

**SINTEF Materialer og kjemi**

Postadresse: 7465 Trondheim  
Besøksadresse: Brattørkaia 17B,  
4. etg.  
Telefon: 4000 3730  
Telefaks: 930 70730

Foretaksregisteret: NO 948 007 029 MVA

# SINTEF RAPPORT

TITTEL

**Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet – Sektor petroleum og energi.****Oljevern, saksnr. 07/00238**

FORFATTER(E)

Ivar Singasaas, Øistein Johansen, Svein Ramstad, Trond Nordtug, Janne L. Resby, Per S. Daling

OPPDRAKSGIVER(E)

Olje- og energidepartementet

RAPPORTNR. <b>SINTEF F5443</b>	GRADERING <b>Fortrolig</b>	OPPDRAKSGIVERS REF. <b>Steinar Nesse, Espen A. Hauge</b>	
GRADER. DENNE SIDE <b>Fortrolig</b>	ISBN	PROSJEKTNR. <b>800936</b>	ANTALL SIDER OG BILAG <b>84</b>
ELEKTRONISK ARKIVKODE Rapport_final.doc		PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) <b>Ivar Singasaas</b> <i>Ivar Singasaas</i>	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) <b>Per S. Daling</b> <i>Per S. Daling</i>
ARKIVKODE	DATO <b>2008-01-02</b>	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) <b>Tore Aunaas, forskningssjef</b> <i>Tore Aunaas</i>	

## SAMMENDRAG

Denne studien beskriver eksisterende oljevernberedskap i Norge inklusive Norskehavet, hvordan norsk oljevernberedskap er organisert og teknologiutvikling som pågår for å gjøre den enda bedre. Effektiviteten til oljevernberedskapen i Norskehavet diskuteres i forhold til dagens aktivitetsnivå og mulige fremtidige utviklingsscenarier.

Ut fra dagens aktivitet i utredningsområdet og fremtidig aktivitet som hovedsakelig ser ut til å finne sted i Haltenbanken området, er det i denne vurderingen ikke fremkommet informasjon som tilsier at dagens infrastruktur og basestruktur er utilstrekkelig i forhold til å opprettholde en god oljevernberedskap. Det er imidlertid et behov for å styrke den kystnære beredskapen og strandsonerberedskapen. Det vil stilles nye krav ved en eventuell fremtidig utbygging i Jan Mayen området. Dersom det skulle bli aktuelt med fremtidige utbygginger nær land (for eksempel på Møre) kan det være et behov for å flytte noe utstyr i nærhet av slike felt.

En fremtidig innsats på forbedring av oljevernberedskapen i området bør fokusere på videreutvikling av teknologien og styrking av kyst- og strandsonerberedskapen.

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Oljevern	Oil Spill Contingency
GRUPPE 2	Miljø	Environment
EGENVALGTE	Norskehavet	Norwegian Sea

## INNHALDSFORTEGNELSE

<b>Oppsummering .....</b>	<b>4</b>
<b>Definisjoner .....</b>	<b>5</b>
<b>1 Innledning .....</b>	<b>6</b>
<b>2 Eksisterende oljevernberedskap og teknologiutvikling .....</b>	<b>8</b>
2.1 Organisering av norsk oljevernberedskap .....	8
2.1.1 Privat beredskap .....	8
2.1.2 Kommunal og statlig beredskap .....	11
2.1.3 Strandsoneberedskap .....	11
2.2 Eksisterende privat oljevernberedskap i regionen .....	12
2.2.1 NOFO beredskapen .....	13
2.2.2 Områdeberedskapen på Haltenbanken .....	14
2.2.3 Annen privat beredskap .....	14
2.3 Statlig og kommunal beredskap i regionen .....	15
2.3.1 Kystverket .....	15
2.3.2 Kystvakten .....	15
2.3.3 IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning) .....	15
2.4 Teknologiutvikling og pågående FoU .....	16
2.4.1 Pågående teknologiutvikling sjø .....	16
2.4.2 Pågående teknologiutvikling strand/kystnært .....	17
2.4.3 Fremtidige behov for teknologiutvikling (strand/kystnært) .....	19
2.5 Erfaring fra øvelser og aksjoner .....	19
2.5.1 Øvelser i NOFO regi .....	19
2.5.2 Erfaring fra aksjoner .....	20
<b>3 Klima og infrastruktur i regionen .....</b>	<b>26</b>
3.1 Klimatiske forhold .....	26
3.1.1 Vind og bølger .....	26
3.1.2 Dagslys og mørke .....	27
3.1.3 Ising .....	27
3.1.4 Oppsummering klimatiske forhold .....	30
3.2 Infrastruktur .....	31
3.2.1 Veinettet .....	31
3.2.2 Lufttransport .....	32
3.2.3 Sjøtransport .....	32
3.2.4 Logistikk .....	33
3.2.5 Avfallshåndtering .....	33
<b>4 Forventet effektivitet ved bruk av forskjellige beredskapsteknikker .....</b>	<b>34</b>
4.1 Mekanisk oppsamling .....	34
4.1.1 Fartøyer: .....	34
4.1.2 Lensemateriell: .....	34
4.1.3 Oljeopptakere (skimmere): .....	35
4.1.4 Forventet effektivitet ved mekanisk oppsamling .....	36
4.2 Bruk av dispergeringsmiddel .....	39
4.3 Deteksjon og overvåking .....	42
4.4 Kystnære aksjoner og strandsanering .....	42
4.4.1 Tiltak for å beskytte strandsonen .....	43
4.4.2 Metoder for strandsanering .....	44

<b>5</b>	<b>Potensielle miljøkonsekvenser relatert til beredskap.....</b>	<b>48</b>
5.1	Miljøressurser i regionen (Basert på Ottesen & Auran (2007)).....	48
5.2	Potensielle biologiske effekter fra oljeutslipp.....	49
5.2.1	Potensielle effekter i vannsøylen .....	50
5.2.2	Effekter av olje på havoverflaten .....	50
5.2.3	Effekter på strand og tilknyttede strandsaneringsteknikker .....	51
5.2.4	Nyere FoU .....	53
<b>6</b>	<b>Simuleringer av oljeverntiltak for utslipp på Mørekyten.....</b>	<b>55</b>
6.1	OSCAR-modellen .....	55
6.2	Utslippbetingelser og valg av scenarier .....	56
6.3	Langvarig utblåsning .....	57
6.3.1	Oljedriftsberegninger .....	57
6.3.2	Effekter av oljeverntiltak .....	59
6.4	Kortvarig utslipp .....	63
6.4.1	Oljedriftsberegninger .....	63
6.4.2	Effekter av oljeverntiltak .....	67
<b>7</b>	<b>Vurdering av behov for beredskapsressurser i området basert på forskjellige aktivitetsnivåer .....</b>	<b>71</b>
7.1	Aktivitetsnivåene og mulige utslippsscenarioer .....	71
7.2	Norskehavets oljer: Egenskaper relatert til tiltak.....	72
7.2.1	Klassifisering av gass, olje og kondensat.....	72
7.2.2	Kjemisk sammensetning av råoljer .....	73
7.2.3	Kategorier av oljetyper.....	73
7.2.4	Kategorisering og forvitringsegenskapene til oljer i Norskehavet.....	74
7.3	Potensielle influensområder basert på gjennomførte oljedriftsberegninger .....	76
7.4	Vurdering av beredskapsressurser, responstider og basestruktur .....	78
7.4.1	Dagens aktivitetsnivå .....	78
7.4.2	Forventet toppnivå i olje- og kondensatproduksjonen, år 2013.....	78
7.4.3	År 2025 .....	78
7.4.4	Mulig fremtidig oljeproduksjon på kystnært felt på Møre.....	79
7.4.5	Mulig fremtidig produksjon i Jan Mayen området .....	79
7.5	Oppsummering.....	79
<b>8</b>	<b>Samspill med andre næringer .....</b>	<b>81</b>
8.1	Andre næringer i utredningsområdet med behov for oljevern beredskap.....	81
8.1.1	Skipstrafikk .....	81
8.1.2	Landanlegg.....	81
8.2	Samspill mellom økt oljeaktivitet og andre næringer .....	81
<b>9</b>	<b>Oppsummering og konklusjoner .....</b>	<b>82</b>
<b>10</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>83</b>

## Oppsummering

Ut fra dagens aktivitet i utredningsområdet og fremtidig aktivitet som hovedsakelig ser ut til å finne sted i Haltenbanken området, er det i denne vurderingen ikke fremkommet informasjon som tilsier at dagens infrastruktur og basestruktur er utilstrekkelig i forhold til å opprettholde en god oljevernberedskap. Det er imidlertid et behov for å styrke den kystnære beredskapen og strandsoneberedskapen. Det vil stilles nye krav ved en eventuell fremtidig utbygging i Jan Mayen området. Dersom det skulle bli aktuelt med fremtidige utbygginger nær land (for eksempel på Møre) kan det være et behov for å flytte noe utstyr i nærhet av slike felt.

En fremtidig innsats på forbedring av oljevernberedskapen i området bør fokusere på videreutvikling av teknologien og styrking av kyst- og strandsoneberedskapen:

- **Mekanisk oppsamling**  
Videreutvikling av teknologien til å kunne operere i noe større bølgehøyde bør prioriteres. Det er et potensiale til øke værinduet selv om det er en øvre grense mht. bølgeaktivitet i forhold til om oljen er tilgjengelig på overflaten eller ikke. Dersom man antar at dagens lenser har klare begrensninger ved signifikante bølgehøyder over 2,5 m og naturlig dispergering av de fleste råoljer kanskje vil være en dominerende prosess ved signifikante bølgehøyder over 5 m, kan det være en fremtidig målsetting å utvikle utstyr som kan operere i bølgehøyder opp mot 4,5 – 5 m med større grad av effektivitet. Operasjonelle støtteverktøy er også viktig i forhold til mekanisk oppsamling, for eksempel i forbindelse med nattoperasjoner (for eksempel IR kamera på båter).
- **Bruk av dispergeringsmiddel**  
Potensialet for forbedring og videreutvikling av dagens påføringsutstyr er stort. Dette gjelder både fra helikopter og båt. Videre bør man dokumentere bedre potensialet for bruk av dispergeringsmiddel som et miljøskadereduserende tiltak i mer kystnære og grunne farvann. Dette vil danne grunnlaget for videreutvikling av operative modellverktøy for bruk i beredskapsplanlegging og for å kunne ta raske beslutninger for bruk av dispergeringsmidler i kystnære og spesielle miljøfølsomme områder.
- **Kystnært og i strandsonen**  
Her er det også et stort potensiale både for teknologiutvikling og in-situ teknikker.. Det finnes allerede planer for utvikling av utstyr for påføring av strandrensemidler fra sjøen. In-situ teknikker som går på å ”hjelp naturen” er et viktig bidrag i strandsanering – her pågår det FoU som skal bidra til forbedret forståelse og på tiltakssiden etter hvert. Å ha realistiske testområder er viktig i den sammenheng. I og med at den kommunale beredskapen ikke i utgangspunktet er dimensjonert for landpåslag fra større utslipp offshore vil det være et behov for styrking av kyst- og strandsoneberedskapen, både mht. utstyr, kompetanse og menneskelige ressurser.
- **Biologiske effekter**  
For å kunne gjøre gode analyser i forhold til å vurdere hva som kan gi minst miljøskade i en utslippssituasjon er det viktig med kartlegging og modellering av geografisk og temporal utbredelse av naturressurser i området. Videre er det fortsatt behov for å kunne bestemme realistiske effektgrenser og miljørisiko knyttet til tilstedeværelsen av forskjellige kvaliteter av olje på strand, sjøoverflate og i vannsøylen.

