NOFO base		(3)				4		4
Haltenbanken, område	2							
Kristiansund, NOFO base		3						
Troll/Oseberg, område	1							
Mongstad, NOFO base		(6)						
Stavanger, NOFO base		2						

Områdeberedskapen består av 1 NOFO system og 1 system for kjemisk dispergering. På Haltenbanken er det 1 dispergerings-system og 2 NOFO mekaniske systemer. Annen feltberedskap i Nordsjøområdet er ikke tatt med i denne oppstillingen.

10.2 Andre næringer i landsdelen med behov for oljevern beredskap

Skipning av Russiske råoljer

Det er en betydelig usikkerhet i planer og prognoser for oljeproduksjon i NV-Russland og medfølgende utskipning til markedet langs Norskekysten. Olje fraktes i dag bl.a. til utskipningshavner i NV-Russland med jernbane og utskipningen har vært høyere enn tidligere antatt. Det er forventet en betydelig økning i årene som kommer. Dette vil medføre økt krav til slepebåtkapasitet og oljevernberedskap i nordområdene.

Malmtrafikken

Det går årlig ca. 200 malmtransporter fra LKAB Narvik og sørover langs norskekysten. Dette er store skip med betydelige mengde tung bunkersolje ombord og representerer et betydelig forurensningspotensiale.

Cruisetrafikken

Det er en betydelig cruisetrafikk til nordnorske havner. I 2002 hadde Tromsø 75 anløp, Hammerfest 90 anløp og Honningsvåg 83 anløp (opplysninger fra Havnevesenet). Svalbard hadde ca. 40 anløp i 2001. Også når det gjelder cruisetrafikken er det havari med påfølgende utslipp av bunkersolje som representerer trusselbildet.

Skipning av kull

Kullskipningen fra Svalbard utgjør ca. 60 anløp i året, ca. 12 til Barentsburg, ca. 3 til Longyearbyen og resten til Svea. Trafikken til Svea foregår med 20.000 til 75.000 dwt. og foregår normalt i perioden Juni til Oktober.

Generell båttrafikk

Det er en betydelig ”generell” skipstrafikk i Nord-Norge. Ca. 40% av denne skipstrafikken utgjøres av såkalt våtbulk, som for det meste er oljeprodukter til drivstoff, bunkers og fyringsolje til husholdninger. De mest trafikkerte havnene er: Harstad, Tromsø, Hammerfest, Nordkapp og Kirkenes.

Det generelle trusselbildet fra skipstrafikken utgjøres først og fremst av transport av Russisk råolje, malmtrafikken til Narvik og etter 2006 skipstrafikken til Melkøya. Det trengs et slepekraftbehov for å hindre at drivende fartøyer utvikler seg til en alvorlig forurensningssituasjon. Dernest er det et behov for å øke oljevernberedskapen i området slik at eventuelle utslipp av olje kan bekjempes.

10.3 Samspill mellom økt oljeaktivitet og andre næringer

Det er tre forhold som peker seg ut som de viktigste i en vurdering av samspill mellom økt oljeaktivitet og andre næringer i regionen:

- Slepekraft for å bistå drivende fartøyer av forskjellig slag.
- Slepefartøyer for deltagelse i oljevernoperasjoner
- Oljevernberedskap. Samspill mellom privat og offentlig beredskap.

Økt oljeaktivitet i Lofoten og Barentshavet vil medføre en vesentlig økning i tilgang på slepekraft og oljevernressurser i området. Slepefartøyer bør være i stand til å håndtere bulkskip opp mot 150.000 dwt., og en slepekraft opp mot 100 tonn ansees nødvendig for å håndtere disse under de rådende værforhold. Det finnes en del tilgjengelige ”sivile” taubåter i nordområdene i dag med slepekapasitet opp mot ca. 40-45 tonn. Forsvaret har 5-6 fartøyer med slepekraft fra ca. 30 tonn og opp til 100 tonn (KV Svalbard). Oljeindustrien har 3 fartøyer som kan egne seg som slepefartøyer på Haltenbanken/Norne. I tillegg vil produksjonsstart på Snøhvit i 2006 sannsynligvis medføre utplassering av ett eskortefartøy og 2 taubåter med slepekraft på 55-65 tonn.

I det følgende gis en kort vurdering av mulig samspill ut fra de tre aktivitetsnivåene som er definert:

Basisnivå

Ved en utbygging av påviste ressurser: gassfelt i Troms I (Snøhvit), oljefelt i Troms I (Goliat) samt tilleggsressurser til gassfelt i Troms I er det forventet at ytterligere 4-5 forsyningsfartøy knyttes til regionen. Disse kan være potensielle slepefartøyer og kan inngå i oljevernberedskapen. Ved en eventuell utplassering av oljevernutstyr i Hammerfest vil en utbygging som skissert også bidra til en vesentlig forbedret oljevernberedskap i området og da spesielt oppsamling på åpent hav.

Middels nivå

Ved en utbygging av oljefelt i Nordland VI og Lopparyggen Øst samt gassfelt i Finnmark Øst og Nordkappbassenget forventes en ytterligere økning i antall forsyningsfartøy tilknyttet regionen. I tillegg forventes oljevernberedskapsressursene å bli ytterligere styrket. Avhengig av en rekke faktorer, bl.a. hvor mange av disse feltene som blir utbygd og størrelsen på utbyggingen, kan det medføre ytterligere 5-10 fartøyer.

Høyt nivå

Ytterligere 2 oljefelt og 1 gassfelt er beskrevet i dette scenariet, som har lav sannsynlighet. Det vil medføre et tilsvarende ytterligere behov for forsyningsfartøyer og en forventet stor økning i tilgjengelig oljevernberedskap først og fremst dersom det blir igangsatt oljeaktivitet opp mot Bjørnøya.

Konklusjon

Økt oljeaktivitet i Lofoten og Barentshavet vil medføre økt tilgang på forsyningsfartøy i området som kan benyttes både som slepefartøy og kan inngå i oljevernberedskapen. Dette vil være positivt i forhold til det trusselbildet som utgjøres av økt skipstrafikk i området, f.eks. transport av Russiske råoljer. Økt oljeaktivitet vil også medføre et økt behov for hjelpefartøyer i oljevernberedskapen. Her kan fiskeflåten være en mulig ressurs og da spesielt trålerflåten og ringnotsnurpere. Lengre sør benyttes tilsvarende fartøyer bl.a. som slepefartøyer i offshore beredskapen. Det vil sannsynligvis være behov for noe modifikasjoner på fartøy som skal inngå i en slik beredskap. Et annet moment som også kan nevnes er økt sikkerhet for fiskeflåten. Med en forventet økning av antall fartøyer og helikoptertrafikk i regionen vil dette medføre at sikkerheten øker for fiskere både kystnært og i havområdene utenfor.

Det forventes en større grad av samordning mellom den private og offentlige beredskapen i nordområdene i tiden som kommer. En eventuell samspill med fiskeflåten i oljevernberedskapen forventes å inngå i den videre diskusjonen.

11 Miljøkonsekvenser knyttet til ulike strandsaneringsteknikker

11.1 Miljøeffekter av olje på strand

Ved uhellsutslipp av olje i det marine miljø vil en i de fleste tilfeller før eller siden få påslag av olje på strandsonen. Omfanget og skadene av dette vil bestemmes blant annet av oljetype og forvitring, utslippsscenarier og miljøbetingelser.

I SFT-rapport 13/93 “Skadevirkninger av akutte oljesøl – marint miljø” er det gitt en oversikt over og vurderinger av miljøeffekter ved akutte oljesøl. De biologiske effekter som resultat av akutt oljeforurensning kan i utgangspunktet betraktes som et produkt av:

- de rådende biofysiske forhold (forekomst og opptreden av organismer i tid og rom)
- oljens skjebne i tid og rom
- de respektive organismenes sårbarhet i helhetlig, bestandsmessig forstand for olje/oljederivater i et tilsvarende tredimensjonalt perspektiv

Rapporten konkluderer med ut fra erfaringer som er gjort etter reelle aksjoner og større forskningsprogrammer at hvert enkelt oljesøl har sin egen natur og dynamikk, bl.a. som følge av fysiske, kjemiske og biologiske forhold aldri er de samme, og derfor vil de observerte miljøeffektene variere mye. I dette ligger det at resipientens egenskaper i mange tilfeller vil være overordnet den mengde olje som slippes ut. Det er gjennom de senere tiår mange eksempler på at selv et lite oljeutslipp forårsake betydelig større effekter enn et stort utslipp.

Etter et uhellsutslipp av olje blir de biologiske effektene vanligvis vurdert for ulike økosystemer;

- Frie vannmasser/åpent hav – plankton, fiskeegg og larver og fiskeyngel og voksen fisk
- Fast substrat/kyst – hardbunn, bløtbunn og løsmassestrender og saltenger
- Sjøfugl
- Marine pattedyr

I tillegg kommer samfunnsmessig virkninger på akvakultur og friluftsinnteresser

Effektene av et oljesøl på strandsonen vil blant annet være knyttet mot giftigheten av oljen mot biota, direkte og indirekte fysiske effekter på flora og fauna, termisk stress på grunn av absorpsjon av sollys, kroniske langtidseffekter.

11.2 Målsetning med strandsaneringsaksjoner

Ved påslag av olje på strand vil aksjonsledelse sammen med relevante offentlige organer vurdere behov for saneringsaksjoner. I en slik situasjon vil det være viktig å definere målsetningen med aksjonen for å kunne treffe de riktige beslutningene. Målsetningen vil kunne variere for de ulike fasene av en aksjon, henholdsvis akuttfasen, opprenskningsfasen og restitusjonsfasen. I tillegg vil det bli etablert forskjellige målsetninger for ulike segmenter av den oljetilsølte strandsonen.

Eksempler på hensikt/målsetning med tiltak for sanering av oljetilsølt strand kan være;

- minimalisere effekten av strandet olje
- minimalisere effekten av saneringsmetodene
- akselerere/stimulere naturlig rensing av strandsonen/selvrensing
- identifisere saneringstiltak som er kompatibel med strandtype og grad av søl
- unngå å forårsake mere skade enn olje selv
- utnytte tilgjengelig ressurser på en sikker, effektiv og virkningsfull måte
- minimalisere produksjon og håndtering av avfallsmateriale
- minimalisere mulig skade på spesifikke miljøressurser
- rense så raskt som mulig
- unngå naturinnngrep

- hindre videre spredning av strandet olje
- unngå mulige skader på personell (HMS)
- minimalisere bruk av personell og utstyr
- begrense kostnadene mest mulig

11.3 Faktorer som bestemmer/påvirker valg av saneringsteknologi for oljeforurensset stand

Det finnes en lang rekke teknikker for å fjerne olje fra strandsonen og redusere miljøeffekten av oljen etter et uhellsutslipp i det marine miljøet. Når målsetningen med tiltakene for de ulike fasene og strandsegmentene er definert vil valg av teknikk bestemmes av en lang rekke faktorer som;

- Strandtyper;
- Logistikk/tilgjengelighet
- Utstyr/produkter
- Miljø/natur-ressurser
- Eksponering
- Brukstype
- Næringsforhold/aquakultur
- Karakteristikk av forurensningen; oljetype og forvitring, fordeling, konsentrasjon, tykkelse, dekningsgrad og bredde på oljebeltet
- Debris/avfall
- Areal/Omfang
- Klimatiske forhold, Temperatur, Nedbør, Vind
- Forholdene utenfor standsonen; strøm, tidevann, tidevannsforskjell, dybdeforhold
- Andre miljømessige forhold, eks lysforhold (mørke)
- Kostnader
- Kvalifisert personell
- Erfaring/kompetanse

En optimal saneringsaksjon vil vanligvis kreve et sett med teknikker for ulike strandsegmenter. Imidlertid viser erfaring fra mange saneringsaksjoner at suboptimale totalløsninger velges, som ofte vil være styrt av økonomiske faktorer

11.4 Vurdering av miljøeffekter som følge av bruk av ulike saneringsmetoder

For sanering av olje på strand finnes det en rekke teknikker som kan benyttes. I denne sammenhengen vil disse bare beskrives overordnet. For mere fullstendig, detaljert og nyansert beskrivelse av de ulike teknikkene og anvendelse av disse henvises til for eksempel SFT-veiledning 99:06 "Sanering av akutt forurensning på strand – Del 1 Teoretisk grunnlag for anbefalte praktiske tiltak og organisering". I denne rapporten vil det være fokus på mulig miljøeffekter av selve saneringstiltakene. Det vil være fokus på de viktigste effektene, men det gjøres uttrykkelig oppmerksom på at under spesielle situasjoner vil også andre miljøeffekter kunne fremkomme som følge av bruk av saneringsteknikker.

Det er viktig å understreke at valg av saneringsteknikker i utgangspunktet er begrunnet i positive effekt på miljøet og fjerning av olje, og for vurdering av dette henvises til generell litteratur om saneringsteknikker. Samtidig vil også de ulike tiltakene kunne ha negative effekter på miljøet om de ikke brukes korrekt under ulike scenarier. Før beslutning om valg gjøres må det gjøres en avveining mellom fordeler og ulemper med de ulike teknikkene for de spesifikke og reelle scenariene en står ovenfor.

Felles for de aller fleste teknikker er effekt av all transport innen og ut/inn av forurensset område med kjøretøyer og personell som vil være en mulig kilde for spredning av forurensningen. Viktig å iverksette tiltak som begrenser denne. Mulig skadevirkninger er proporsjonal med omfanget av denne aktiviteten.

Selvrensing/naturlig opprenskning

Under gitte betingelser vil de naturlige prosessene som skjer med oljen på stranden ha tilstrekkelig hastighet til å oppnå de definerte målsetningene for ”saneringstiltak”, eller at ingen andre metoder kan benyttes, at disse medfører risiko for utstyr og personell eller at ingen andre tiltak gir bedre miljøgevinst enn ingen tiltaksløsningen. Oppfølging av tiltaket med overvåkning.