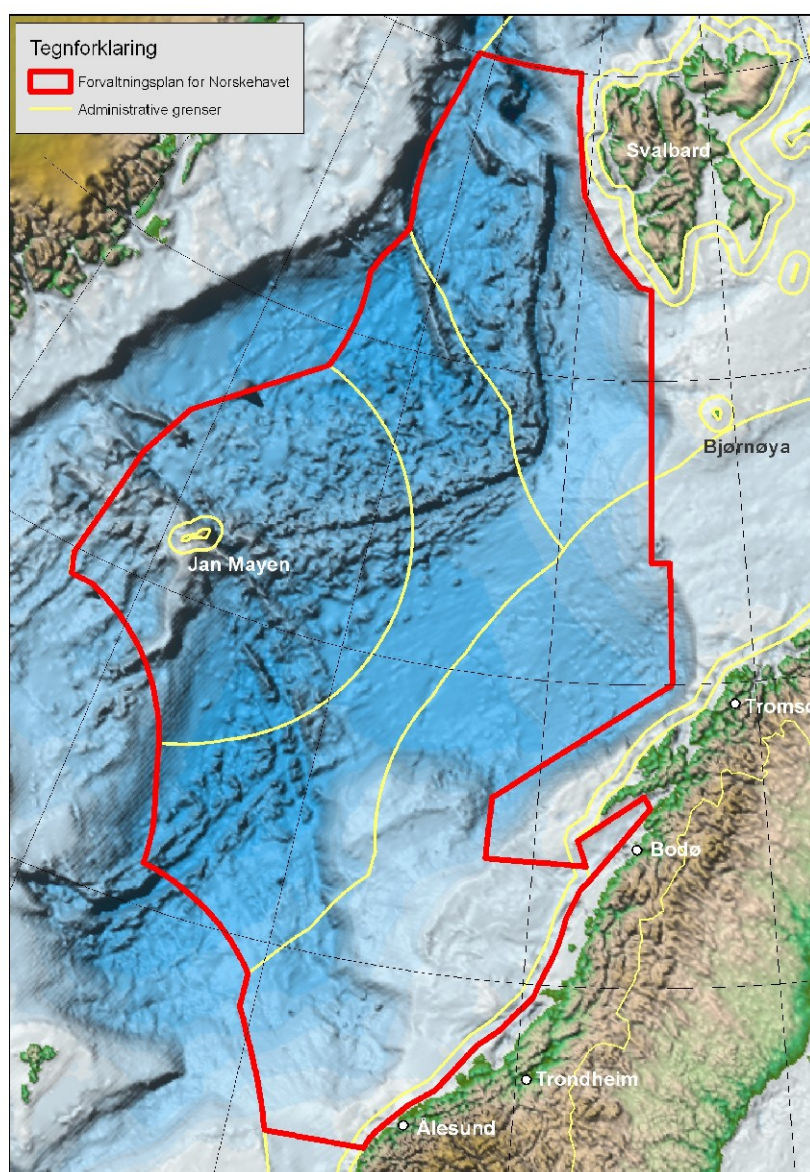
## Definisjoner

AIS	Skipsbasert Automatisk Identifikasjons System som opererer i det maritime VHF båndet.
FLIR	Forward Looking Infrarød Spektroskopi. Brukes i deteksjon av olje på sjøen, gjerne i mørket eller dårlig sikt. Brukes oftest fra fly, helikopter eller Aerostat.
HFNH	Helhetlig Forvaltningsplan for Norskehavet
IR	Infrarød Spektroskopi. Brukes i deteksjon av olje på sjøen, gjerne i mørket eller dårlig sikt.
IUA	Interkommunale Utvalg mot Akutt forurensning
KyV	Kystverket
MOB	Modell for prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs kysten og på Svalbard.
NOFO	Norsk Oljevernforening for Operatørselskaper
OED	Olje- og Energidepartementet
OLF	Oljeindustriens landsforening
OPV	Olje-på-vann øvelser, gjennomføres av NOFO
OR-klasse	Oil Recovery – betegnelse på fartøy som kan inngå i oljevernberedskapen og kan ta om bord oppsamlet olje.
SAR	Synthetic Aperture Radar. Brukes i deteksjon av olje på sjøen.
SFT	Statens Forurensningstilsyn
SKL	Skadestedsleder
SLAR	Side-Looking Airborne Radar. Brukes i deteksjon av olje på sjøen.

## 1 Innledning

Regjeringen har satt i gang en prosess for å etablere en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH). Som en del av grunnlaget for utarbeidelse av forvaltningsplanen skal det gjennomføres sektorvise utredninger av konsekvenser, med målsetning om å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å balansere næringsinteresser knyttet til fiskeri, skipsfart og petroleumsvirksomhet innenfor rammen av en bærekraftig utvikling. Olje- og energidepartementet er ansvarlig for gjennomføring av utredningen for sektor petroleum og energi.

HFNH dekker områdene utenfor grunnlinjen i norsk økonomisk sone fra 62 °N til 80 °N, inkludert dypvannsområder i norsk økonomisk sone vest for Barentshavet og i fiskevernsonen ved Svalbard (vest for Svalbard), samt fiskerisonen ved Jan Mayen og "Smuthavet". Figur 1.1 viser utredningsområdet.



Figur 1.1 Utredningsområdet

Gjennom en anbudsrunde fikk SINTEF i oppdrag å gjennomføre en utredning med temaet: "Oljevern, sektor petroleum og energi, i forbindelse med utarbeidelse av helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet". Basis for arbeidet har vært OED's anbudsinnbydelse og tilhørende dokumentasjon.

Denne studien har fokus både på offshore oljevernberedskap representert hovedsakelig ved NOFO og oljeselskapene sine ressurser og kyst- / strandsoneberedskap representert ved Kystverket og den interkommunale beredskapen (IUA). Det er gjennomført en egen utredning for skipsfart så denne utredningen tar kun for seg petroleumsaktiviteter offshore.

Utredningen beskriver den oljevernberedskapen som finnes i Norge i dag med fokus på ressurser i nærhet til utredningsområdet. Videre diskuteres utfordringene vi har med hensyn til klima og infrastruktur i regionen. I samråd med OED har vi valgt å gjennomføre en beredskapsanalyse for et tenkt kystnært utslipp på Mørekyten. Dette blir brukt som input i en vurdering av dagens beredskapsressurser opp mot fremtidige behov. Det er i andre utredninger sett nærmere på sårbare miljøressurser i utredningsområdet. I denne rapporten diskuteres potensielle biologiske effekter fra et oljeutslipp også i relasjon til beredskapstiltak (for eksempel bruk av dispergeringsmiddel kontra mekanisk oppsamling).

For å fremskaffe bakgrunnsinformasjon er det benyttet flere kilder. NOFO's Planverk er benyttet i stor utstrekning. Imidlertid er dette under oppdatering slik at dette fremover kan komme til å inneholde informasjon som kan avvike noe fra denne rapporten. Det forventes imidlertid ikke store avvik. Vi har forsøkt å få med nyeste informasjon fra NOFO, som enda ikke er inkludert i Planverket, gjennom møter med NOFO's ledelse. Det har også vært avholdt et møte med Kystverkets beredskapsavdeling i Horten. Vi takker herved for de innspillene vi har fått gjennom prosjektet.

## 2 Eksisterende oljevernberedskap og teknologiutvikling

### 2.1 Organisering av norsk oljevernberedskap

I Norge består beredskapen mot akutt forurensning av tre hovedkomponenter:

- Privat beredskap
- Kommunal beredskap
- Statlig beredskap

#### 2.1.1 Privat beredskap

Den private beredskapen skal være dimensjonert for å håndtere akutte hendelser som skyldes egen virksomhet. SFT 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.

NOFO har 5 utstysdepot langs kysten (Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest). 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 spesialister fra oljeselskapene som er kurset og kan tre inn som Operasjons- og Skadestedsledere. Videre har de et større antall personer fordelt på de 5 basene og personell på den administrative siden som er samlokalisert med OLF på Forus. Totalt disponeres ca. 100 personer som kan bidra ved en eventuell oljevernaksjon. Tidligere hadde ofte oljeselskapene en såkalt feltberedskap med skip med oljevernutstyr om bord, tilknyttet de enkelte oljefeltene. Dette er nå i stor grad erstattet av en såkalt Områdeberedskap, hvor ett eller flere fartøyer dekker et område.

*Regionale beredskapsplaner* er utarbeidet for de fem regionene som NOFO har inndelt kysten og sokkelen i (Figur 2.1). De regionale planene er nedfelt i NOFO's planverk. Region 4 i NOFOs planverk er i grove trekk sammenfallende med Norskehavet som utredes i denne studien.

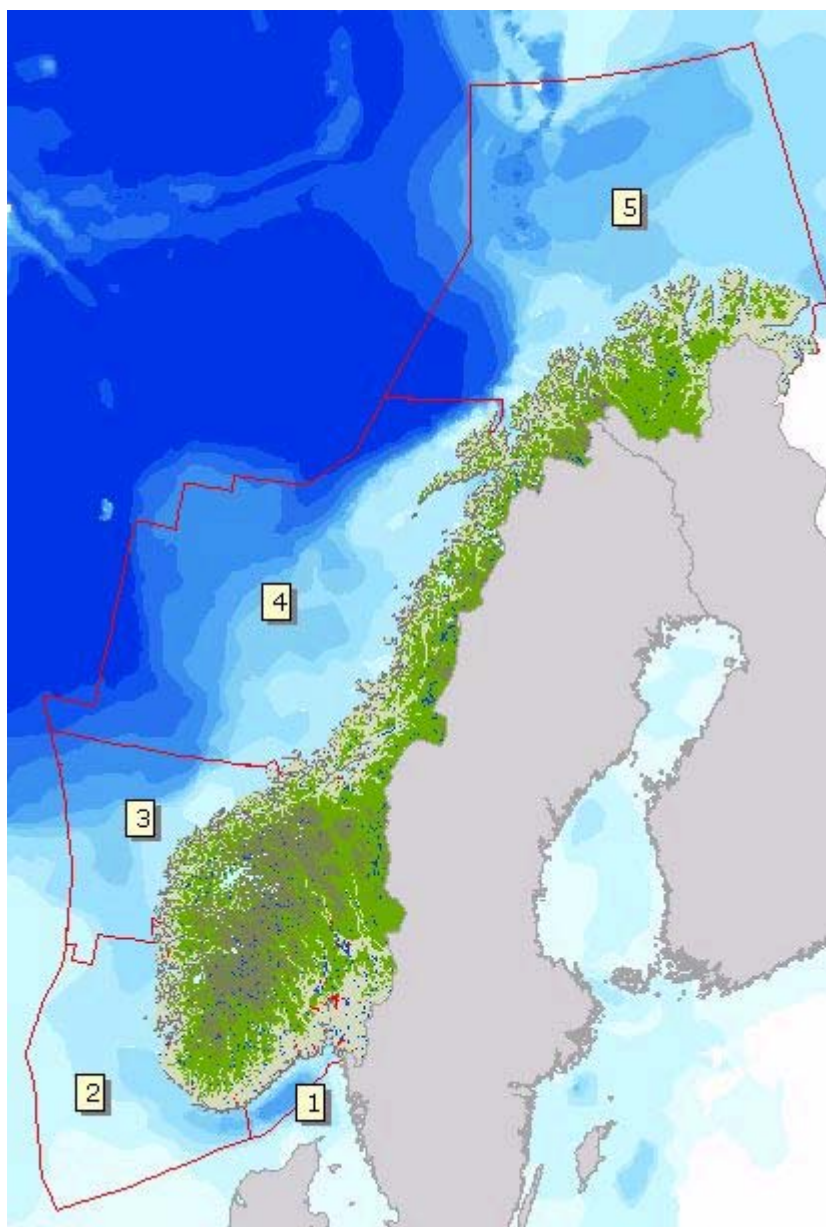
*Områdeberedskapen* er etablert i de senere årene for å erstatte den tidligere feltberedskapen ved at mer dedikerte beredskapsressurser av NOFO-klasse stasjoneres sentralt i et område. Dette inkluderer også bruk av dispergeringsmiddel. Basert på oljevern beredskapsanalyser er det pr. dato etablert områdeberedskap for Haltenbanken, Oseberg/Troll og Balder områdene hvor dedikerte fartøy med oljevernutstyr inkludert dispergering er utstasjonert.

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 (referanse: <http://planverk.nof.no/>):

*Barriere 1: Bekjempelse nær kilden; 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





Figur 2.1 NOFO's inndeling av kysten og sokkelen i 5 regioner  
(Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

*Barriere 1: Bekjempelse nær kilden; Kjemisk dispergering*

Det er etablert en områdeberedskap for feltene på Haltenbanken. Statoil administrerer denne (ingen fellesressurs for NOFO medlemmer). Påføringsmetode er helikopter med bøtte, med påføring innen 1 time. Påføringsutstyr (av den gamle og mindre typen) finnes om bord på OR fartøy.

*Overvåking*

- 1 Helikopter innen 24 timer
- 1 Aerostat innen 24 timer (ikke operativ pr. i dag). Aerostat er en heliumfylt ballong som er festet til fartøyet og som har IR-kamera for identifisering av de tykkeste delene av et oljeflak og for bruk i mørket og et videokamera som supplement når det er lyst. Det er downlink fra Aerostat og ned til fartøyet.
- Etterkantundersøkelser igangsatt innen 72 timer.

*Barriere 2: Kystnær oppsamling*

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

*Barriere 3: Kystsystemer*

Et system mobilisert innen 19 døgn i sommersesongen og to systemer innen 15 døgn i vintersesongen. Systemer og ressurser hentes fra Kystverkets depoter etter avtale.

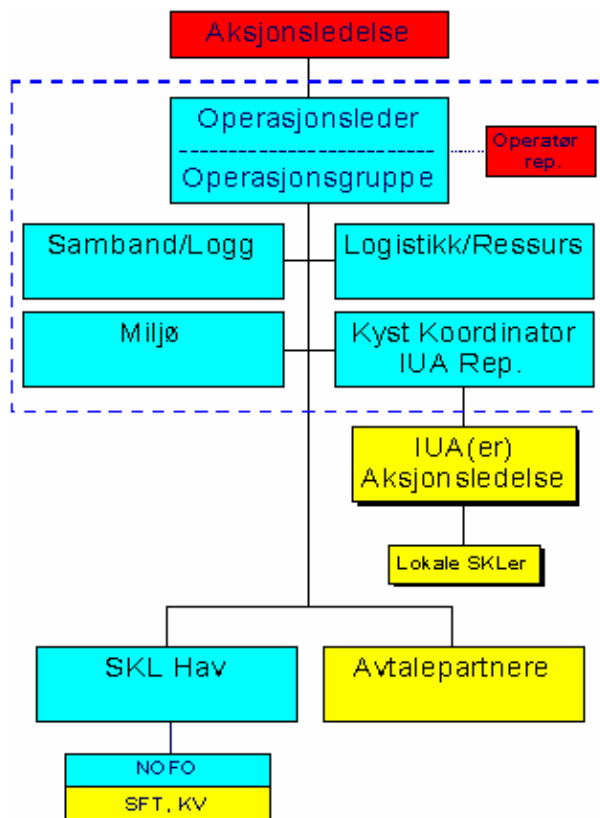
*Barriere 4: Fjordsystemer*

Fire systemer mobilisert innen 15 døgn (vinter) og ett system innen 19 døgn (sommer). Systemer og ressurser hentes fra Kystverkets og IUAers depoter etter avtale.

*Barriere 5: Strandrensing*

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

Organisasjonskartet i figur 2.2 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.



**Figur 2.2** 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

### 2.1.2 Kommunal og statlig beredskap

Den kommunale beredskapen er organisert i 34 regioner; Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning (IUA). Denne interkommunale beredskapen er dimensjonert for å håndtere akutte utslipp som kan oppstå som følge av normal virksomhet i regionen og skal i hovedsak håndtere beredskap på og ved land.

Ansvar for Norges beredskap mot akutt forurensning ble overført fra SFT til Kystverket fra 1. januar 2003. Overføringen har ikke endre beredskapsnivået. 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.

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:

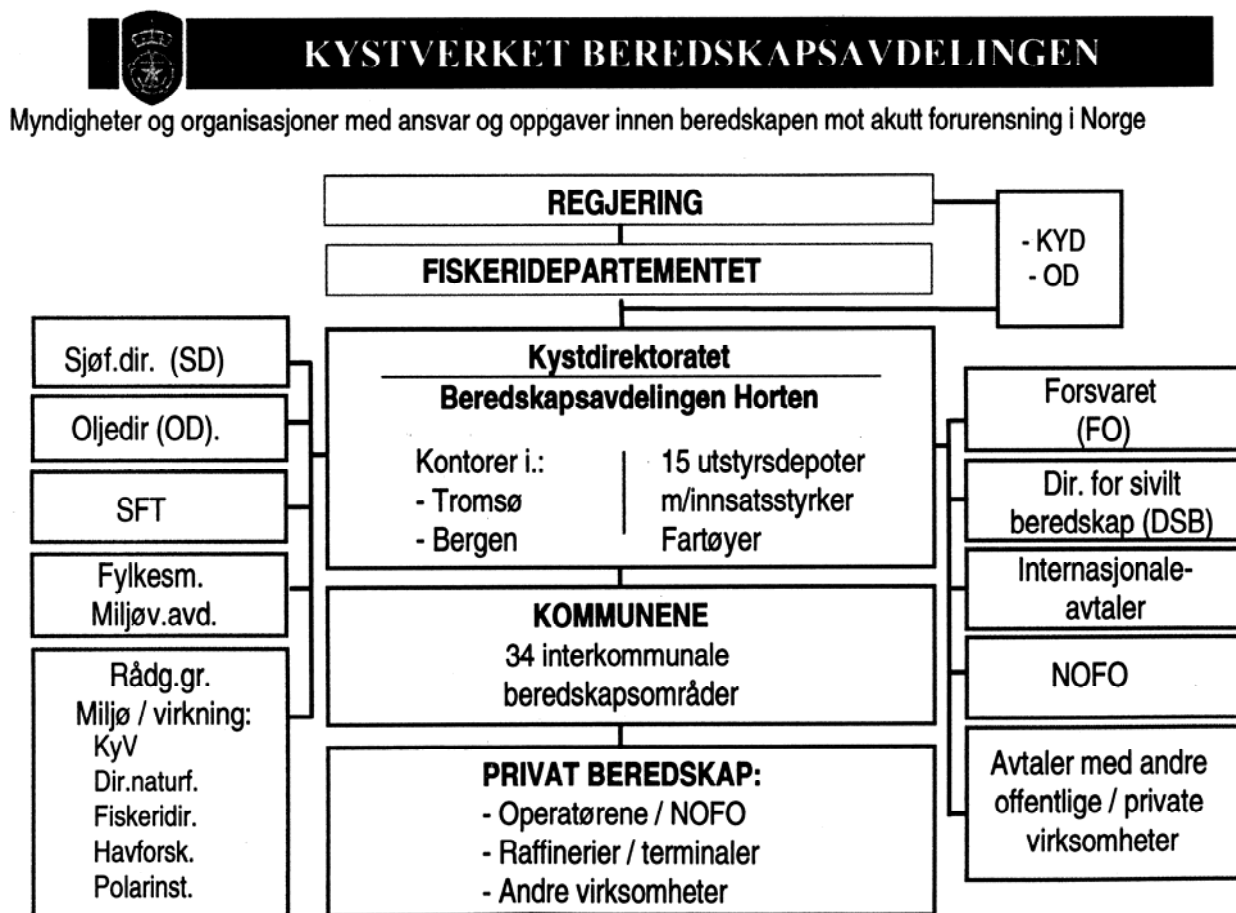
- Liv
- Helse-, miljø- og næringsinteresse

Innen miljø er det utarbeidet et system (MOB ordningen) for hvordan ulike miljøressurser skal prioriteres under en aksjon. MOB er en metode for identifikasjon og prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs norskekysten og på Svalbard. Utviklet av Anker-Nilssen (1994), senere modifisert og implementert i SFT & DN (1996) (ref.: [www.beredskapsportalen.no](http://www.beredskapsportalen.no)).

### 2.1.3 Strandsoneberedskap

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 mellomagringsdepoter. Infrastrukturen 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. Figur 2.3 gir en oversikt over myndigheter og organisasjoner med ansvar og oppgaver innen beredskapen mot akutt forurensning i Norge.



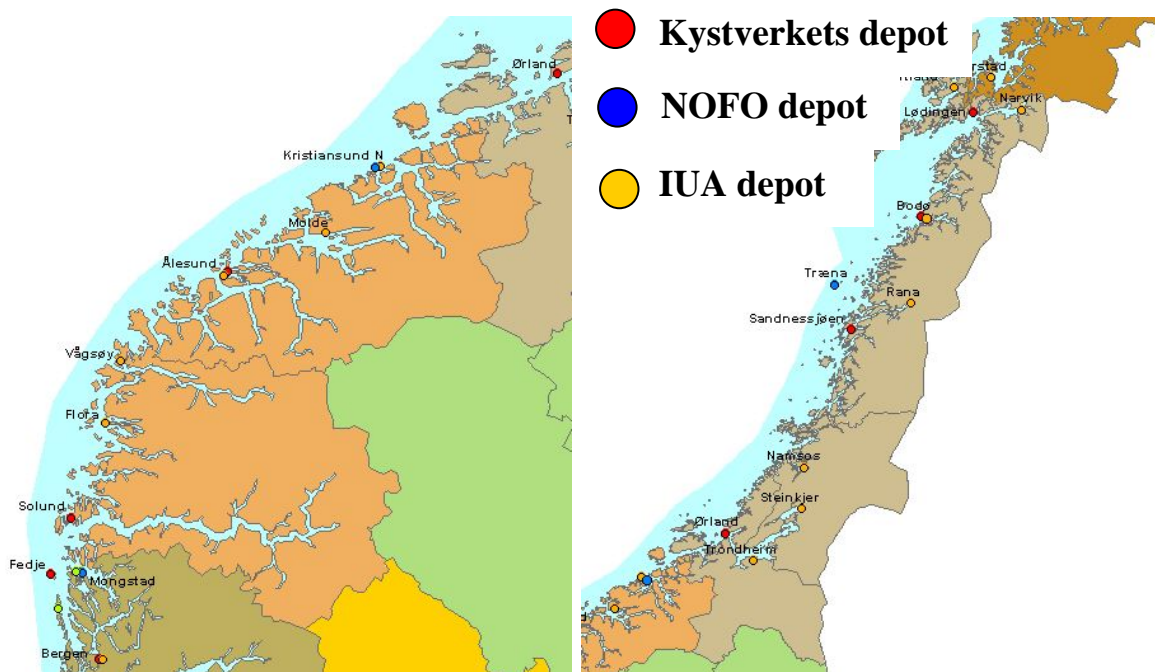
Figur 2.3 Myndigheter og organisasjoner med ansvar og oppgaver innen beredskap mot akutt forurensning i Norge. (Kilde: Kystverkets Beredskapsavdeling).

## 2.2 Eksisterende privat oljevernberedskap i regionen

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

- Private ressurser
  - NOFO depot på Træna og i Kristiansund.
  - Områdeberedskapen på Haltenbanken.
  - Andre: Aukra og Tjeldbergodden
- Offentlige ressurser
  - Kystverkets depoter
  - Kystvakten
  - IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning) depot langs kysten.

Figur 2.4 gir en oversikt over depoter med oljevernutstyr i regionen.



Figur 2.4 Oljeverndepot i Region 3 og 4 (Kilde: <http://planverk.nof.no/>)

### 2.2.1 NOFO beredskapen

NOFO har i alt 5 utstysdepot langs kysten Tabell 2.1 gir en oversikt over disse depotene og hvilken type utstyr som finnes og i hvilke mengder.

Tabell 2.1 Oversikt over type og mengde oljevernutstyr på NOFO depot langs kysten og i Områdeberedskapen pr. 8/10-2007 for mekanisk utstyr og 15/2-2008 for dispergeringsmiddel. Tallene i parentes bak antall lensemeter angir antall systemer ut fra en "vanlig" NOFO konfigurasjon med 400 m lense. (Kilde: samtaler med NOFO).

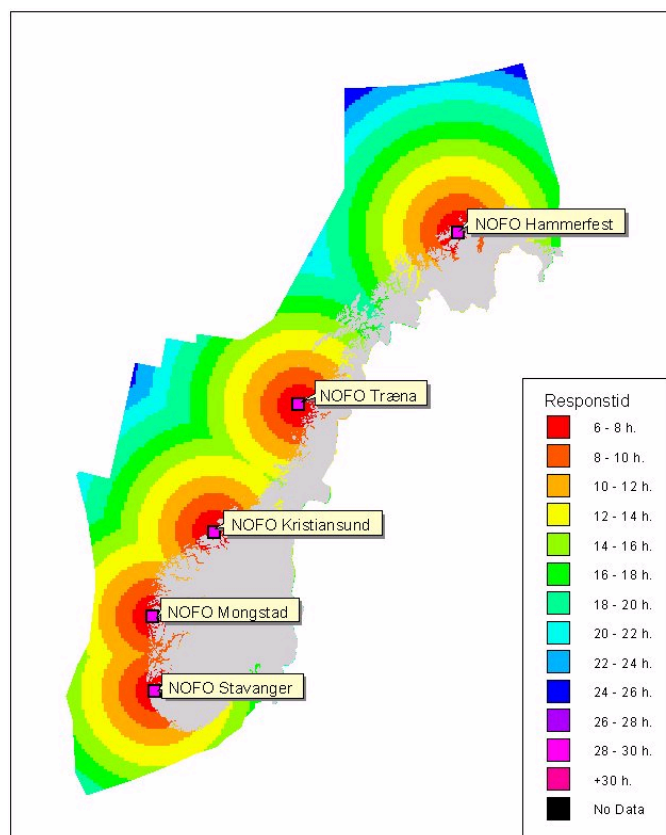
Depot	Lense: No-1200-R, lengde i m	Skimmer: TransRec 150, antall	Skimmer: Hi-wax, antall	Olje- radar	Ocean Buster* (lense- system)	Dispergerings middel, m <sup>3</sup> (pr.15.02.2008)
Hammerfest	400 (1)	0	0	1	0	0
Træna	1600 (4)	4	3	0	0	0
Kristiansund	800 (2)	2	2	0	1	59
Mongstad	1600 (4)	3	1	1	1	95
Stavanger	400 (1)	1	0	0	1	131
Beredsk.omr. Halten	400 (1)	1	1	1	0	89
Beredsk.omr. Troll/Oseberg	800 (2)	2	1	2	0	102
Beredsk.omr. Balder	400 (1)	1	1	1	0	100
<b>Totalt</b>	<b>6400 (16)</b>	<b>14</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>576</b>

I tillegg til dette skal to nye Transrec 150 være på plass første kvartal 2008.