Fysiske teknikker – vasking

Dette omfatter en gruppe teknikker som anvender vann med ulike trykk og temperatur for å remobilisere olje, med en påfølgende oppsamling av oljen på egnet sted (naturlige fordypninger eller på sjøen), som igjen deponeres ved bruk av tradisjonelle teknikker. Forskjellen på de ulike teknikkene vil være kombinasjoner av trykk og temperatur på det vannet som benyttes.

Overskylling

Overskylling av vann med omgivelsestemperatur og uten trykk– kan benyttes i spesielle områder hvor få andre saneringsteknikker kan benyttes, f.eks. mudflats, hvor f.eks. bruk av maskinelt utstyr og personell vil kunne medføre nedblanding av olje i sedimentet. Dette er en skånsom metode for sanering av olje hvor fri olje skylles ned stranda med rennende vann

Spyling

En gruppe av teknikker som benytter spyling av vann med ulike kombinasjoner av trykk og temperatur. Fjerner fri olje og remobiliserer olje med økende effektivitet med økende trykk og temperatur, grunnet fysiske og termisk påvirkning. Økende temperatur vil gi redusert viskositet, og fare for spredning til ned i substratet som vil gjøre den vanskeligere tilgjengelig for videre sanering. Bruk av disse typer forutsetter at den fri oljen må samles opp raskt og effektivt for å redusere sjansen for/unngå videre spredning av oljen og dermed forurense nye områder.

Spyling er best egnet for sanering av olje på fast underlag, og effektiviteten bestemmes også av viskositet og klebrigheten til oljen.

Mulige miljøeffekter knyttet til disse teknikkene vil være knyttet til;

- Remobilisering av olje og transport ned strandsonen og ut i vannet igjen forutsetter at utstyr, som for eksempel lensemateriell eller naturlige hinder, er tilgjengelig for å hindre videre spredning og forurensning av nye områder.
- Om kun øvre del av strandsonen er tilsølt med olje vil denne teknikken kunne forurense større del av tidevannssonen ved transport ned strandsonen.
- Ved økende trykk og temperatur vil egenskapene til oljen kunne endres, slik at oljen vil kunne transporteres ned i sedimentet og dermed forurense et større område og være mindre tilgjengelig for sanering.
- Ved spyleteknikker i strandsonen må en kun bruke sjøvann, da ferskvann vil kunne skade biotaen i strandsonen
- Høyt trykk og temperatur vil kunne skade floraen og faunaen direkte, og i ekstreme tilfeller vil strandsonen kunne steriliseres.
- Ved bruk av høy temperatur og/eller høyt trykk vil oljen kunne dispergeres og blandes inn i vannmassene, og vil derfor ikke kunne samles opp. Høy temperatur vil også kunne bryte opp vann-i-olje emulsjoner, og gi forurensning med helt andre egenskaper som lettere vil kunne spres seg i miljøet.

- Ved disse teknikkene vil olje innblandet sediment kunne spyles ut. Dette vil da kunne ha tetthet høyere enn vann og derfor sedimenteres på bunnen i sjøen og ikke kunne samles opp, og kunne være en kilde for langtidsspredning av oljekomponenter til vannmassene.
- Bruk av spyling med høyt trykk vil kunne gi innblanding av vann i oljen og dannelse av emulsjoner som ofte kan være vanskeligere å fjerne fra strandsonen.

Sandblåsing

En annen variant av spyling er sandblåsing hvor vann er erstattet med sand som spylemedium. Bruk av denne teknikken er begrenset, og benyttes fortrinnsvis på menneskeskapte konstruksjoner. Metoden vil kunne forårsake betydelige fysiske skader på flora og fauna på samme måte som beskrevet i 1.2.2.2 med unntak av temperatureffekter. Den vil destruere all flora og fauna på det området som behandles.

Fysiske teknikker – fjerning

Hensikten med disse teknikkene er fysisk å fjerne olje eller oljetilsølt material fra strandsonen, etterfulgt av destruksjon og/eller deponering. Disse teknikkene benytter tilgjengelig utstyr som vanligvis i utgangspunktet er utviklet for andre formål.

Manuell rensing

Fjerning av olje og/eller oljetilsølt materiale ved bruk av manuelt arbeid og håndredskap. Metoden er arbeidsintensiv og gir en langsom opprenskning, og anvendes hovedsakelig i begrensede områder. Avfallet som genereres ved bruk av denne teknikken inneholder materiale med høy oljekonsentrasjon.

Teknikken gir vanligvis liten eller ingen miljøeffekter. Den største faren er representert med mulighet for sekundær spredning av oljen til større områder som følge av menneskelig aktivitet og bevegelse ut og inn av det forurensede området.

Maskinell fjerning av fri olje og oljetilsølt materiale

Denne teknikken utnytter større maskinelt utstyr (eks. hjullaster, gravemaskin, veiskrape) utviklet for andre formål for å fjerne oljeforurensset sediment. Massen samles sammen og transporteres bort for videre behandling/deponering. Metoden er lite selektiv og generer betydelige avfallsmengder.

Disse teknikkene kan medføre betydelig skade på biotaen i strandsonen ved blant annet.

- Fjerning av sedimentet påvirker/fjerner økosystemer
- Kan medføre blanding av rent og oljeforurensset sediment, og nye områder forurenses
- Kan blande olje ned til dypere lag i sedimentet slik at disse vil kunne representere en kilde for kroniske forurensning over lengre tid
- Bruk av tyngre maskinelt utstyr vil kunne gi fysiske skader på strandsonen, og i omkringliggende områder som eventuelt benyttes i arbeidet

Strandrensemaskiner

Det er utviklet og produsert maskinelt utstyr som tar opp og renser oljetilsølt materiale/sediment på stedet og tilbakeføring av massene. Dette er teknikk som kan benyttes på begrensede områder med spesielle forhold. Miljøeffektene ved denne teknikken er avhengig av den/de prosessene som benyttes til å rense sedimentet. Vanligst er vaskeprosesser med vann tilsatt kjemikalier som vil kunne påvirke eventuell biota i de rensede materialene betydelig.

Skimmere/vakuumsuging

Denne typer utstyr benyttes vanligvis til å samle opp større mengder fri olje på vannoverflater og på sediment-overflaten, og benyttes gjerne i kombinasjon med andre teknikker. Tilsvarende teknikk er også benyttet med gode resultater for selektivt opptak av olje fra sediment, som forutsetter tilstedeværelse av fri olje

Teknikken som sådan genererer lite eller ingen miljøeffekter. Mulig miljøeffekter vil i første rekke være knyttet mot bruk av maskinelt utstyr og bestemmes av grunnforholdene.

Absorberingsmidler

Bruk av sorbenter (absorpsjon/adsorpsjons-midler) vil kunne inngå i saneringen av oljeforurensset strand i flere faser hvor dets ulike egenskaper/mekanismer utnyttes, gjerne i kombinasjon med andre teknikker. Den primære funksjonen til sorbentene er å binde forurensningen, kontrollere denne og hindre videre spredning, og i siste fase stimulere nedbrytning av denne.

Bruk av sorbenter som sådan er skånsom mot miljøet, men brukt i kombinasjon med andre teknikker vil disse kunne medføre miljøeffekter (se disse). Sorbentene er vanligvis laget av materiale som har egenvekt som gjør at disse flyter. Ved bruk i tidvanns-sonen vil det derfor normalt være nødvendig å hindre videre spredning av materiale med olje. Materiale som har begrenset hydrofile egenskaper over tid vil også kunne sedimentere på sjøbunnen og representere en kilde til kronisk forurensning over tid. Ved bruk av absorpsjonsmidler vil olje trekkes inn i partikler og redusere muligheten for forvittringsprosesser, og vil om disse ikke fjernes fra miljø kunne representere en potensiell kilde for forurensning over lengre tid.

Fjerning av vegetasjon

Sanering av oljeforurensning på strand ved fjerning av vegetasjon er en mindre vanlig benyttet teknikk i Norge. Dette henger sammen med at vegetasjonen er dominert av tang som har en overflate som olje normalt ikke kleber seg til.

Fjerning av vegetasjonen som teknikk vil kunne medføre betydelige miljøeffekter, og vil kun bli benyttet om ikke mindre destruktive teknikker eller selvrensing kan anvendes. Miljøeffektene vil kunne reduseres ved at vegetasjonen kuttes og ikke rykkes opp med røttene for å lette reetablering av vegetasjonen, og tar hensyn til vekstfasen til vegetasjonen (hvile kontra vekst). Ved varige skader på vegetasjonen vil dette kunne påvirke viktige leveområder for fugler og pattedyr.

Fysiske metoder – in-situ behandling

Hensikten med denne gruppe av saneringsteknikker er å modifisere egenskaper, karakteristika og/eller lokaliseringen for å stimulere eller hindre forvittringsprosesser av forurensningen i strandsonen. Felles for disse teknikkene er at materialet ikke trenger å flyttes eller at det genereres avfall som må håndteres.

Mixing/tilling

Prinsippet for denne teknikken er at det oljeforurensede sedimentet blandes eller vendes (homogeniseres, eksponeres) for å stimulere naturlige prosesser som fordampning, biologisk nedbrytning og andre prosesser.

Mulige miljøeffekter av denne teknikken vil variere betydelig avhengig av de ulike forurensnings-scenariene.

- Ved tilstedeværelse av områder med høy konsentrasjon av fri olje vil denne kunne remobiliseres og spres over større områder om ikke sikringstiltak gjennomføres.
- I områder vil med eksponering vil denne oljen dispergeres og transporteres ut i vannmassene uten mulighet for hindre videre spredning.
- Transport av olje/sedimentpartikler ut i vannmassene som sedimenterer og kan representere en kilde for kroniske forurensning.
- Behandling kan blande rent og forurensset sediment slik at totalomfanget (volum) av skadene blir større.
- Behandling kan medføre nedgraving av forurensningene og derved reduserer tilgjengeligheten for videre behandling med andre teknikker.
- Maskinelt utstyr som benyttes kan skade vegetasjonen.

Forflytting av sediment

Denne teknikken er basert på at det oljeforurensede sedimentet forflyttes til nedre del av tidevannssonen hvor bølgene brytes og genererer høyere eksponering. Dette gir dispergering av oljen og nedblanding av oljen i vannmassen hvor de fortynnes og brytes ned. Denne mekanismen tilsier at oljen ikke kan samles opp i området utenfor strandområdet etter behandling.

Bruk av denne teknikken/strategien baseres på en vurdering hvor den dispergerte oljen i vannmassene ikke representerer noen miljøeffekt sammenlignet med effekten i strandsedimentet. For å redusere mulige effekter i vannmassene er det viktig at de hydrodynamiske forholdene i vannmassene utenfor lokaliteten er slik at oljen fortynnes raskt (dybde, strøm, bølger o.l.)

In-situ brenning

In-situ brenning av olje baseres på antenning og avbrenning av olje i mindre områder med høy konsentrasjon av brennbare oljeprodukter. Dette gjelder både for overflateolje og olje som tilnærmet metter opp øvre del av sedimentet. Metoden er spesielt interessant i spesielle områder med få alternativer for sanering som f.eks. mudflats, og områder med begrenset logistikk/infrastruktur. Teknikken er vist å være svært effektiv selv med forvitrede oljeprodukter/emulsjoner.

Mulige ugunstige miljøeffekter vil være knyttet mot;

- Røykutvikling
- Sikkerhet/kontroll av brenningen for personell og utstyr
- Dannelse av restprodukter med spesielle egenskaper, som ofte kan være mere giftig enn utgangsstoffene
- Termiske effekter på biota i sedimentet grunnet varmeutviklingen ved forbrenningen. Dette vil kunne etterlate sterile områder. Reetablering av disse vil bestemmes av lokale forhold

Kjemiske og biologiske saneringsmetoder

En lang rekke kjemikalier og produkter er utviklet til bruk i forbindelse med opprensning i det ytre miljø, sammen med tilsvarende produkter utviklet primært for andre anvendelser, danner en gruppe teknikker som bidrar til å øke oppsamlingen eller akselerere de naturlige prosessene.

Dispergeringsmidler

Dispergeringsmidler er kjemikalier som reduserer overflatespenningen på olje som ved fysisk eksponering lettes dannelsen av små oljedråper som dispergeres ut i vannmassene. Dermed blir oljen forflyttet fra strandsonen til vannmassene. En vurdering av mulig miljøeffekter på disse må vurderes før tiltak iverksettes. Effektene i vannmassene vil reduseres ved gunstige hydrodynamiske forhold med rask spredning/fortynning. De kjemikaliene som benyttes må i dag forhåndsgodkjennes før bruk og er potensielt kun en begrenset kilde for miljøeffekter.

Strandrensemidler

Strandrensemidler er kjemikalier som påvirker oljens vedhengsegenskaper og frigis/løsner fra underlaget/sedimentet. Ved denne teknikken vil større oljedråper og oljeflak frigjøres som vil flyte på vannoverflaten. Denne olje som ved vellykket behandling vil finnes i større mengder må en hindre spres seg og må samles opp fra overflaten vanligvis ved hjelp av lensemateriell og skimmere. Om ikke vil oljen spre seg og forurensa større områder. På sammen måte som for dispergeringsmidler må produkter som benyttes til dette formålet være godkjent til dette på forhånd.

Herding og visco-elastiske midler

Påføring av agenser eller kjemikalier som endrer egenskapene til oljen på overflaten. Dette vil kunne begrense/redusere spredningen på overflaten, nedtrekking i sedimentet, og forsinke forvitringen av oljen som kan være gunstig for bruk av andre saneringsteknikker, som alle kan ha positive effekter på miljøet om de brukes korrekt. På samme måte som for de øvrige metodene

ved bruk av kjemikalier er det viktig at disse er forhåndsgodkjente og ikke kan medføre noen miljøeffekt i seg selv.

Bioremediering

Bioremediering er teknikker eller tilføring av komponenter som stimulerer den biologiske nedbrytningen av olje i strandsedimentet, f.eks. ved tilsats av næringskomponenter, økt tilgang på elektronakseptorer (oksygen, nitrat) og øke kontaktflaten mellom olje og vann. Dette er en miljøvennlig teknikk som imidlertid kan være langsom og primært benyttes i restaureringsfasen av en saneringsaksjon, og vil ikke kunne gjennomføres med forventet suksess i alle scenarier. Kritiske faktorer ved bruk av denne teknikken er type kjemikalium og dosering av dette, i første rekke knyttet til ammoniumkonsentrasjonen i porevannet og fare for eutrofiering ved overgjødning. Dette kan unngås ved riktig dosering og ta hensyn til produktenes egenskaper og de hydrodynamiske forholdene utenfor den behandlede lokaliteten.

Mikrobiell nedbrytning av olje skjer primært ved stimulering av bakterier som allerede finnes i sedimentet. Under helt spesielle tilfeller vil tilførsel av kultiverte bakteriestammer gjøres. En må da kunne dokumentere at disse i seg selv ikke vil kunne medføre noen form for risiko, eller at det benyttes gen-modifiserte stammer.

Variasjon av miljøeffekter ved ulike saneringsteknikker på ulike strandtyper.

USEPA og Environment Canada har blant annet publisert en oversikt over mulige miljøeffekter av ulike saneringsteknikker for ulike strandtyper. Denne er gjengitt i tabell 11.1, og viser at enkelte teknikker har betydelige ulike effekter på ulike strandtyper. tilsvarende forskjeller vil også kunne opptre for andre miljøparametre. Det må vurderes ved valg av saneringsteknikker for de ulike strandsegmenter ved en saneringsaksjon på strand.

Tabell 11.1 Potensielle miljøeffekter ved ulike saneringsteknikker for ulike strandtyper.

Techniques	Bedrock	Solid Man-Made	Boulder	Pebble-Couple	Sand-Gravel	Sand beach	Sand flat	Mud flat	Marsh
Natural recovery	L	L	L	L	L	L	L	L	L
Flooding	L	L	L	L	M	L	L	L	L
Low pressure, cold wash	L	L	L	M	M	M	M	H	L
Low-pressure, Warm/hot wash	M	L	M	M	M	H	H	H	H
High-presuure, cold wash	L	L	M	H	H	H	H	H	H
High pressure, warm/hot wash	M	M	M	H	H	H	H	H	H
Stream cleaning	M	L	H	H	H	H	H	H	H
Sandblasting	H	H	H	H	H	-	-	-	-
Manual removal	L	L	L	L	L	L	M	H	H
Vacuums	L	L	L	L	L	L	M	H	M
Mechanical removal	-	-	M	M	M	M	M	H	H
Vegetation cutting	M	M	M	-	-	-	-	H	H
Passive sorbents	L	L	L	L	L	L	L	M	L
Tilling/aeration	-	-	-	M	M	M	M	H	H
Surf washing	-	-	-	M	M	M	H	H	H
Burning	H	M	M	H	H	H	M	M	M
Dispersants	L	L	L	L	L	L	-	-	H
Shoreline cleaners	L	L	L	L	L	L	-	-	M
Solidifiers	-	-	L	L	L	L	M	M	M
Bioremediation	L	L	L	L	L	L	L	L	L

Potensiell effekt; H – Høy, M – moderat, L - lav

12 Konklusjoner og anbefalinger

12.1 Eksisterende ressurser og planlagt nyutvikling

Ett NOFO system består av et spesielt utrustet forsyningskip av såkalt OR-klasse med: 400 m RoBoom 3500 lense og TransRec 350 overløpsskimmer og/eller Hi-wax skimmer. I tillegg kommer et slepefartøy for bistand med å dra lensen. NOFO har totalt 14 slike systemer plassert på depoter langs kysten. I tillegg har Kystvakten ett fartøy av OR-klasse med lense samt Foxtail og TransRec 250 skimmere ombord. I tillegg har NOFO utstyr for bruk av dispergeringsmiddel som en del av områdeberedskapen på Haltenbanken og Oseberg/Troll området. Av det oljevernutstyret som finnes i Norge er det hovedsakelig disse enhetene som egner seg til bruk under oljevernaksjoner offshore.

Sammenlignet med mange andre land har Norge en god oljevernberedskap. Det er imidlertid begrensninger forbundet med det meste av oljevernutstyret. Lenser har begrensninger i forhold til vind, bølger og strøm. Oljeopptakere er avhengig av en viss oljetykkelse for å fungere optimalt. Nedsatte flytegenskaper hos oljen kan medføre problemer for overløpsskimmere og andre skimmere som er avhengig av at oljen flyter til skimmeren. Det utstyret som NOFO bruker i dag er relativt tungt og man er avhengig av båter med en viss størrelse for å frakte og bruke utstyret. Dispergeringsmiddel er antatt å ha noe større værvindu for bruk enn mekanisk oppsamling, men høyviskøse emulsjoner har ofte nedsatt dispergerbarhet.

Det pågår en betydelig teknologiutvikling av oljevernutstyr i Norge med fokus på økt effektivitet, mobilitet og fleksibilitet. TransRec 150 er en pågående videreutvikling av dagens system som tar sikte på en betydelig vektreduksjon, økt pumpekapasitet og bedre instrumentering for fjernstyring og bedre operasjoner i mørke. En forventet mer effektiv havgående lense, "snurpelensa", er under utvikling og vil gi en betydelig vektreduksjon og mulighet for større slepehastighet ved at en nettbunn installeres. Et annet system under utvikling er Ocean Buster 1000 som skal være fleksibel, gi økt slepehastighet og dermed økt effektivitet. Aktiv oljetrål er også et system under utvikling som skal ha klare fordeler i forhold til dagens utstyr. Det tas bl.a. sikte på uttesting av disse systemene under NOFO's olje-på-vann øvelse i Juni 2003.

Det er også utviklet en helikopterbøtte for påføring av dispergeringsmiddel hvor en er plassert på Haltenbanken og en annen vil bli utplassert på Troll/Oseberg. Det foreligger også en prototype av en opptaker for oppsamling av olje i is – MORICE.

Det er forventet at den nyutviklingen som pågår vil bidra til at offshore oljevernutstyr blir mer fleksibelt og mobilt og bl.a. kan fraktes langs landeveien. Effektiviteten vil kunne forbedres gjennom høyere slepehastighet for lensene og bedre kapasitet på skimmeren.

12.2 Spesielle utfordringer knyttet til oljevern i nordområdene

Vind- og bølgestatistikken for Lofoten og Barentshavet viser at forholdene både i sommer- og vinterhalvåret er tilnærmet lik Nordsjøen eller faktisk noe bedre. Dette betyr at effektiviteten til oljevernutstyret og muligheten for gjennomføring av aksjoner ut fra vær- og vind-forhold *ikke* er redusert i forhold til Nordsjøen. Lysforholdene i nordområdene er noe dårligere enn Nordsjøen i vinterhalvåret, spesielt november, desember og januar, men bedre i sommerhalvåret med midnattssol deler av sommeren. Det er klare begrensninger med dagens beredskap i forhold til operasjoner i mørke, først og fremst med å finne oljen og samle den i lensa. Her er det behov for teknologisk utvikling både på utstyrssiden og på operative støtteverktøy (f.eks. overvåking og modellverktøy), som også vil komme sydligere områder og den generelle oljevernberedskapen tilgode. Lave temperaturer og ising kan være en utfordring i nordområdene. Ising av oljevernutstyr kan forekomme og da først og fremst for utstyr som kan bli stående uvirksomt i lengre perioder. Også arbeidsmiljøforholdene vil forverres av lave temperaturer og ising. En

målsetting med utvikling av den nye TransRec skimmeren er større grad av instrumentering og fjernstyring slik at det skal bli mindre behov for å oppholde seg utendørs. Ellers er enkle grep som påkledning og salting viktig for å sikre operasjoner på dekk.

De viktigste elementene i forhold til infrastruktur og oljevernberedskap synes å være:

- Flyplasser som kan ta ned større fly med utstyr – f.eks. Hercules.
- Helikopterlandingsplasser og tilgang på helikoptre.
- Veinett for frakt av utstyr og tilgang til aksjonsområder.
- Havner for omlastning og utskipning av utstyr.
- Fartøyer som kan inngå i oljevernberedskapen.
- Mottak av oppsamlet olje og avfallshåndtering

Infrastrukturen i forhold til oljevernberedskap er pr i dag dårligere i Nord-Norge enn lengre sør. Dette skyldes bl.a. at petroleumsaktiviteten er i en begynnende fase og at noe av den manglende infrastrukturen forventes å komme på plass ved eventuelle utbygginger.

Lofotenområdet og Barentshavet er produktive havområder med betydelige gyteområder og fiskebestander. Det er også rike forekomster av sjøfugl i disse områdene. Disse ressursene og potensielle konflikter med oljeaktivitet er berørt i andre delutredninger og blir ikke diskutert her. I forhold til oljevernberedskapen er det imidlertid viktig å være klar over hvor disse naturressursene opptrer og i hvilke tider på året de har størst forekomst. Dette er viktig for å kunne gjennomføre en såkalt netto miljøgevinst analyse (NEBA) for å kunne avgjøre hvilke beredskapstiltak som skal iverksettes (f.eks. mekanisk oppsamling vs. bruk av dispergeringsmiddel eller evt. en strategisk kombinasjon).

Andre spesielle utfordringer knyttet til oljevern i nordområdene er eksisterende basestruktur i forhold til fremtidige utbygginger. Det er lang avstand mellom Hammerfest og Træna samtidig som det er langt til det østlige Barentshavet fra Hammerfest. Hammerfest og Træna ligger imidlertid gunstig til i forhold til utbygginger sør i Lofoten og Troms I og Lopparyggen. Avstanden er lang fra fastlandet og opp til det nordlige Barentshavet. Det må påregnes relativt lang responstid fra baser på fastlandet. Et annet element som kommer inn i det nordlige og delvis østlige Barentshavet er korte drivtider til iskant deler av året.

12.3 Bruk av dispergeringsmiddel

Dispergeringsmidler brukes til å fremskynde den naturlige dispergeringen av olje. Dette bidrar til å redusere mengde olje på overflaten og dermed mulige effekter på sjøfugl, redusere mengde olje som kan strande og mengde olje som kan drive inn mot iskant. Bruk av dispergeringsmiddel gir imidlertid økte konsentrasjoner av dispergerte oljedråper og løste oljekomponenter i vannsøylen. Dette vil imidlertid være sterkt begrenset både i tid og utstrekning før fortykning i sjøvannet bidrar til at konsentrasjonene faller under et nivå som gir effekter. Det er imidlertid akseptert at bruk av dispergeringsmiddel kan gi biologiske effekter på sårbare organismer som fiskeegg og – larver. Planlagt bruk av dispergeringsmiddel må derfor være gjenstand for en kritisk vurdering, og være basert på god dokumentasjon i form av risikobaserte beredskapsanalyser av relevante utslipps-scenarier som tilsier at dispergeringsmiddel (eventuelt i kombinasjon med andre tiltak) vil være det beste tiltaket totalt sett for miljøet i den gitte forurensnings-situasjonen. Det er gjort en vurdering av når bruk av dispergeringsmiddel kan gi størst biologiske effekter for de tre aktivitetsnivåene som er skissert.

Til tross for relativt omfattende litteratur rundt økologiske effekter av olje i vann er det stor usikkerhet og uenighet om hvilke konsentrasjonsnivåer som kan gi effekter og hvilke effekter man snakker om. Det er derfor et stort behov for å gjennomføre realistiske eksponeringsstudier på relevante arter og sammenstille dette med dagens kunnskap for å gjøre oss i stand til å etablere mer realistiske og sikre effektnivåer.

12.4 Ressursbehov i forhold til aktivitetsnivåene

Det er gjennomført en begrenset beredskapsanalyse for et oljefelt dimensjonerende for oljevernberedskapen, fra hvert av de tre aktivitetsnivåene. Det konkluderes med et estimert utstyrsbehov som angitt i tabell 12.1 for hvert av de tre nivåene, forutsatt en utbygging som skissert.

Tabell 12.1 Estimert behov for beredskapsressurser for de tre skisserte aktivitetsnivåene.

	Mulige aktivitetsnivåer					
	Basis		Middels		Høyt	
	Felt/ område	Depot	Felt/ område	Depot	Felt/ område	Depot
Lofoten, felt/område			1		1	
Barentshavet, felt/område	1		1		1	
Hammerfest, NOFO base		2		3		6
Træna, NOFO base				4		4

Områdeberedskapen består av 1 NOFO system og 1 system for kjemisk dispergering.

Basen i Hammerfest vil kunne dekke feltene i Barentshavet på en tilfredsstillende måte, selvom responstiden til Finnmark Øst kan være betydelig. Træna vil kunne dekke Lofoten på en tilfredsstillende måte, men på grunn av relative korte avstander til land og områdets generelle sårbarhet bør det vurderes om det skal opprettes et utstyrsdepot noe nærmere enn Træna.

12.5 Samspill med andre næringer

Trusselbildet fra andre næringer i regionen er først og fremst knyttet til skipstrafikk og da i første rekke transport av Russiske råoljer, malmtrafikken til Narvik og etter 2006 skipstrafikken til Melkøya. Økt oljeaktivitet i Lofoten og Barentshavet vil medføre økt tilgang på forsyningsfartøy i området som kan benyttes både som slepefartøy og kan inngå i den totale oljevernberedskapen. Dette vil være positivt i forhold til det trusselbildet som utgjøres av økt skipstrafikk i området, med transport av Russiske råoljer. Økt oljeaktivitet vil også medføre et økt behov for hjelpfartøyer i oljevernberedskapen. Her kan fiskeflåten være en mulig ressurs og da spesielt trålerflåten og ringnotsnurpere. Lengre sør benyttes tilsvarende fartøyer bl.a. som slepefartøyer i offshore beredskapen. Det vil sannsynligvis være behov for noe modifikasjoner på fartøy som skal inngå i en slik beredskap. Økt oljeaktivitet vil dessuten bidra til økt sikkerhet for fiskerinæringen gjennom en økning av fartøyer i området og økt helikoptertrafikk.