\* Ocean Buster er et relativt nyutviklet lense-system som kan dras av 2 mindre fartøy og samle opp olje med større slepehastighet (opp til 3-4 knop) enn mer tradisjonelle lense-systemer.



Figur 2.5 viser beregnede responstider fra de forskjellige NOFO depotene. Kartet viser responstid i timer (inkl. 6 timers klargjøringstid) gitt 14 knops fartøyhastighet.



Figur 2.5 Beregnet responstid i timer fra de forskjellige NOFO depotene. (Kilde: <http://planverk.nofo.no/>).

### 2.2.2 Områdeberedskapen på Haltenbanken

Områdeberedskapen for Haltenbanken omfatter 2 fartøyer for mekanisk opptak og et helikopter for kjemisk dispergering. 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.

### 2.2.3 Annen privat beredskap

Det finnes også utstyr på Aukra i forbindelse med Ormen Lange ilandføringsterminalen. Her finnes bl.a. taubåter, lenser og en Current Buster. NOFO har avtale med Ormen Lange om å kunne benytte dette. Current Buster er en mindre utgave av Ocean Buster (se tabell 2.1) og er beregnet for litt roligere farvann, typisk fjorder og kystnære områder.

På Tjeldbergodden har de totalt ca. 8.000 m med lenser, alt fra mindre lenser (250-lenser) til noe større lenser (600-lenser). De har en skimmerbåt ("Slurpen") og noen mindre skimmere av merket Foilex og Komara. De har også en Harbour Buster og en Current Buster. Tjeldbergodden har samarbeidsavtale med NOFO.

NOFO har i dag et samarbeid med Kystverkets beredskapsavdeling og IUA'er. De ønsker å videreutvikle dette samarbeidet. NOFO ønsker i større grad å kunne benytte Kystvakten med sine fartøyer og utstyr. I reelle situasjoner vil det som regel være uproblematisk å ha et samarbeid med Kystvakten, men NOFO har ikke anledning i dag til å regne med Kystvakten i sine planer. Dette har sammenheng med de andre oppgavene Kystvakten har. NOFO har også inngått en avtale med Kystverket om å kunne benytte 10 % av disponibel tid for deres overvåkningsfly LN SFT.

## 2.3 Statlig og kommunal beredskap i regionen

### 2.3.1 Kystverket

Kystverket har i alt 5 depot i områdene som grenser mot Norskehavet. Tabell 2.2 gir en oversikt over disse depotene med angivelse av lense- og skimmerkapasitet. I tillegg finnes et varierende antall av: containere, aggregat, arbeidsbåter, pumper, absorpsjonsmaterialer, personlig verneutstyr etc.

Tabell 2.2 Oversikt over Kystverkets depot innenfor utredningsområdet, med angitt lense- og skimmerkapasitet (Kilde: [www.beredskapsportalen.no](http://www.beredskapsportalen.no)).

Depot	Havlense, lengde i m	Kystlense, lengde i m	Havnelense, lengde i m	Oljeopptaker*, kapasitet i m <sup>3</sup> /t
Ålesund	900	1150	675	150
Ørland	600	725	700	100
Sandnessjøen	600	1330	700	100
Lødingen	600	1025	700	45
Bodø	600	1030	700	180

\* Angir pumpekapasitet. Opptakskapasitet vil være lavere avhengig av en rekke faktorer, bl.a. oljens egenskaper og tilgang på oppkonsentrert olje.

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 hjelpesfartøyer må hentes inn. Kystverket har også opprettet såkalte mellomagrings depoter, men disse har ikke utstyr for offshore bruk.

### 2.3.2 Kystvakten

Flere kystvaktfartøy 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.

### 2.3.3 IUA (Interkommunalt utvalg mot akutt forurensning)

I fylkene som grenser inn mot utredningsområdet finnes totalt 13 IUA'er: Møre og Romsdal 3, Sør-Trøndelag 1, Nord-Trøndelag 2, Nordland 5 og Troms 2. Tabell 2.3 gir en oversikt over disse IUA'ene som er aktuelle til å kunne bidra med ressurser i forbindelse med en aksjon innenfor utredningsområdet, og hva de har av lense- og skimmerkapasitet. IUA'ene sitt oljevernutstyr er først og fremst beregnet på strandsoneberedskap eller kystnær beredskap og egner seg dårlig til bruk offshore.

I tillegg til dette utstyret har alle IUA'ene betydelige ressurser som kan benyttes i forbindelse med strandsaneringsaksjoner i en initiell fase av aksjonen. Ved reelle aksjoner vil dette utstyret suppleres fortløpende fra leverandører og andre offentlige og private beredskapsorganisasjoner. En oversikt over disse ressursene er gitt i [www.beredskapsportalen.no](http://www.beredskapsportalen.no) for hvert enkelt IUA, og omfatter blant annet:

- Absorberende lenser
- Pumper (opp til 10m<sup>3</sup>/t); ulike typer; lensepumpe,
- Brannsprøyter/pumper
- Slanger
- Lagringssenheter
- Strøm-aggregat
- Absorbenter
- Eksplosimeter/gassmåler

- Lyskastere
- Sambandsutstyr
- Telt
- Kjemikalier
- HMS-utstyr
- Kjøretøy/arbeidsbåter
- Personlig verne/arebids-utstyr
- Håndredskap for strandsanering; murskjeer, bøtter og lignende

Tabell 2.3 Oversikt over utstyr i IUA depoter innenfor utredningsområdet, med angitt lense- og skimmerkapasitet (Kilde: [www.beredskapsportalen.no](http://www.beredskapsportalen.no)).

Depot	Kystlense, lengde i m	Havnelense, lengde i m	Oljeopptaker, kapasitet i m <sup>3</sup> /t (antall enheter)
IUA Midt- og Nord-Troms	1600	2650	420(10)
IUA Sør-Troms	1100	1000	(2)
IUA Lofoten og Vesterålen		4100	70 (6)
IUA Ofoten	900	1850	14 (2)
IUA Salten	150	1800	30 (4+3)
IUA Helgeland		1900	(3)
IUA Rana		1300	5 (1)
IUA Namdal		230	20 (3)
IUA Inntrøndelag			
IUA Sør-Trøndelag	2050	525	110 (8)
IUA Nordmøre		300	24 (3+2)
IUA Romsdal		400	10 (1)
IUA Sunnmøre	450	3990	10 (1)

## 2.4 Teknologitviking og pågående FoU

Nye utviklingstrekk i petroleumsaktiviteten som bl.a. NOFO må forholde seg til er (ref. personlig samtale med NOFO's ledelse):

- Økt boreaktivitet med muligheter for flere produksjonsinnretninger.
- Aktiviteter i nye områder i sør og nord.
- Aktiviteter i sensitive områder.
- Aktiviteter nærmere land.
- Strengere miljøkrav.

### 2.4.1 Pågående teknologitviking sjø

NOFO er i ferd med å avslutte utskifting av lensemateriell og skimmere på sine depoter. De gamle lensene RoBoom 3500 er skiftet ut med de nye No-1200-R. Videre er de tidligere Transrec 350 skimmerne skiftet ut med Transrec 150. En nyutviklet Oljeradar er også installert på en del fartøy etter hvert. I tillegg er det innkjøpt en nyutviklet lenseenhet kalt Ocean Buster. Dette er en relativt nyutviklet lenseenhet som skal kunne trekkes av mindre fartøyer enn tradisjonelle lenser. Den skal også kunne trekkes med større hastighet (3-4 knop) og er mer fleksibel enn tradisjonelle lenser (se også beskrivelse under tabell 2.1).

I NOFO's strategiplan 2008 – 2011 har man følgende oljevernustyr under testing/utvikling : (ref. personlig samtale med NOFO's ledelse):



- Super HiWax skimmer for opptak av høyviskøse og/eller voksrike olje.
- Ocean Buster.
- Oljeradar – økt rekkevidde. Dette er en videreutvikling av den oljeradaren som allerede finnes på en del fartøy. Brukes bl.a. til å detektere olje i mørket og ellers dårlig sikt.
- AIS bøyer. Skipsbasert Automatisk Identifikasjons System som opererer i det maritime VHF båndet. Kan sende og motta fartøysinformasjon som bl.a. identitet, posisjon, kurs, hastighet og informasjon om last (ref. [www.fargisinfo.com/efarled/](http://www.fargisinfo.com/efarled/)).
- Doppler slepelogg for lenser.
- Down link system. Et system for å kunne laste ned video og IR data fra helikopter og Aerostat til fartøy. Opererer i mikrobølgeområdet.

I tillegg har det pågått og pågår utvikling av en ny generasjon påføringsutstyr for dispergeringsmiddel fra båt. To nye system ("Havila Troll" og "Havila Runde") er allerede tatt i bruk i Områdeberedskapsen for Troll/Oseberg (figur 2.6).



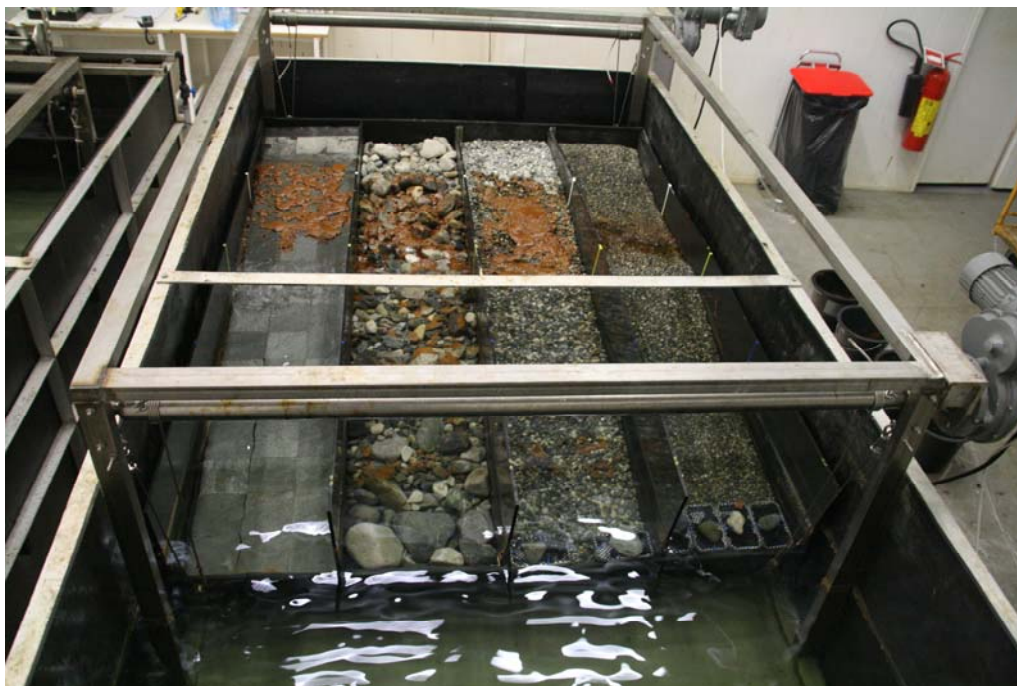
Figur 2.6 Felttesting av påføringsutstyr for dispergeringsmiddel på "Havila Troll" (Foto: SINTEF).

#### 2.4.2 Pågående teknologiutvikling strand/kystnært

NOFO har opprettet et fond for utvikling og styrking av oljevern fra Lofoten til og med Barentshavet. Dette er et av flere tiltak hvor man ønsker å støtte opp under forbedring av oljevernberedskapsen i Nord-Norge ved bl.a. å stimulere næringslivet i landsdelen og lokale ressurser til nyskaping innen forskning og utvikling og andre tiltak som kan styrke oljevernet i regionen. Programmet har for tiden en ramme på 2 mill NOK pr år.