Det forventes en større grad av samordning mellom den private og offentlige beredskapen i nordområdene i tiden som kommer. En eventuell utnyttelse av fiskeflåten i oljevernberedskapen forventes å inngå i den videre diskusjonen

12.6 Anbefalinger

Ut fra de vurderingene som er gjort i dette prosjektet er det fremkommet behov for nærmere utredning av en rekke temaer. Følgende anbefalinger gis:

- Selv om vind- og bølgestatistikk viser at forholdene i Lofoten-Barentshavet er tilnærmet lik Nordsjøen, vil lavere temperatur medføre ekstra utfordringer i nordområdene. Fare for ising kan være en utfordring for båttrafikk, men først og fremst representerer det en utfordring for operasjon av oljevernutstyr. Tiltak for å sikre at mekanisk oljevernutstyr og utstyr for påføring av dispergeringsmiddel virker tilfredsstillende under lave temperaturer bør prioriteres.
- Operasjoner i mørke er en utfordring for all oljevernberedskap. I nordområdene er dette spesielt framtreddende i november, desember og januar, mens det resten av året likt eller bedre sammenlignet med Nordsjøen. Den største utfordringen er å detektere oljen i mørket og samle den effektivt i lensa. Det er ikke tilfredsstillende å basere overvåkingen kun på støtte fra

luften ved f.eks. en langvarig operasjon. Tiltak for å øke effektiviteten av oljevernoperasjoner i mørke bør prioriteres og vil sannsynligvis være en kombinasjon av flere hjelpemidler.

- Ved eventuell oljeaktivitet langt nord i Barentshavet vil konflikt med is og iskant kunne forekomme deler av året. Det er gjennomført prosjekter for å se på oljens oppførsel og forvitring inn i isen (jfr. MIZ-93 og ONA), men kunnskapsnivået om hva som skjer dersom oljen når iskanten er lavt. Det er behov for å studere dette nærmere både i relasjon til oljens oppførsel og forvitring, hvordan oljen migrerer inn i isen og også hvilke sårbare ressurser som finnes i dette området og hvilken effekt oljen kan ha på disse.
- Ved en fremtidig oljeaktivitet i nordområdene er det forventet at mye av den infrastruktur som kreves vil komme på plass. Mottak av olje og oljeholdig masse, mellomlagring og destruering/videreforsendelse kan være et kritisk punkt. Kort responstid for oljevernssystemene er et annet område som vil være kritisk. Det er forventet at basestruktur og behov for feltberedskaps-systemer vil bli vurdert opp mot fremtidige utbygginger.
- Utslipp av olje fra sjøbunnen kan medføre betydelige konsentrasjoner av dispergerte oljedråper og løste oljekomponenter i vannsøylen. I forbindelse med miljørisikoanalyser og beredskapsanalyser er det viktig å være klar over hvilke effekter dette kan gi for organismer i vannsøylen. Det er fortsatt stor usikkerhet og uenighet om hvilke konsentrasjonsnivåer som kan gi effekter og hvilke effekter man snakker om. Det er derfor et stort behov for å gjennomføre realistiske eksponeringsstudier på relevante arter og sammenstille dette med dagens kunnskap for å gjøre oss i stand til å etablere mer realistiske og sikre effektnivåer. Denne type kunnskap vil også sette oss bedre i stand til å vurdere både potensielle miljømessige og konsekvens-reduserende effekter ved bruk av dispergeringsmiddel under ulike forurensnings-scenarier.
- I forbindelse med regulære utslipp, f.eks. produsert vann, benyttes sikkerhetsfaktorer for å omgjøre toksisitetsdata fra litteraturen til såkalte "nulleffektsgrenser" (NOEC). Hvorvidt dette er en fremgangsmåte som også skal benyttes for mer akutte effekter fra uhellsutslipp bør diskuteres og utredes på prinsipielt grunnlag blant fagmiljøene og myndigheter.
- En annen stor utfordring er å estimere effekter på populasjonsnivå forutsatt at effekter på individnivå er etablert. Mange arter har stor naturlig dødelighet (f.eks. fra predatorer) og reproducerer i stort antall. Dette må inkluderes i modeller for å beregne effekter på populasjonsnivå.

Det anbefales derfor at det utarbeides konkrete planer for å igangsette et FoU program for å belyse de problemstillinger som er nevnt over.

13 Referanser

- BAKER, J. M., L. GUZMAN, P.D. BARTLETT, D. I. LITTLE and C.M. WILSON, 1993: "Long-term fate and effects of untreated thick oil deposits on salt marshes". Proceedings of the 1993 Oil Spill Conference, API, Washington DC, 1993. pp. 395-399.
- Baker, J., M., 1995: "Net Environmental Benefit Analysis for Oil Spill Response. Proceedings of the 1995 International Oil Spill Conference. American Petroleum Institute (API), Washington D.C.
- 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 communitues : a long-term field experiment". Proceedings of the 1989 Oil Spill Conference, American Petroleum Insitute, Washington D.C., pp447-454
- Barthel, K. og Houmb, O.G. (1986): "Icing Atlas", Oceanor rapport OCN 86007, Juni 1986
- BOBRA, A.M., ALBERNETHY, S., WELLS, P.G. and MACKAY D., 1984. Recent toxicity studies at the University of Toronto. In: Proc. 7th Arctic Marine Oilspill Program Technical Seminar. Edmonton, Alberta. Environment Canada. pp. 82-90.
- 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.
- CONCAWE 2001: "Environmenta classification of petroleum substances – summary data and rationale. CONCAWE rapport nr.: 01/54.
- Daling, P.S., Brandvik, P.J., Mackay, D., Johansen, Ø., 1990: Characterization of Crude Oils for Environmental Purposes. Oil & Chemical Pollution 7, 1990, pp.199-224.
- Daling, P.S., O.M.Aamo, A.Lewis, T.Strøm-Kristiansen, 1997: SINTEF/IKU Oil-Weathering Model: Predicting Oil Properties at Sea. Proceedings 1997 Oil Spill Conference. API publication No. 4651, Washington D.C., pp. 297-307.
- Downing, K., M.Reed, 1996: Object-oriented migration modelling for biological impact assessment. Ecological Modelling 1996.
- 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.
- Ekrol, N., 1998: Computation of the effectiveness of oil spill response strategies for oil well blowouts at the Norne oil field. SINTEF rapport STF66 F98051 to Statoil.
- 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.
- 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 Insitute, Washington D.C., pp457-463

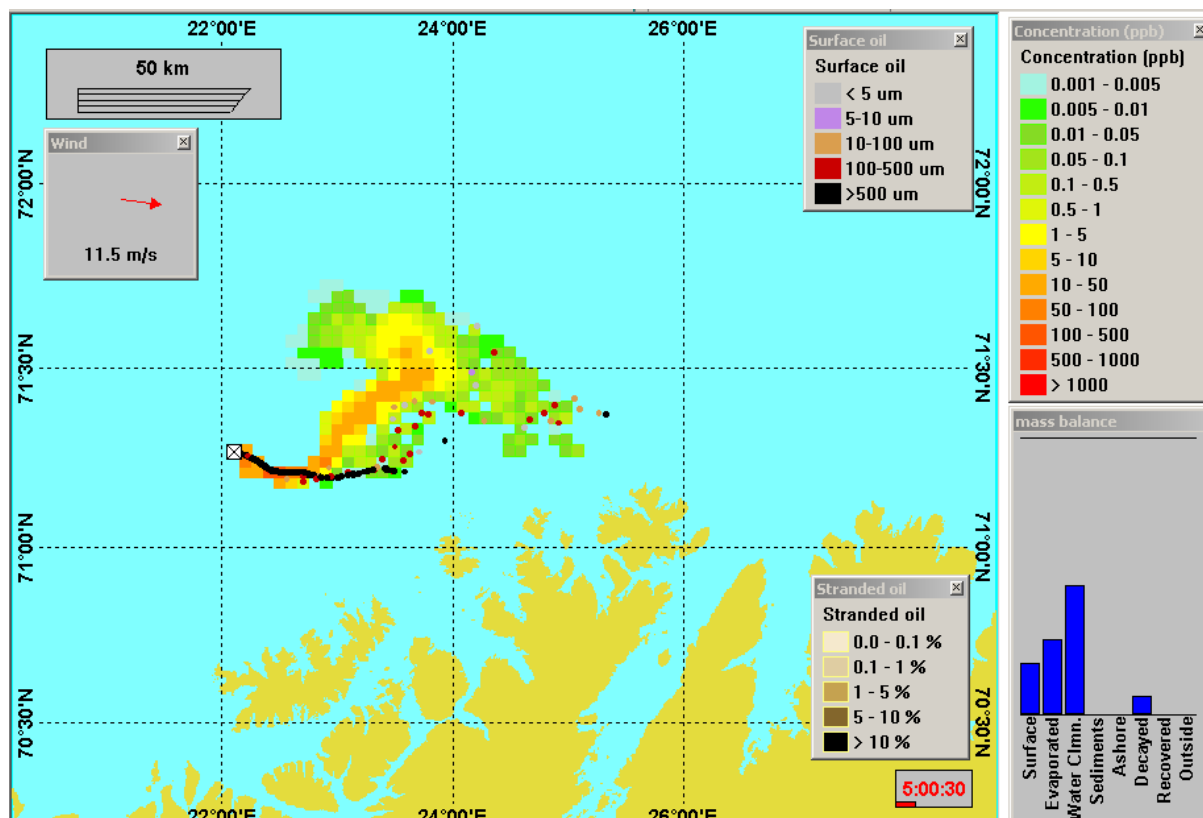
- Hokstad, J.N., D. Altin, O.G. Brakstad, 2001: AMOS Report no. 9: Toxicity correlation studies: Acute toxicity of Water Accommodated Fractions from two crude oils and a condensate assessed with three different toxicity tests. Data report. SINTEF Report no. STF66 F01039.
- Horjen, I. og Vefsnmo, S. (1987): "Time dependent sea spray icing on ships and drilling rigs". NHL-rapport STF60 F87130, November 1987.
- Jensen, H., Tømmervik, T., 1990: "Oljevern i Nordlige og Arktiske farvann – Oljens egenskaper – Del D.2.1 – Viskositet og strømningsegenskaper ved lave temperaturer". SINTEF rapport nr.: 22.1932.00/03/90.
- Johansen, Ø., 2000: "Analyse av statlig oljevernberedskap. OSCAR beregninger for 6 dimensjonerende utslipps-scenarier med og uten oljevertiltak". SINTEF rapport nr.: STF66 F00047.
- Johansen, Ø., Aspholm, O.Ø., Østby, C., 2002: "Utredning av helårs oljeaktivitet i området Lofoten – Barentshavet, uhellsutslipp av olje – konsekvenser i vannsøylen", SINTEF rapport nr.: STF66 F03028.
- Johansen, Ø., Skognes, K., 1999: "Vurdering av statlig oljevernberedskap – Oljedriftberegninger for dimensjonerende hendelser". SINTEF rapport nr.: STF66 F99108.
- 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.
- 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.
- Løset, S., Thorsethaugen, K., Johansen, Ø., 1989: "Oljens egenskaper – Volum 1: Havklima og isforhold". SINTEF rapport nr.: STF A89072.
- MACKAY, D., and WELLS, P.G., 1983. Effectiveness, behaviour, and toxicity of (oil spill) dispersants. In: Proc. 1983 Oil Spill Conference. Washington, D.C., American Petroleum Institute. pp. 65-71.
- 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.
- Melle, W., B.Serigstad, B.Ellertsen, 2001: Environmental risk of deep water oil drilling – A preliminary analysis. Senter for Marint Miljø, Bergen, Rapport no. 1/2001, February 2000.
- Mertins, H.O. (1968): "Icing on fishing vessels due to spray". Mar. No. 221
- NEFF, J.M., and STUBBLEFIELD, W.A., 1995. Chemical and Toxicological Evaluation of Water Quality following the Exxon Valdez Oil Spill. In: Exxon Valdez Oil Spill: Fate And Effects In Alaskan Waters. Wells, P.G., Butler, J.N., and Hughes J.S. (Editors). ASTM STP 1219. pp. 141-177.
- Reed, M., I. Singsaas, P. S. Daling, L. Faksnes, O. G. Brakstad, B. Hetland, and J. Hokstad, 2001. Modeling the Water-Accommodated Fraction in OSCAR2000. Proceedings 2001 International Oil Spill Conference, pp. 1083 - 1091.
- REED, M., AAMO, O.M., and DALING, P.S., 1995a. OSCAR, a Model System for Quantitative Analysis of alternative Oil Spill response Strategies. In: Proc. 18th Arctic Marine Oilspill Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, Ontario. pp. 815-834.