ENI Norge og StatoilHydro har initiert et større forskningsprogram rettet mot utvikling av oljevernberedskapsen kystnært og på strand. Denne første fasen av programmet (2006-2008, 10 mNOK) tar utgangspunkt i studier knyttet til forståelse og kvantifisering av de naturlige prosessene som skjer med oljen ved stranding, i akuttfasen (mobil olje) og i restitusjonsfasen

(immobilisert olje). I dette studiet benyttes ulike oljer (parafinsk, naftensk, asfaltensk og voksrik) som er forvitret tilsvarende en uke på sjøen. Dette programmet vil benytte laboratorie- og meso-skala fasiliteter for studier under reproduerbare og kontrollerte betingelser som simulerer de viktigste miljøparametrene. Studiene vil bli gjennomført ved SINTEF SeaLab i Trondheim, forskningsfasiliteter som bl.a. er finansiert gjennom det Statoil finansierte prosjektet ”Statoil Upgrading SINTEF laboratories” (2005-2006, 6 mill NOK). Noen bilder fra disse forsøkene er vist i figur 2.7.



*Figur 2.7 Testing av hvordan en forvitret olje kleber seg til forskjellige strandsubstrater og i hvilken grad flo og fjære kan påvirke utvasking. (Bilde: SINTEF).*

Kunnskap omkring de naturlige prosessene til forvitring og skjebnen til olje i strandsonen vil danne basis for neste fase nye prosjekter i dette forskningsprogrammet for å videreutvikle ny teknologi for StatoilHydro/ENI. Dette vil i første omgang (2008-2010) dette være knyttet til

utvikling av testmetoder og prosedyrer for bruk av strandrensemidler, bioremedieringsprodukter og bruk av sorbenter på fast substrat. I tillegg vil prosjekter med målsetting å definere potensialet for strandrensemidler bli initiert i 2008. Disse prosjektene har en tentativ ramme på 5 mill NOK og vil bli avsluttet i løpet av 2009.

ENI Norge, NOFO, Kystverket og StatoilHydro har sammen gjennomført to seminarer hvor bedrifter og andre med ideer som skal kunne forbedre oljevernberedskapen i områder med kaldt klima. Seminarene ble arrangert i henholdsvis Alta (mekaniske metoder) og Gardermoen (biologiske og kjemiske metoder) hvor bedriftene fikk presentert og diskutert sine ideer med representanter forselskapene og Kystverket.

### **2.4.3 Fremtidige behov for teknologiutvikling (strand/kystnært)**

Kostnadene for strandaksjonene for IUA'ene etter Rocknes-ulykken ble ca 50 mill NOK for en aksjon som gikk over ca 6 måneder for sanering av 181 posisjonen på totalt 45 km strandlinje (gjennomsnitt 250 m pr posisjon, og 1100 NOK pr sanert m strandlinje, og tentativt 0,5 m strandlinje pr person og time). Tilsvarende tall for kostnadene ved Server-aksjonen er ca 110 mill NOK for de involverte IUA'ene. Disse tallene viser at for uhellsutslipp av denne størrelsesorden, som må betraktes som begrensede i et relativt tett befolket område med relativt god infrastruktur og logistikk, bør det være en fremtidig målsetting å kunne gjennomføre aksjoner til reduserte kostnader, med høyere effektivitet innenfor en kortere tidsvindu. Innenfor utredningsområdet Norskehavet, med et utslipp fra petroleumsindustrien, vil utfordringene kunne bli betydelig større med hensyn på dagslys (spenner fra perioder med midnattssol til perioder med mørketid), ising (på strandsonen, på åpent vann og på installasjoner, fartøy og utstyr), eksponering (bølger og tidevann), oljens egenskaper (eks lav påvirker sterkt oljens egenskaper) og mengde og influensområde, i tillegg til HMS-problematikk (sikkerhet som følge av ising, lave temperaturer og mangel på dagslys), infrastruktur og logistikk (generelt dårlig utviklet innenfor mulige influensområder som vil påvirke alle faser av en oljevernaksjon).

Utviklingen av oljevernteologi, spesielt knyttet til strandsanering, har over de siste tiårene vært svært begrenset. Dette vises tydelig ved de siste aksjonene (Green Ålesund, Rocknes og Server), hvor i hovedsak de samme metodene og strategiene er benyttet som på 80-tallet. Erfaringer fra de gjennomførte aksjonene har vist seg vanskelig å dra nytte og lærdom av, hovedsakelig som en følge av manglende budsjetter hos de offentlige myndighetene og tidligere mangel på ansvar hos aktørene i oljeindustrien. Dette bilde har imidlertid endret seg med at oljeindustrien de senere årene er pålagt ansvar for oljevernberedskapen og derfor også videreutvikling også kystnært og på strandsonen for utslipp knyttet til petroleumsindustrien. Det samme ønsket finnes også innenfor offentlig forvaltning mht. den statlige beredskapen, men budsjettene for disse er om mulig endra mer begrenset enn tidligere.

Utfordringen vil være å få operasjonalisert nye og effektive metoder og teknologier basert på stimulering av de naturlige prosessene. En viktig fordel med utvikling av denne type strategi vil være begrenset bruk av personell og infrastruktur på en måte som også tar hensyn til HMS aspekter for de involverte, og bruk som ivaretar eksponering av miljøressurser. I denne sammenhengen er bruk av kjemiske strandrensemidler (inklusive dispergeringsmidler) som endrer egenskapene til oljen eller gjør at den løsner fra substratet blitt vurdert som en teknologi med betydelig potensiale. Muligheten for å kombinere dette med andre metoder som ulike vaskemetoder, absorbenter og "vakumtepper" bør også uttestes nærmere.

## **2.5 Erfaring fra øvelser og aksjoner**

### **2.5.1 Øvelser i NOFO regi**

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 utstyrstyper. NOFO har nå foretatt utdrag av øvelsesrapportene, og nøkkelinformasjon fra de enkelte øvelser er identifisert. Materialet er omfattende og finnes på: <http://planverk.nof.no/>. NOFO gjennomfører også table-top øvelser bl.a. ved borestart for leteprosjekter i samspill med enkeltselskaper. NOFO støtter kursing av personell fra IUA'er ved Norges Brannskole med ca. 1.5 mill kr. per år. Videre bruker NOFO i størrelsesorden 10 mill kr. til fartøy øvelser. Alle OR fartøy i NOFO's pool øver en gang i året på NOFO oppgaver.

### 2.5.2 Erfaring fra aksjoner

*Prestige:* I forbindelse med "Prestige" havariet utenfor kysten av Spania før jul 2002 stilte Norge med fire fartøyer: Normand Draupne og Far Scout sammen med slepefartøyene Bamse og Boa Siv. 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 benyttet TransRec systemet med Hi-wax skimmer, fortrinnsvis uten bruk av lenser fordi oljen opptrådte i mindre og tykke flak hvor skimmeren kunne legges direkte inn i flaket. Oljen inneholdt mye "debris" (trevirke og forskjellig type rusk) som har medført stor slitasje. Reparasjoner ble utført på stedet, bl.a. ble det skiftet gear på trusterne etter slitasje grunnet debris. Egne containere med reservedeler var med. Imidlertid holdt utstyret bra under den langvarige aksjonen (ca. 2 mnd).

*Rocknes:* I etterkant av Rocknes-ulykken (19. januar 2004) har både Kystverket og IUA Bergen utarbeidet rapporter som omhandler forhold med relevans til deres oppgaver og ansvar. Oljevernaksjonen i etterkant av ulykken er den mest omfattende og kostbare aksjonen utført i Norge, og den stilte spesielt store krav til strandrensing i et tett befolket område som krevde koordinering av store ressurser og mange involverte parter. I perioden etter ulykken og avsluttet aksjon har begge instanser vurdert/evaluert egen innsats og samlet erfaringer for kommende aksjoner. Kystverket har i forhold til aksjonen samlet dette innenfor følgende områder;

- Organisering
- Rådgivning ovenfor IUA
- Ressurser til strandaksjonen
- Helse, miljø og sikkerhet
- Miljø og måloppnåelse
- Kostnadskontroll
- Bemanning
- Forhold til rederi og assurandør
- Avfallshåndtering
- Materiell og logistikk
- Kostnader og effekt på annen virksomhet

IUA Bergen Region utgav rapporten "Prestisjefyllt samarbeid" – om sin innsats i den statlige oljevernaksjonen etter Rocknes-ulykken. I denne er det systematisk listet opp de forbedringspunktene som er fanget opp gjennom flere runder med evaluering og gjennom samtaler med de viktigste aktørene i aksjonen. Dette spenner fra grunnleggende viktige forhold til detaljer som i den store sammenhengen kan få avgjørende betydning for et godt resultat ved fremtidige aksjoner. Det ble avdekket mange utfordringer med anbefaling og tiltak for å bedre en oljevernaksjon som inkluderer blant annet:

- Varslingsrutiner, utilstrekkelige telefonlister og uklart planverk
- Kommunikasjon; Dekning, kapasitet og generell bruk av mobiltelefon
- Tilgang på nødvendig utstyr (depotstruktur), og personlig utstyr
- Valg av underleverandører, og avtaler med disse

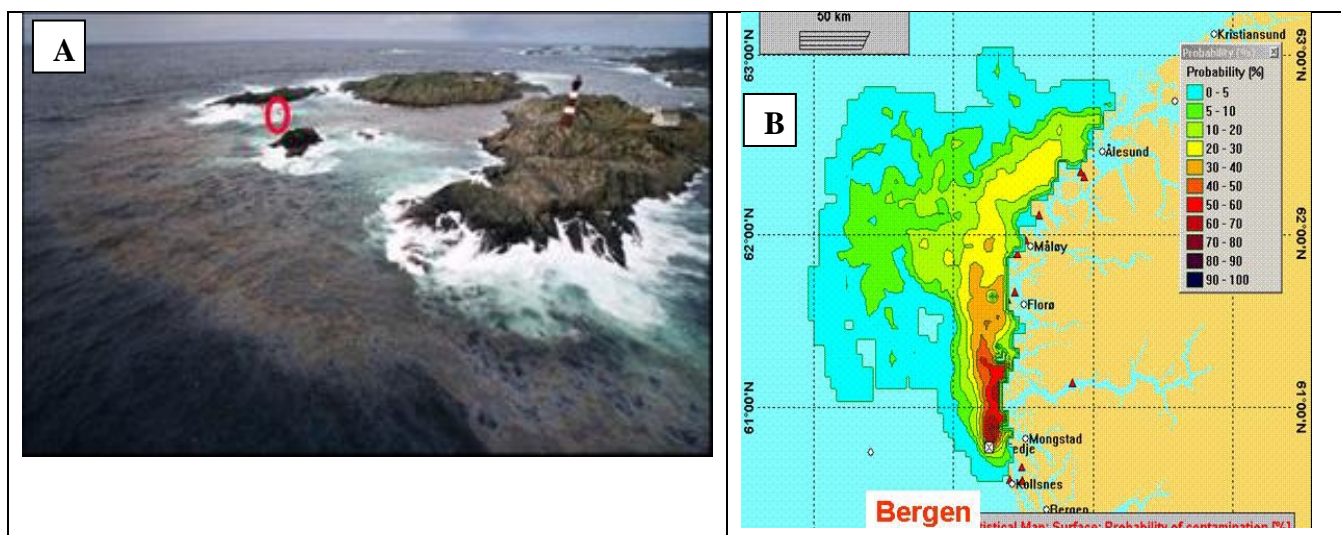
- Vurdering av ulike virkestoffer
- HMS – samordningsprinsippet og krav
- Tilgang på kompetent personell
- Begrensning av oljesøl i akutfasen (prioriteringer, strategi og informasjon)
- Rekognosering – kartlegging av forurensningen
- Egnede fartøy
- Opportunister
- Avslutning av aksjonen
- Drifting av strandaksjonen – administrativt apparat

#### Server:

MS Server forliste utenfor Fedje 12. Januar 07. Om bord var det totalt 676 tonn olje, i hovedsak tung bunkersolje (580tonn). I motsetning til Rocknes uhellet, så skjedde Server forliset i dårlig vær. Noe olje (ca. 5%) ble samlet opp på sjøen, men mesteparten ble spredd over et relativt stort område, og det endte med omfattende strandrensningsoperasjoner (se figur 2.8). Over 840m<sup>3</sup> med oljebefengt masse ble samlet opp gjennom strandaksjonene, hvorav dette besto av ca. 100 m<sup>3</sup> olje (ca. 15 % av olje ombord). ”Oljeregnskapet” (Figur 2.9) som ble laget etter at aksjonen var avsluttet viste at over halvparten av oljen (380 tonn) fra MS Server fortsatt ikke var samlet opp.

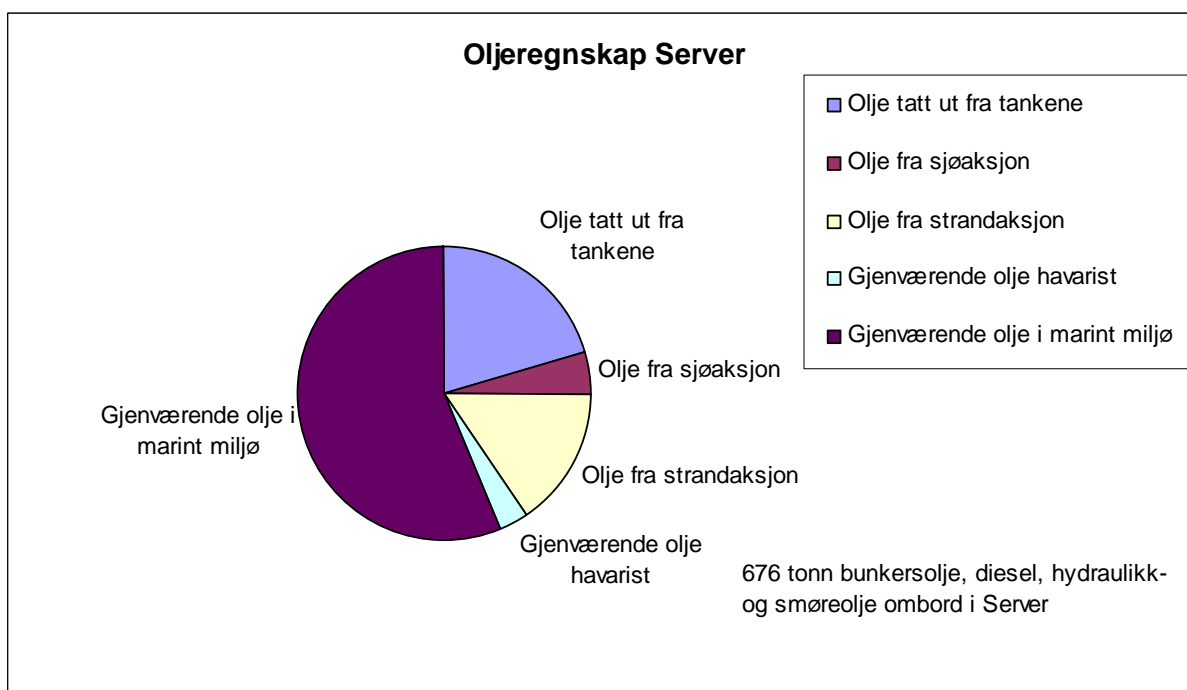
#### Draugen:

24. november 2006, var det et mindre utslipp av olje på Draugen-feltet. Utslippet ble estimert til å være mindre enn 100 m<sup>3</sup>. Under denne hendelsen ble det gitt tillatelse fra SFT til å bruke dispergeringsmiddel. Dette er første gang at dispergeringsmiddel blir brukt under en reell hendelse i Norge. Dispergeringsmidlet ble påført i mørke ved at SAR-helikopter og Kystverkets overvåkingsfly (begge utstyrt med FLIR-videokamera med down-link) overførte levende FLIR-opptak direkte ned til beredskapsfartøyet. Fartøyet kunne dermed ”guide seg” til de tykke områdene i flaket, og påføre dispergeringsmidlet. Dette er første gang at dispergeringsmiddel har blitt påført i mørke.



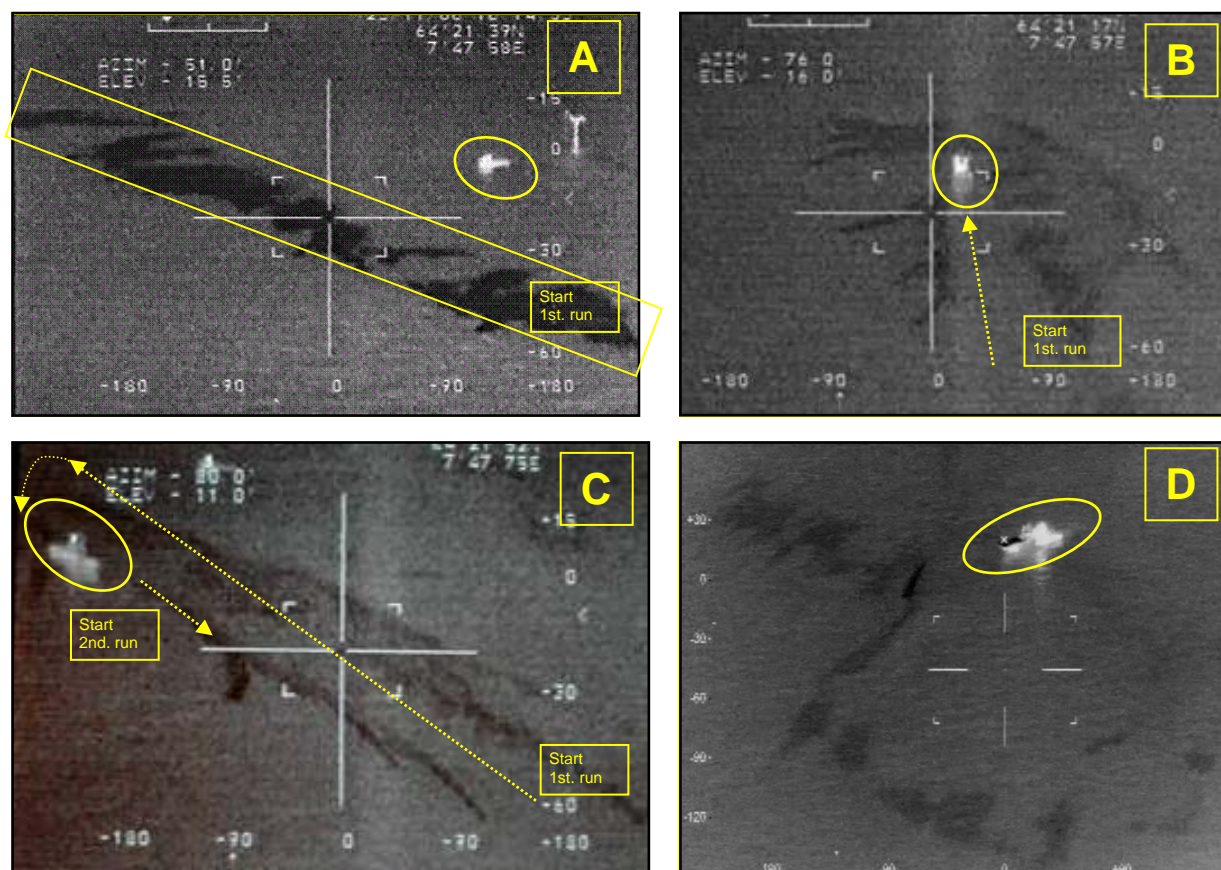


Figur 2.8 A) Utslipp av oljen fra MS Server ved Fedje, B): Spredning og utbredelse av oljen ut fra modellberegninger, C/D): Bilder fra strandaksjonene



Figur 2.9 Oljeregnskap etter forliset av MS Server (Moldestad 2008).

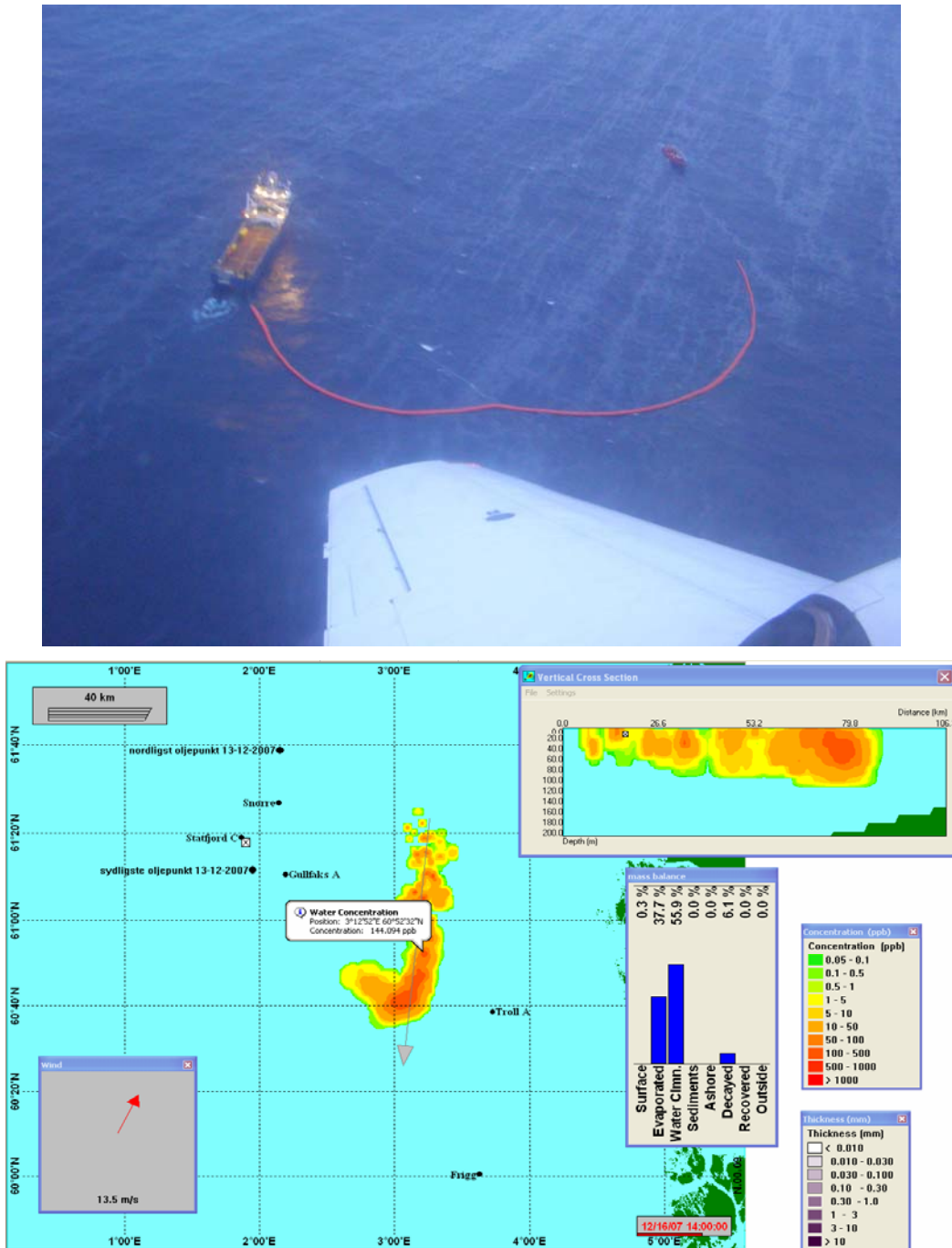




Figur 2.10 Påføring av dispergeringsmiddel i mørke under utslippet på Draugen-feltet, November 2006. Viser FLIR-bilder før (A), under (B/C/ D)) og hvor det etter påføring ble estimert til å være mindre enn  $5 \text{ m}^3$  olje igjen på overflaten.

### Statfjord:

12. Desember 2007 var det et "momentant-utslipp" på ca.  $4400 \text{ m}^3$  råolje i forbindelse med en tanklasting på Statfjordfeltet. Været de to første dagene var svært dårlig med over 40-45 knop vind. Dette er langt over det operasjonelle værvindu for mekanisk oppsamling og også dispergering. Mye av oljen ble imidlertid naturlig dispergert ned i vannmassene. Det var god overensstemmelse mellom fysiske målinger i vannmassene og 3-D spredningsberegninger (se figur 2.11). Først 3.dagen etter utslippet (14. Desember) var det et "wærvindu" som tillot at man kunne sette lenser ut på sjøen. På det tidspunktet var imidlertid oljen på overflaten så tynn (fra "svetting" opp til overflaten av dispergert olje i vannmassene), at mekanisk oppsamling var umulig (se figur 2.11). Drift, spredning og fortykning av den naturlige dispergerte "olje-plumen" i vannmassene, ble i ettertid blitt fulgt opp med bruk av 3-D modelleringsverktøy. Grunnet strømforholdene i området hadde "olje-plumen" en sør-østlig drift til tross for en dominerende vindretning fra sør mot nord de første dagene etter utslippet. I mangel av måledata for strøm i området på det aktuelle tidspunktet ble det benyttet statistiske strømdata i modellberegningene. Disse viste seg i ettertid å gi noe sterkere strøm enn den som var i området på det aktuelle tidspunktet, slik at modellberegningene ga noe hurtigere drift av "olje-plumen" enn det som flyovervåkingen og andre måledata underveis tydet på (Reed, 2008). På grunn av den sterke vinden under utslippet og dagene etterpå ble det ikke dannet noen høyviskøs emulsjon med høyt vanninnhold, som en kunne forventet under roligere forhold. Oljen på overflaten var spredd over store områder som en veldig tynn oljefilm med små emulsjonsklumper spredt innimellom (figur 2.12). Analyser av emulsjonsklumpene viste at de hadde et lavt vanninnhold (i størrelsesorden  $20 - 25 \%$ ), en viskositet på i størrelsesorden  $8.000 - 10.000 \text{ cP}$  (målt ved skjærhastighet  $10 \text{ s}^{-1}$ ) og en beregnet fordampningsgrad på ca.  $50 \%$  (tilsvarende  $280^\circ\text{C}+$ ) (Melbye *et al.*, 2007).