- Reed, M., Aamo, O.M., Brandvik, P.J., Downing, K., Strøm-Kristiansen, T. (1996^a): "Utvikling av en dispergeringsplan for Sture-terminalen". IKU rapport nr.: 43.2194.00/01/96.
- Reed, M., Aamo, O.M., Brandvik, P.J., Downing, K., Strøm-Kristiansen, T., Daling, P.S. (1996^b): "Operasjonell Håndbok for bruk av dispergeringsmidler rundt Sture-terminalen. IKU rapport nr.: 43.2194.00/02/96.
- REED, M., AAMO, O.M., DALING, P.S., 1995b: "Quantitative Analysis of Alternate Oil Spill Response Strategies using OSCAR". Spill Science and Technology Bulletin, vol. 2 no. 1. pp. 67-75.
- Roksvåg, L.A., Skeie, G.M., 2001: "Beredskapsanalyse oljevern – Brønn 7122/7-2 i PL 229". Dokumentnr.: 1083-01-01.
- SCHMIDT, ETKIN, T., 1999 : "Oil Spill Dispersants : From Technology toPolicy". Cutter information Corp. ISBN: 1-57484-104-1
- Serigstad, B., 1991: Effekter på fiskeegg og larver av Gullfaks og Veslefrikk råoljer. Havforskningsinstituttet, Senter for marint miljø nr. 15/1991/HSM.
- Serigstad, B., R.I.Johansen, E.K.Stenevik, S. Mjøs, 1997: Effekter av Troll-olje på marine organismer i de frie vannmasser. Spesiell fokus på hvordan dispergeringsmidler påvirker giftighet og influensområde. Ocean Climate A/S, Bergen, rapp. SA 60474. ISBN 82-461-046-6.
- SINGER et al., 1996: Evaluation of the Aquatic Effects of Crude Oil, Dispersants, and Their Mixtures. AMOP 1996, pp. 497-514.
- SINGER, M.M, et al., 1993: "Comparative toxicity of two oil dispersants to the early life stages of two marine species". Environ. Toxicol. Chem. 12:1855-1863 (1993).
- SINGER, M.M. et al., 1990:"A simple continuous-flow toxicity test system for microscopic life stages of aquatic organisms". Water Res. 24:899-903 (1990).
- SINGER, M.M. et al., 1991: "Effects of spiked exposure to an oil dispersant on the early life stages of four marine species". Environ. Toxicol.Chem. 19:1367-1374 (1991).
- Singsaas I., Skognes K., Ekrol N., Johansen Ø., Reed M. and Nygaard T., 1999^a: "Teknisk bakgrunnsrapport for Jotun Oljevern Beredskapsplan. Oljevern utslippsscenarier, statistiske oljedriftsberegninger og beredskapsanalyse for Jotun". SINTEF rapport STF66 A99003.
- Singsaas, I., Daling, P.S., Reed, M., Moldestad, M.Ø., Jensen, H.V., 2001: "The Influence of Physical-Chemical and Rheological Properties of Oils on Skimmer Performance". Proceedings at the 2001 AMOP conference.
- Singsaas, I., Rye, H., Skognes, K., Ekrol, N., Johansen, Ø., Reed, M. og Nygaard, T., 1999^b: "Teknisk bakgrunnsrapport for Visund Oljevern Beredskapsplan. Oljevern utslippsscenarier, statistiske oljedriftsberegninger og beredskapsanalyse for Visund". SINTEF rapport STF66 A99042.
- Singsaas, I., Skognes, K., Ekrol, N. and Nygaard, T., 1999^c: "Teknisk rapport: Beredskapsanalyse oljevern for Balderfeltet". SINTEF rapport STF66 F99047.
- Stokke, K., Rødal, J., 2001: "Risk-based oil spill emergency preparedness on the Norwegian continental shelf". Proceedings at the 2001 International Oil Spill Conference.
- 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.
- Vefsnmo, S., Jensen, H.V., Singsaas, I., Guenette, C., 1999: "Oil Spill Response in Ice Infested waters". SINTEF rapport nr.: STF22 F96202.
- Aamo, O.M., M.Reed, K.Downing, 1996: Calibration, verification and sensitivity analysis of the SINTEF oil spill contingency and response (OSCAR) model system (in Nowegian). Report no. 42.4048.00/01/96. 87p.
- Aamo, O.M., M.Reed, P.S.Daling, 1995: Evaluering av miljøkonsekvenser og effektivitet av oljevernoperasjoner ved en mulig endring i førstelinjeberedskapen på Veslefrikk-feltet. IKU rapport nr. 43.2193.00/01/95, 1995.

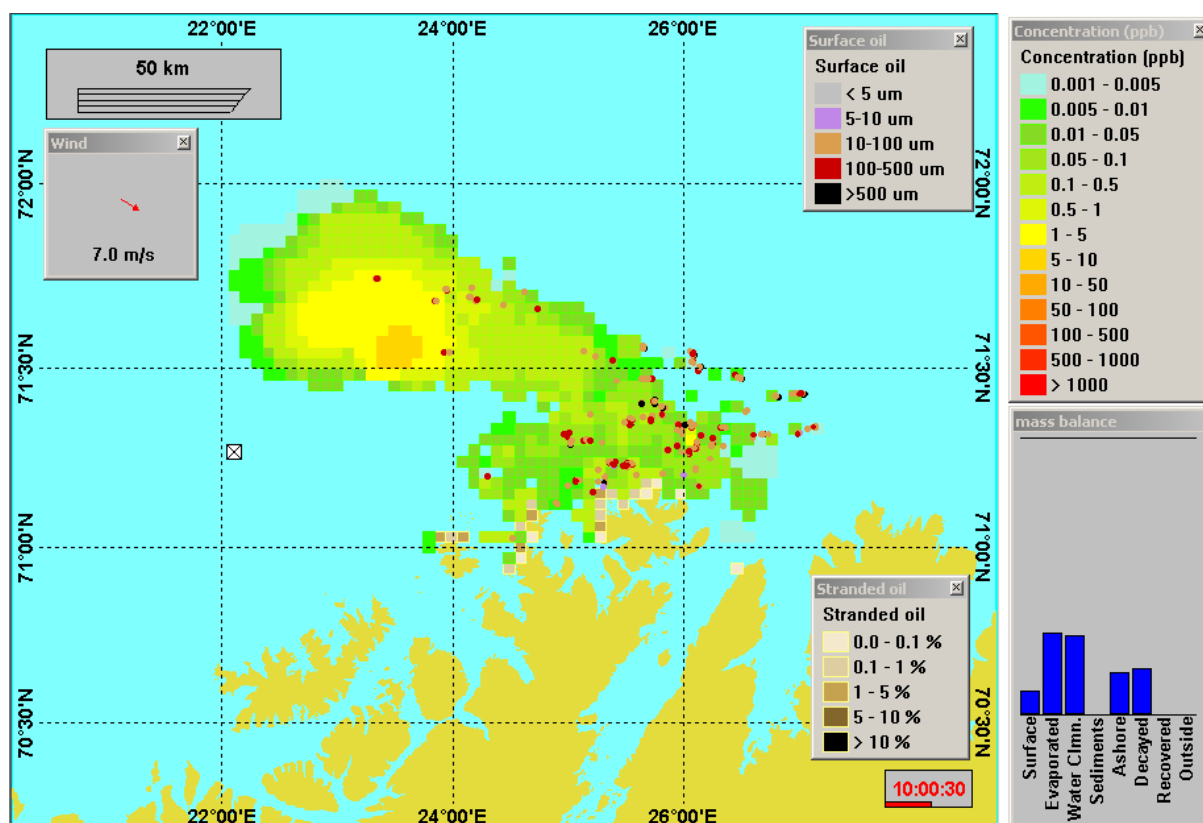
Aamo, O.M., M.Reed, P.S.Daling, Ø.Johansen, 1993: A Laboratory-Based Weathering Model: PC Version for Coupling to Transport Models. Proceedings of the 1993 Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, pp. 617-626.

Vedlegg A: Scenariobasert beredskapsanalyse

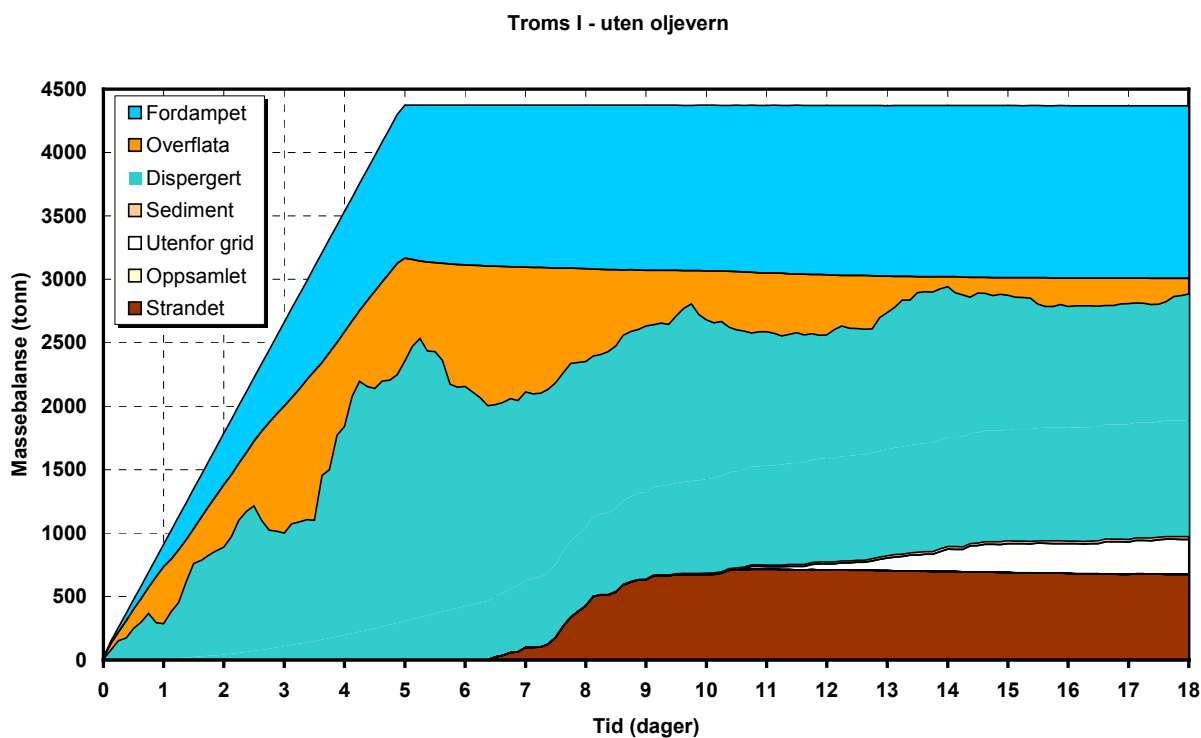
A.1 Beredskapsanalyse basisnivå: Troms I



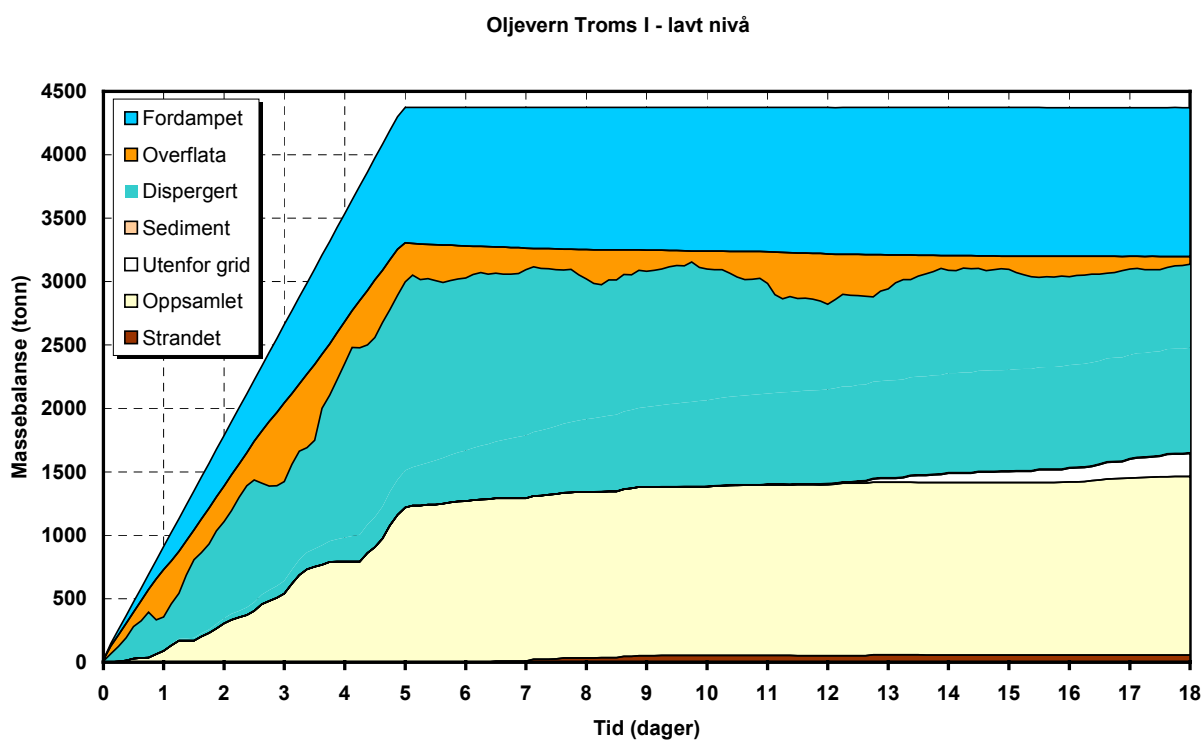
Figur A.1 Simulering av overflateolje og konsentrasjoner av naturlig dispergert olje fra analysen for Troms I uten oljevern – 5 døgn fra start.



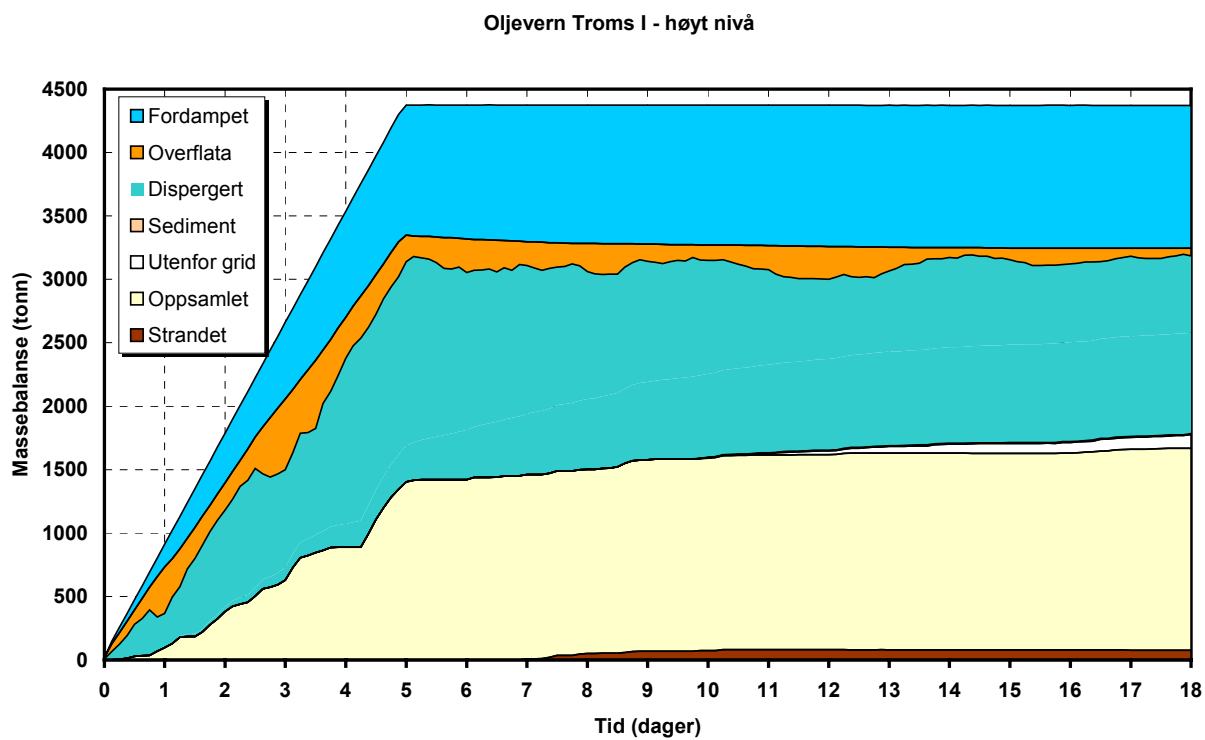
Figur A.2 Simulering av overflateolje og konsentrasjoner av naturlig dispergert olje fra analysen for Troms I uten oljevern – 10 døgn fra start.



Figur A.3 Massebalanse for Troms I uten oljevern.

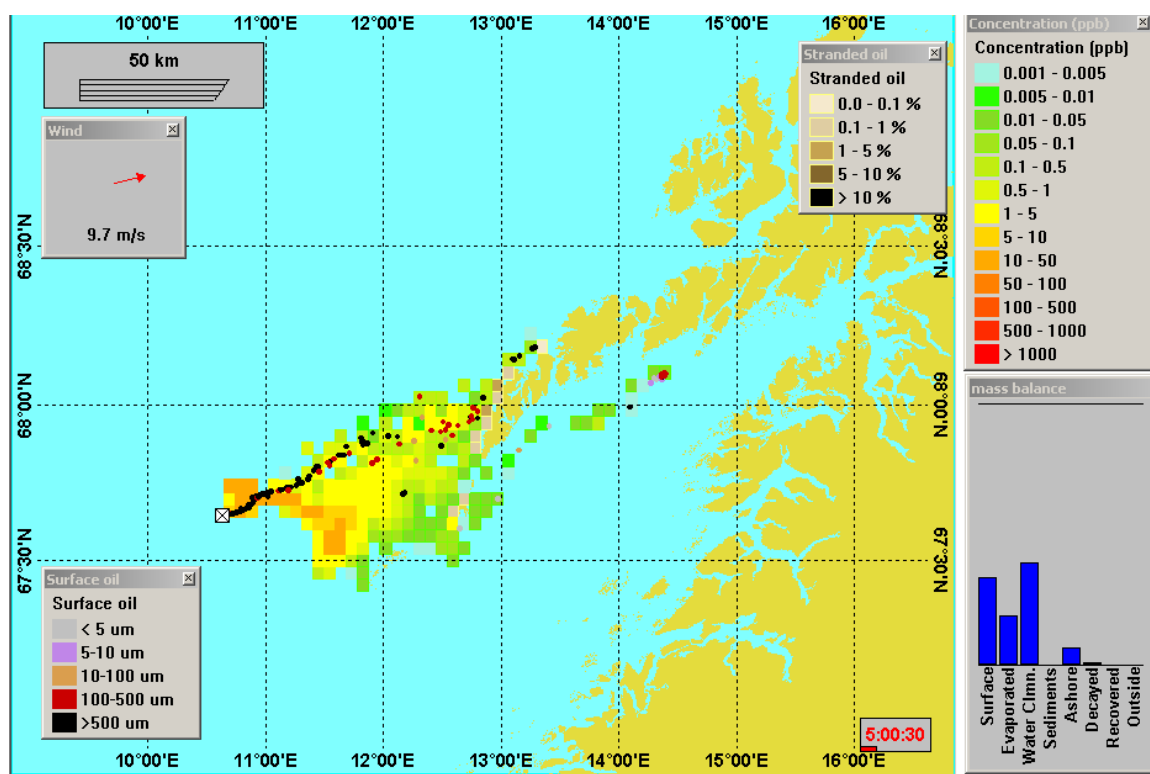


Figur A.4 Massebalanse for Troms I med oljevern "lavt nivå".

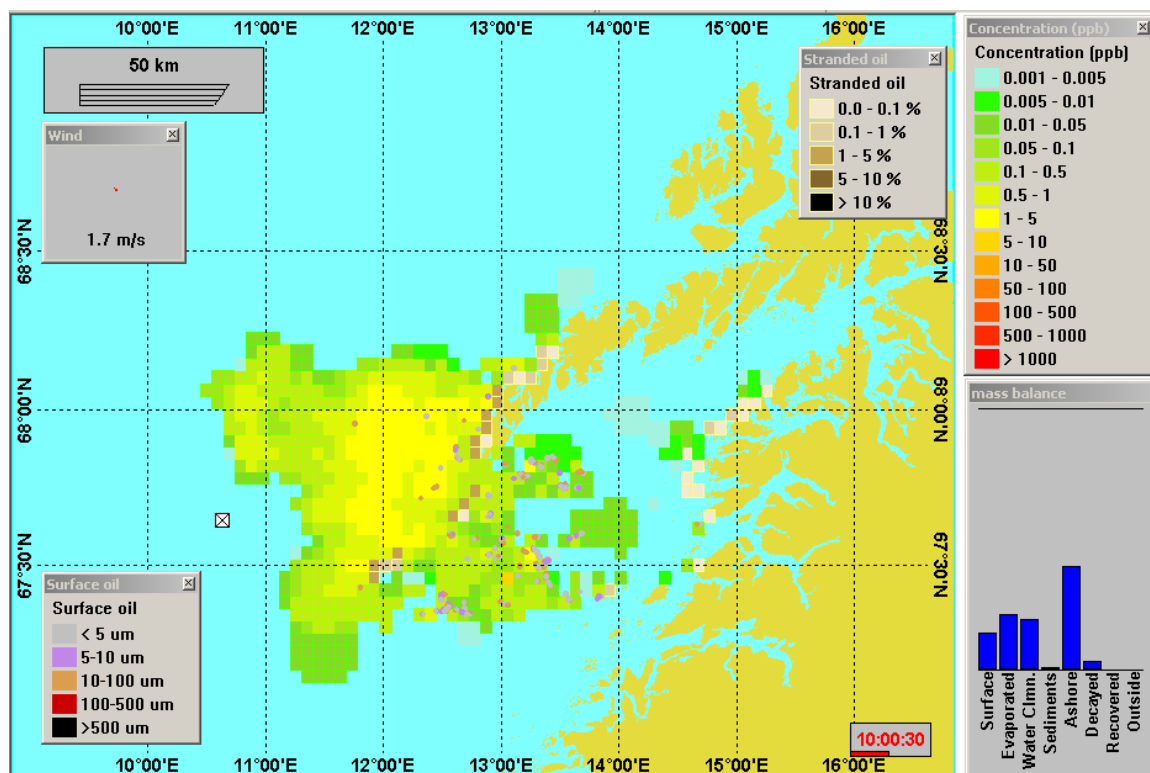


Figur A.5 Massebalanse for Troms I med oljevern "høyt nivå".

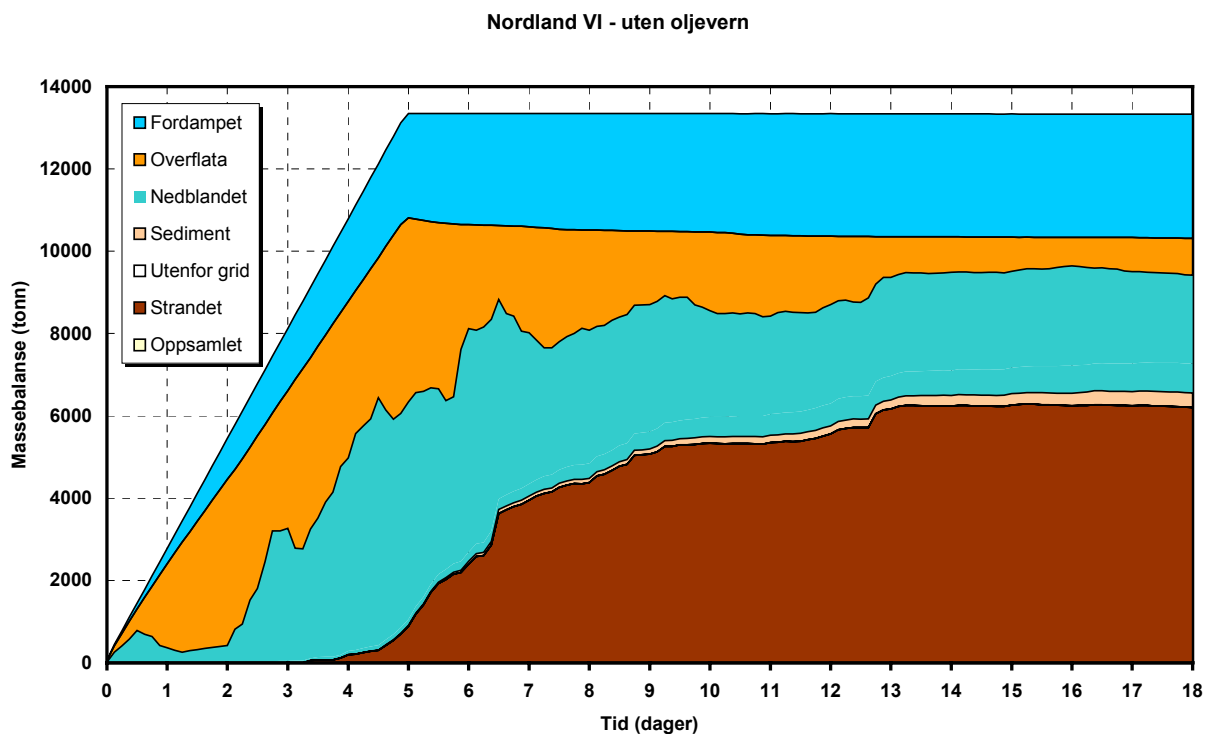
A.2 Beredskapsanalyse middels aktivitetsnivå: Nordland VI



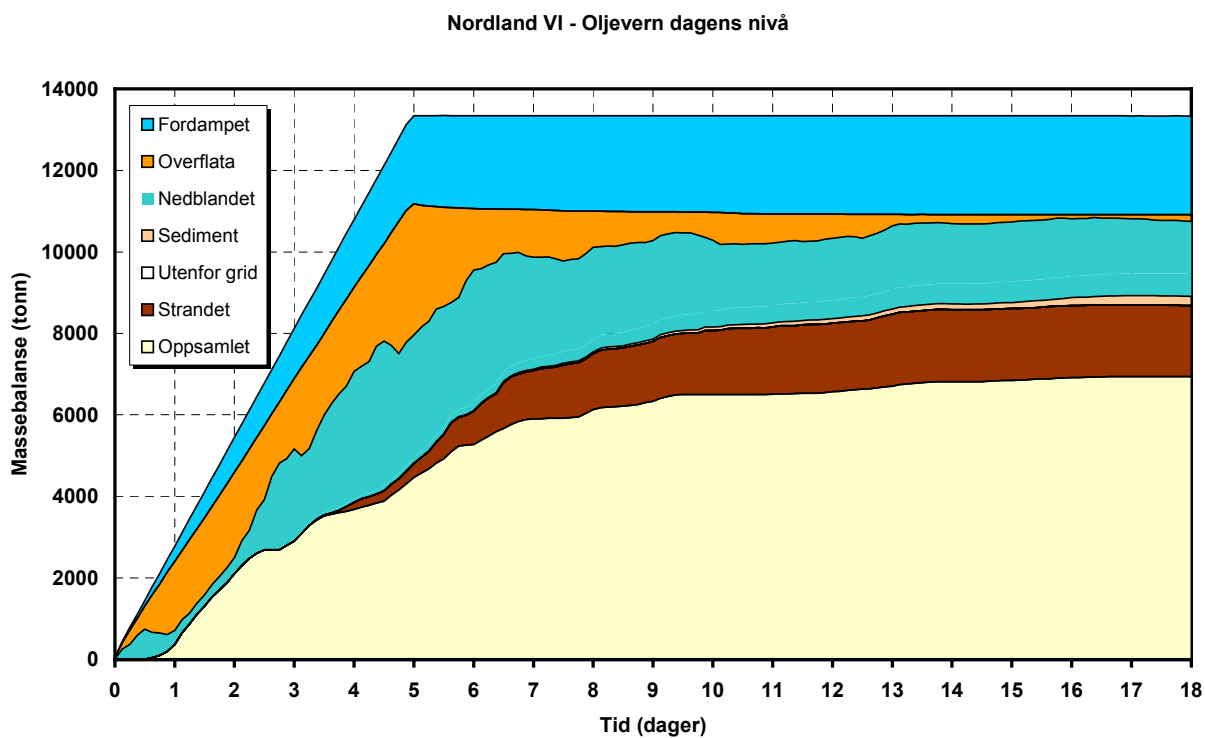
Figur A.6 Simulering av overflateolje og konsentrasjoner av naturlig dispergert olje fra analysen for Nordland VI uten oljevern – 5 døgn fra start.