Figur 2.11 Fra utslipp på Statfjordfeltet i 2007. Et NOFO system i aksjon til over og eksempel fra 3-D spredningsberegningene under.





*Figur 2.12 Klumper med emulsjon, tentativt 1 – 10 cm, i område med tynn oljefilm (Kilde: Melbye et al., 2007).*

### 3 Klima og infrastruktur i regionen

#### 3.1 Klimatiske forhold

I dette kapitlet gjøres det en kort vurdering av de ytre klimatiske forhold som har betydning for effektiviteten av oljevernberedskapen i utredningsområdet. De viktigste begrensende faktorer antas å være:

- Sjøtilstand (vind og bølger)
- Dagslys
- Ising

##### 3.1.1 Vind og bølger

Med input data fra NOFO's planverk (<http://planverk.nofo.no>) har vi sammenlignet statistisk vindstyrke for Halten fyr i sommerhalvåret (figur 3.1) og vinterhalvåret (figur 3.2) med tilsvarende tall for Utsira fyr i sør og Fruholmen fyr i nord. Tallene viser at i sommerhalvåret er vindregimet på Halten fyr noe strengere enn for Fruholmen fyr, men mildere enn for Utsira fyr. Vindstyrker fra 8 m/s og oppover forekommer således sjeldnere på Halten fyr enn på Utsira, men oftere enn på Fruholmen. I vinterhalvåret derimot forekommer sterk vind fra 10 m/s (ca. Bf-6) og oppover oftere på Halten fyr enn de to andre stedene det sammenlignes med. Dersom de tre utvalgte stedene kan sies å være representanter for hhv. Norskehavet (Halten fyr), Nordsjøen (Utsira fyr) og Barentshavet (Fruholmen fyr), vil oljevernberedskap i Norskehavet være noe mer utfordrende i vinterhalvåret men på samme nivå som de andre regionene i sommerhalvåret. Vindstyrke oppgis ofte i Beaufort (Bf) i maritim sammenheng. Tabell 3.1 viser sammenheng mellom vindstyrke oppgitt i Bf og m/s og forventet tilhørende bølgehøyde.

Tabell 3.1 Ulike betegnelser på vindstyrke og tilhørende bølgehøyde (kilde: Røyset et al., 2007).

Beaufort (Bf)	Vindhastighet (m/s)	Verbal gradering	Bølgehøyde (meter)	Verbal beskrivelse
0	0.0 - 0.2	Stille	0-0.1	Havblikk
1	0.3 - 1.5	Flau vind	"	Småkruset sjø
2	1.6 - 3.3	Svak bris	"	"
3	3.4 - 5.4	Lett bris	0.1-0.5	Smul sjø
4	5.5 - 7.9	Løber bris	0.5-1.25	Svak sjø
5	8.0 - 10.7	Frisk bris	1.25-2.5	Noe sjø
6	10.8- 13.8	Liten kuling	2.5-4	Mye sjø
7	13.9- 17.1	Stiv kuling	4-6	Høy sjø
8	17.2- 20.7	Sterk kuling	"	"
9	20.8- 24.4	Liten storm	"	"
10	24.5- 28.4	Full storm	6-9	Svært hav
11	28.5- 32.6	Sterk storm	9-14	Veldig opprørt hav
12	32.7-36.9	Orkan	>14	Overordentlig opprørt hav
13	37.0-41.4	"	"	"
14	41.5-46.1	"	"	"
15	46.2-50.9	"	"	"
16	55.1-56.0	"	"	"
17	56.1-61.6	"	"	"

Bølgestatistikken (figur 3.3 og 3.4), med input data fra NOFO's planverk, viser at i juli har Haltenbanken noe mildere bølger regime enn Staffjordfeltet og en tanke strengere enn Tromsøflaket. Bildet er noe det samme i januar, noe mildere bølger regime enn Staffjord og tilnærmet på samme nivå som Tromsøflaket. Dersom vi forutsetter at effektiviteten til mekanisk

oppsamling avtar fra ca. 2,5 m signifikant bølgehøyde og oppover ser vi at dette vil inntreffe ca. 14 % av tiden i juli og 65 % av tiden i januar. I forhold til oljevernberedskapen ser det ikke ut til at Haltenbanker er verre stilt når det gjelder vind og bølger enn andre områder på norsk sokkel. Det vil imidlertid i betydelige deler av vinterhalvåret være umulig eller lite hensiktsmessig å bruke tradisjonelle beredskapsmetoder (spesielt mekanisk oppsamling) på grunn av sterk vind og høye bølger. Dette har sammenheng både med vanskelig operasjon av utstyret i høye bølger og at både mengde og tykkelse av olje på overflaten avtar. Vi vet at de fleste råoljer og kondensat har en tendens til økende grad av naturlig dispergering i vannmassene ved økende vind og bølger.

### 3.1.2 Dagslys og mørke

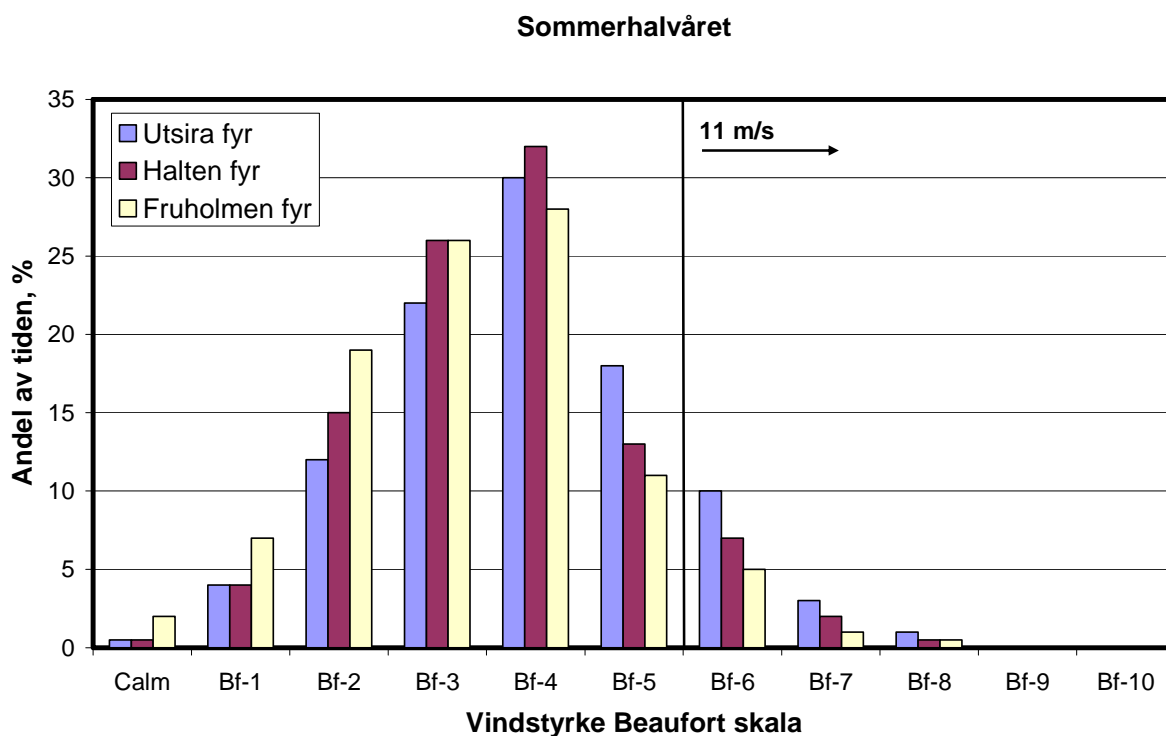
I vintermånedene kan vedvarende mangel på dagslys utgjøre et problem for oljevernet, men som Figur 3.5 viser er lysforholdene på Haltenbanken som forventet relativt lik Nordsjøområdet representert ved Statfjordfeltet. I november, desember og januar er det kun få timer med dagslys mens det i sommermånedene er lyst mesteparten av døgnet. En effektiv oljevernberedskap i vinterhalvåret forutsetter at oljevernsystemene kan operere også i tussmørke og mørke.

### 3.1.3 Ising

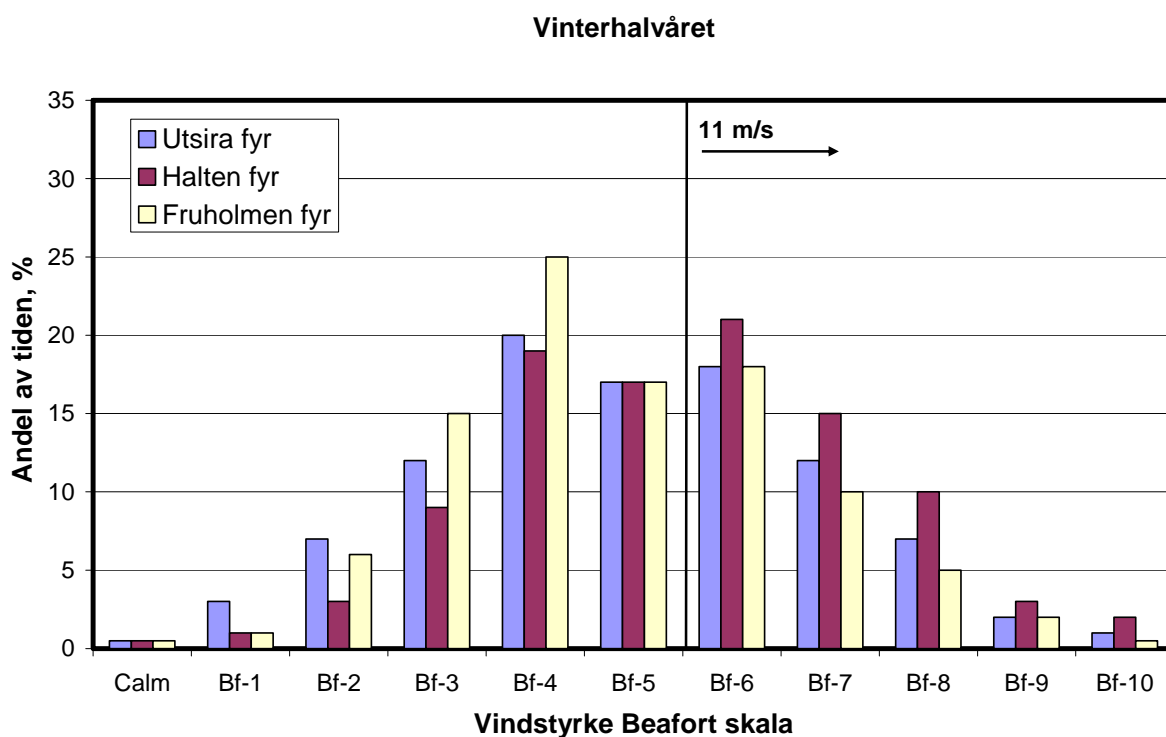
Ising har lenge vært kjent og fryktet blant sjøfarende i nordlige farvann. Når det gjelder ising skiller man mellom to hovedkategorier: atmosfærisk ising og sjøsprøyt ising. Atmosfærisk ising er forårsaket av underkjølt regn, snø, tåke eller frostrøyk. Ising på grunn av kollisjonsgenerert eller vindgenerert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

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.