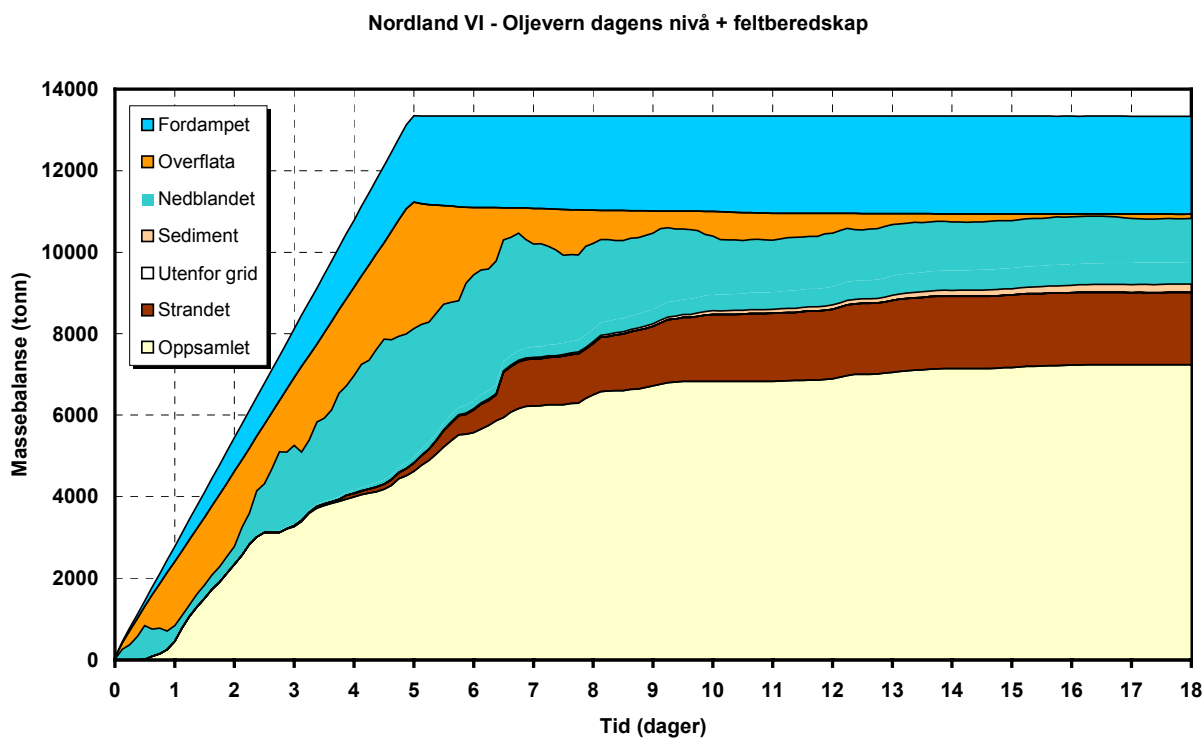
Figur A.7 Simulering av overflateolje og konsentrasjoner av naturlig dispergert olje fra analysen for Nordland VI uten oljevern – 10 døgn fra start.



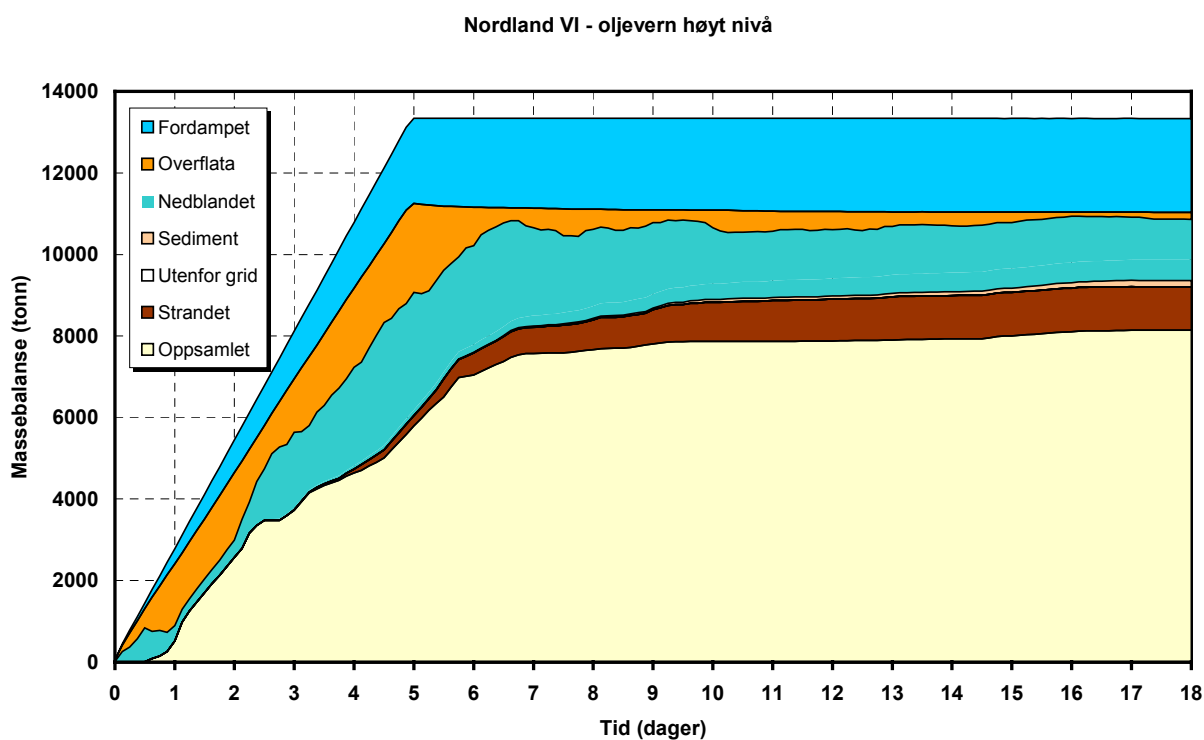
Figur A.8 Massebalanse for Nordland VI uten oljevern.



Figur A.9 Massebalanse for Nordland VI med oljevern "lavt nivå".

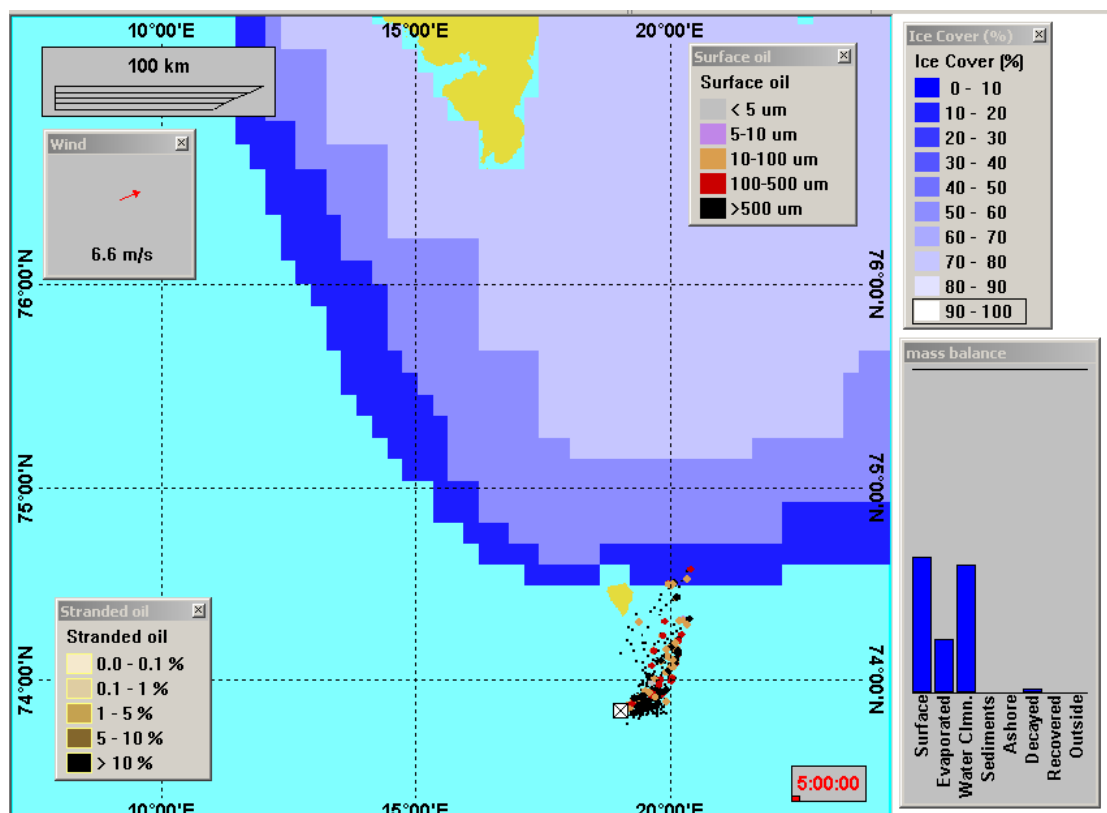


Figur A.10 Massebalanse for Nordland VI med oljevern “lavt nivå” + feltberedskap..

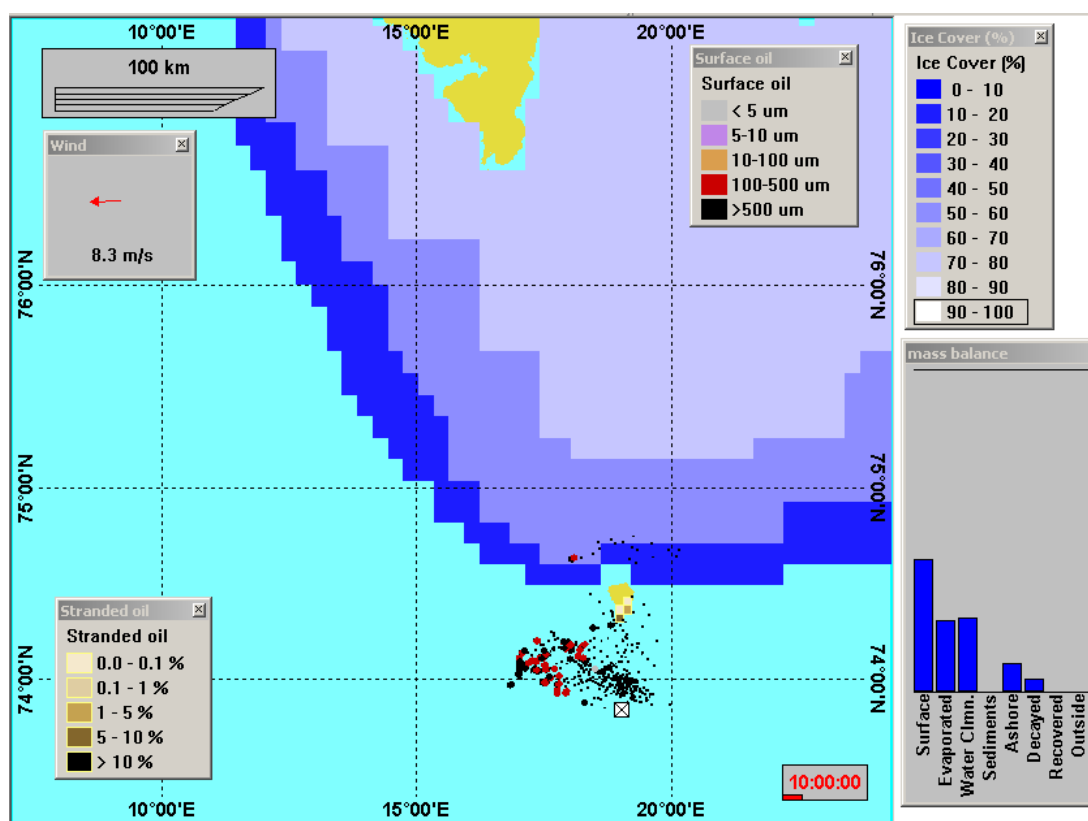


Figur A.11 Massebalanse for Nordland VI med oljevern “høyt nivå”..

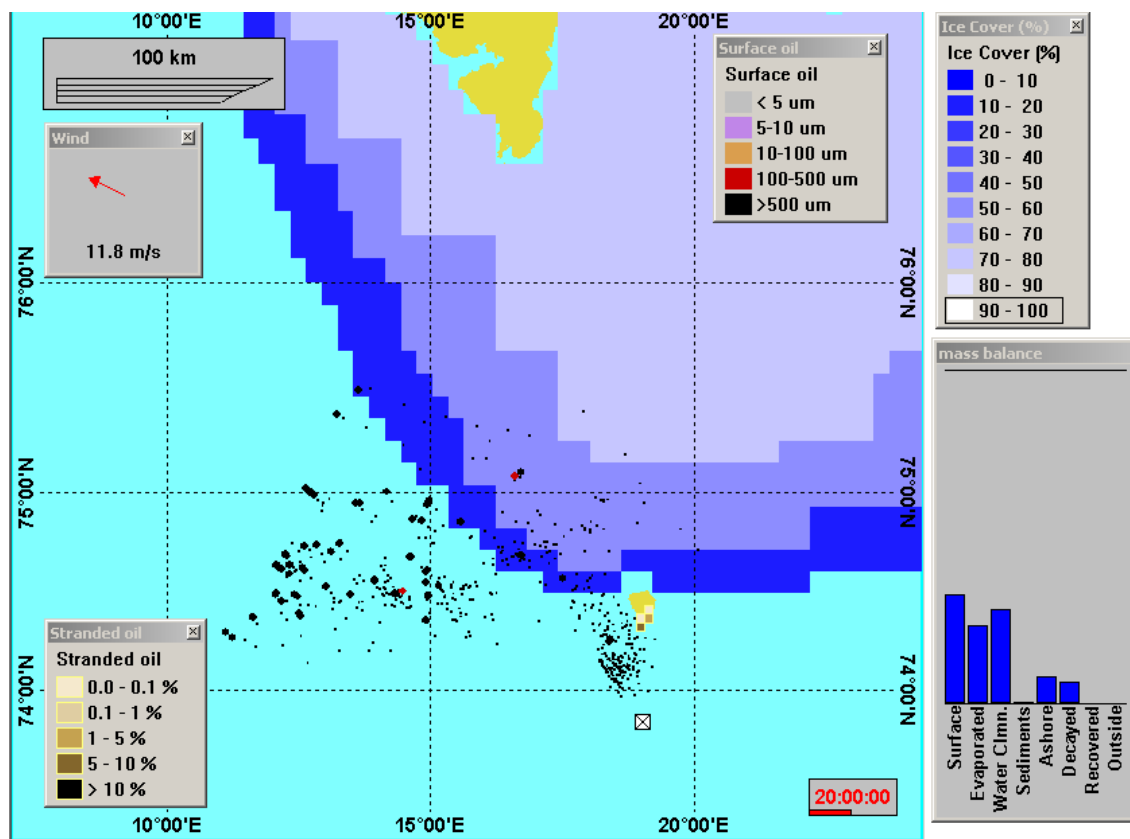
A.3 Beredskapsanalyse høyt aktivitetsnivå: Bjørnøya Vest



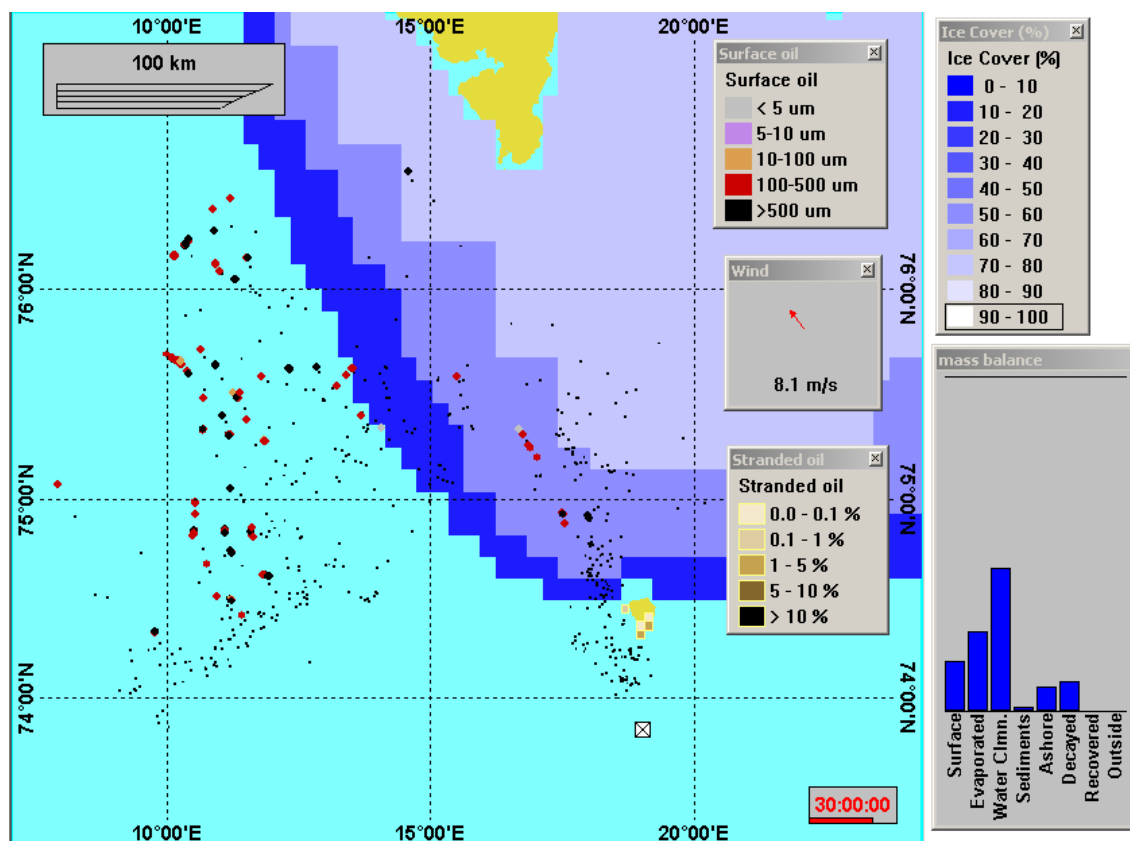
Figur A.12 Simulering av overflateolje og olje mot iskant fra analysen for Bjørnøya Vest uten oljevern – 5 døgn fra start.



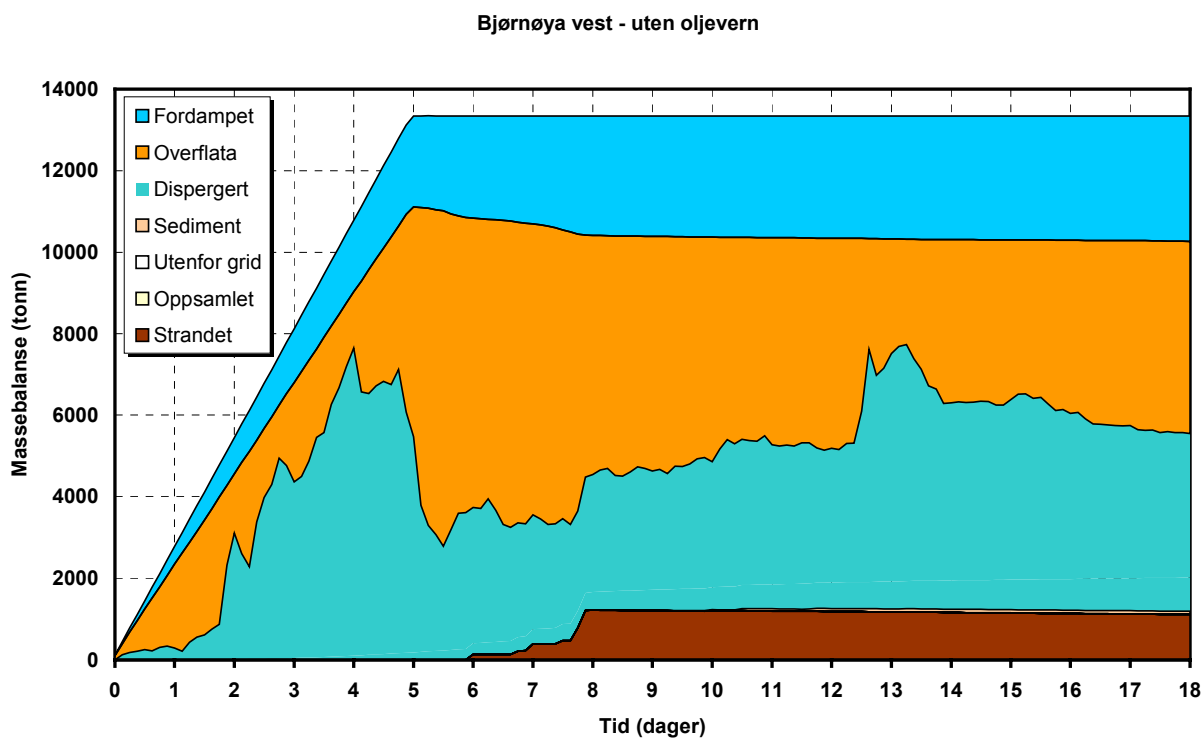
Figur A.13 Simulering av overflateolje og olje mot iskant fra analysen for Bjørnøya Vest uten oljevern – 10 døgn fra start.



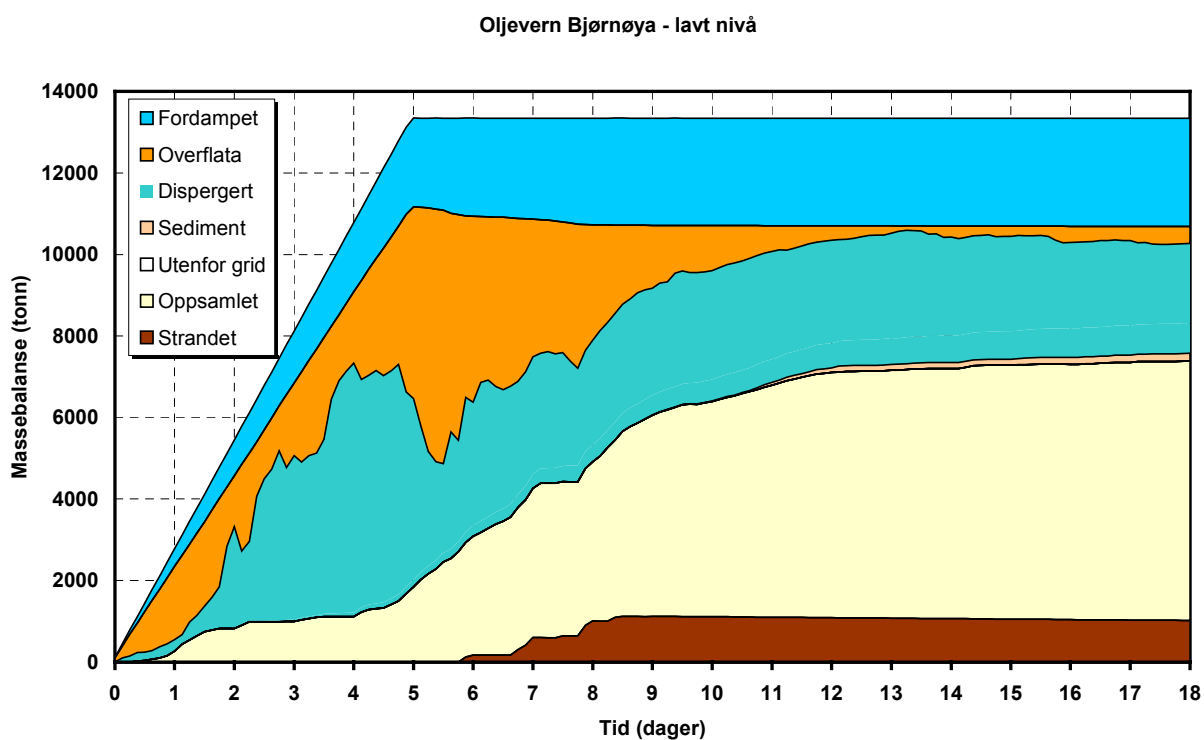
Figur A.14 Simulering av overflateolje og olje mot iskant fra analysen for Bjørnøya Vest uten oljevern – 20 dogn fra start.



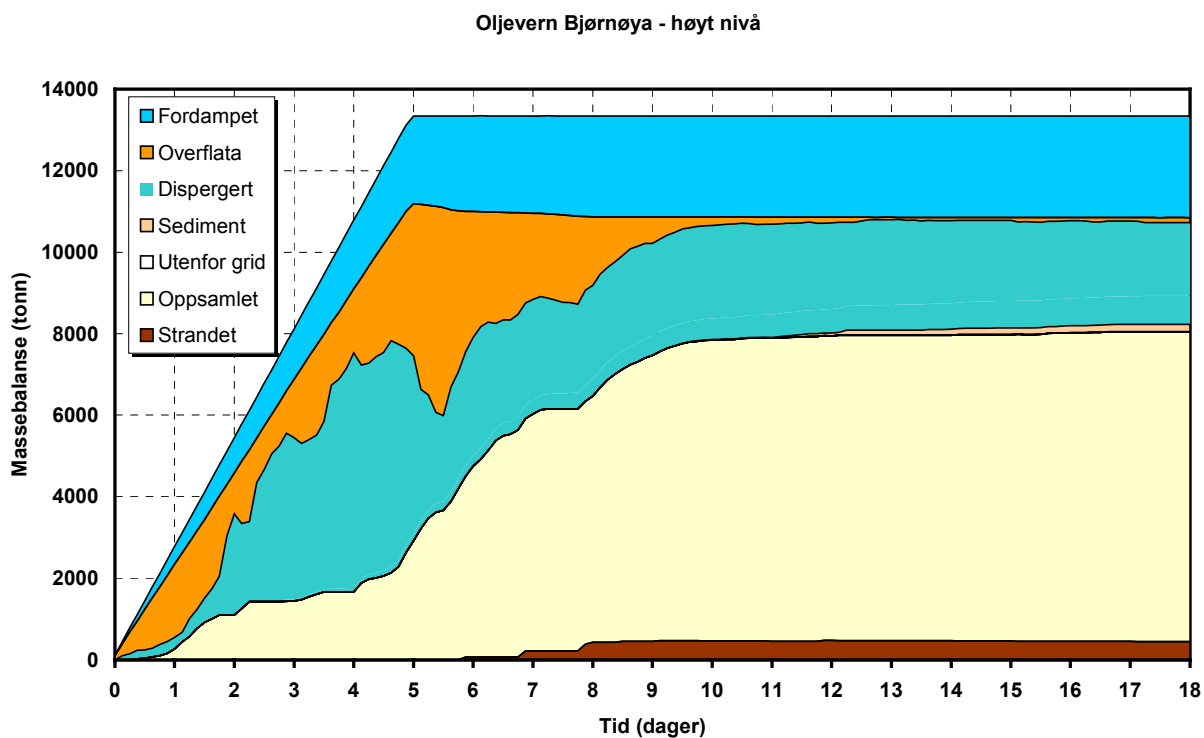
Figur A.15 Simulering av overflateolje og olje mot iskant fra analysen for Bjørnøya Vest uten oljevern – 30 dogn fra start.



Figur A.16 Massebalanse for Bjørnøya Vest uten oljevern.



Figur A.17 Massebalanse for Bjørnøya Vest med oljevern "lavt nivå".



Figur A.18 Massebalanse for Bjørnøya Vest med oljevern "høyt nivå".