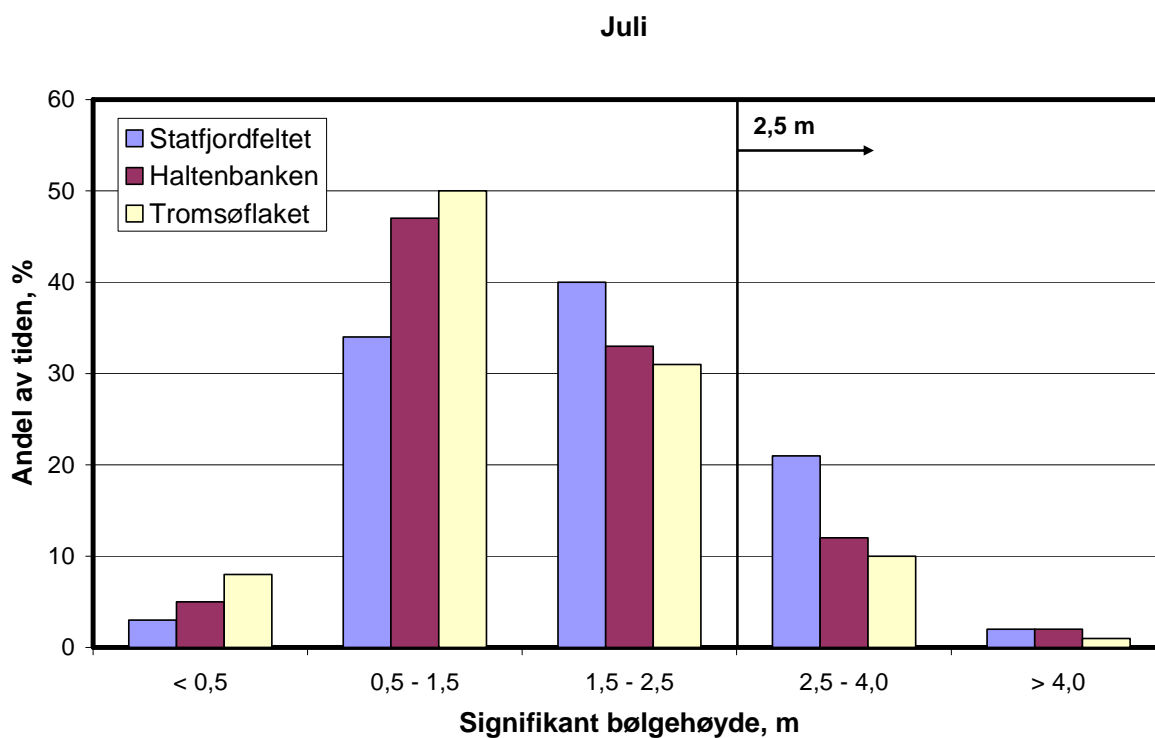
I "Statusbeskrivelse av skipstrafikk" (Røyset *et al.*, 2007) nevnes ising som et problem i det vestlige Norskehavet, i områdene mellom Norge, Island og Jan Mayen, hvor det foregår mye fiske. I dette området er sjøtemperaturen lav og kan om vinteren komme ned i 0 °C. Problemer med ising er i Norskehavet størst i perioden fra siste halvdel av desember og ut mars måned. Ising er ikke forventet å være et problem på Haltenbanken hvor mesteparten av petroleumsaktiviteten foregår i dag.



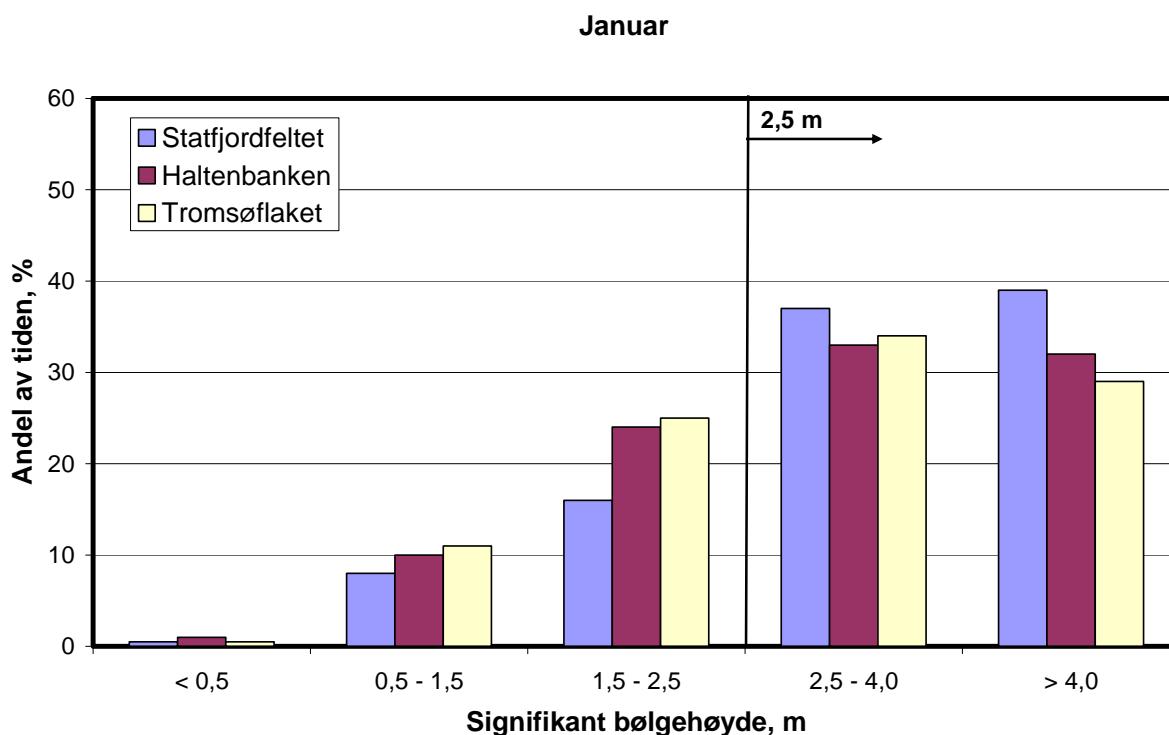
Figur 3.1 Statistisk vindstyrke for Halten fyr sammenlignet med Utsira fyr i sør og Fruholmen fyr i nord. Vindstyrken er angitt i hht. Beaufort skala. Sommerhalvåret.



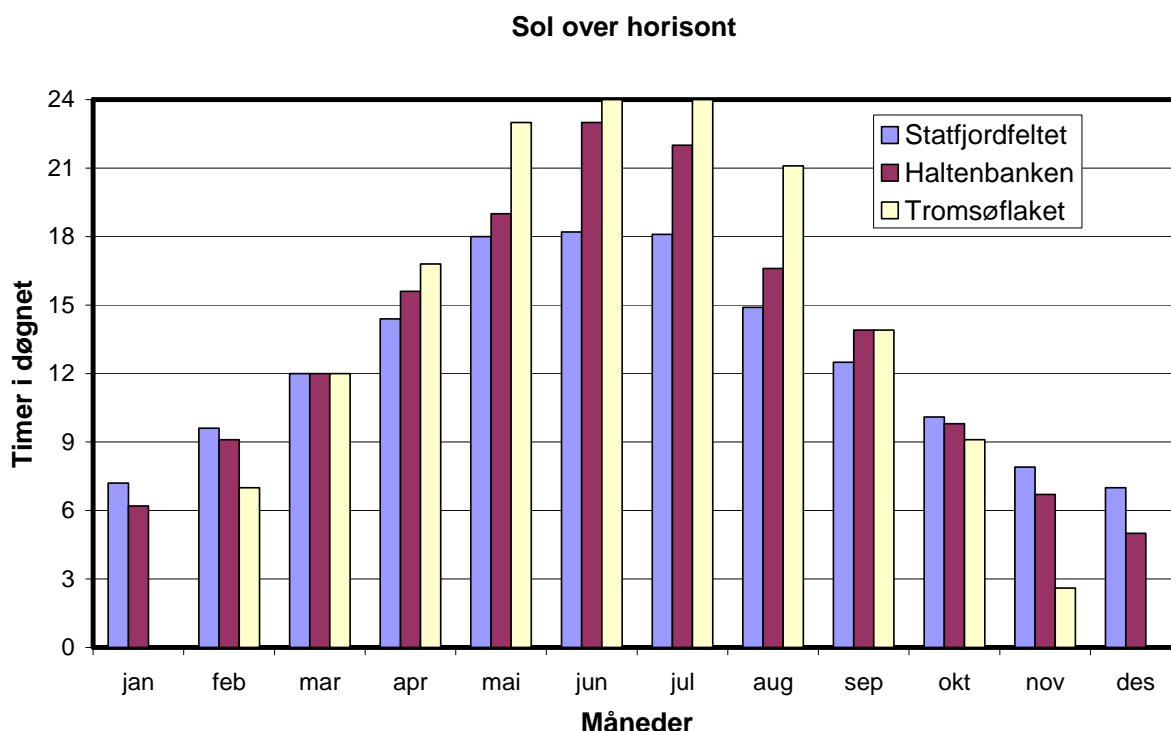
Figur 3.2 Statistisk vindstyrke for Halten fyr sammenlignet med Utsira fyr i sør og Fruholmen fyr i nord. Vindstyrken er angitt i hht. Beaufort skala. Vinterhalvåret.



Figur 3.3 Bølgestatistikk for Haltenbanken sammenlignet med Statfjordfeltet i sør og Tromsøflaket i nord. Juli måned.



Figur 3.4 Bølgestatistikk for Haltenbanken sammenlignet med Statfjordfeltet i sør og Tromsøflaket i nord. Januar måned.



Figur 3.5 Dagslysstatistikk for Haltenbanken sammenlignet med Statfjordfeltet i sør og Tromsøflaket i nord.

### 3.1.4 Oppsummering klimatiske forhold

Vind- og bølgestatistikken for Haltenbanken viser at forholdene både i sommer- og vinterhalvåret er tilnærmet lik Nordsjøen og Barentshavet kanskje med sterk vind noe større andel av tiden i vinterhalvåret. Det betyr at effektiviteten til oljevernustyret og muligheten for gjennomføring av aksjoner *ikke* er vesentlig forskjellig 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 3.2.

Tabell 3.2 "Tidsvindu" for bruk av mekanisk oppsamling på Haltenbanken som en funksjon av vind og bølger, ut fra gitte "grenseverdier" for oppsamling

Område	Årstid	"Øvre grense", 15 m/s vind	"Øvre grense", 4 m signifikant bølgehøyde
Haltenbanken	Sommer	Ca. 98% av tiden	Ca. 98% av tiden
	Vinter	Ca. 85% av tiden	Ca. 68% av tiden
Statfjordfeltet	Sommer	Ca. 97% av tiden	Ca. 98% av tiden
	Vinter	Ca. 88% av tiden	Ca. 61% av tiden

Lysforholdene endres som kjent med årstid og breddegrad. For Haltenbanken er lysforholdene ikke vesentlig forskjellig fra Nordsjøen, mens det nord i utredningsområdet (området Jan Mayen – Svalbard) ligner mer på Tromsøflaket med mørke store deler av døgnet i vinterhalvåret og midnattssol i sommerhalvåret. 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.

NOFO antar en effektivitet for operasjoner i mørke som er 65 % i forhold til effektiviteten i dagslys. Dette begrunnes med luftbåren overvåking fra helikopter, bruk av Aerostat og skipsradar for deteksjon av olje i mørket. Anslaget synes å være noe optimistisk ut fra dagens hjelpemidler. I

en større utslippsscenario 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. Man har god erfaring med ”real-time down-link” overføring av FLIR data og video fra fly/helikopter ned til beredskapsbåten, både fra Olje-på-vann øvelser og virkelige hendelser (for eksempel Draugen, 2006). 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 og IR fra skip, Aerostat, bøyer kombinert med nærsonemodell etc. vil kunne bidra til å øke effektiviteten for operasjoner i mørke.

For oljevernberedskapen antas ising av oljevernutstyret og de menneskelige faktorene å være den største utfordringen. Dette antas ikke å være noe stort problem på Haltenbanken, men kan være det lengre nord i utredningsområdet (for eksempel Jan Mayen). 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 kunne 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.

### 3.2 Infrastruktur

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.

Utredningsområdet for denne studien er stort med en lang kystlinje som strekker seg fra Sunnmøre og opp til grensen mellom Nordland og Troms. Området strekker seg også opp til nordspissen av Spitsbergen, men i og med at det ikke er planlagt noen oljevirksomhet der i overskuelig framtid tas ikke Spitsbergen med i denne vurderingen. Bosetning langs kysten er spredt og historisk styrt av fiskerivirksomhet. Det finnes imidlertid regionale sentra langs mesteparten av kystlinjen med isfrie havner.

Kunnskap om begrensninger og muligheter ved infrastrukturen vil være et svært viktig element i planleggingen og utvikling av et 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.

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

#### 3.2.1 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 utfordringer som må vurderes.

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 veikategoriene 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.

### 3.2.2 Lufftransport

I et område med store avstander vil 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 med transportfly, vil dimensjoneringen av flyplassene i området definere mulighetene og begrensningene for denne strategien.

I de fylkene som sogner til utredningsområdet er det totalt 22 lufthavner administrert av Avinor, Svalbard inkludert. De tre store lufthavnene i området:

- Tromsø lufthavn
- Trondheim lufthavn
- Bodø lufthavn

i tillegg til 3 mellomstore lufthavner er forventet å kunne ta ned større transportfly som for eksempel Hercules. Disse er:

- Ålesund lufthavn
- Molde lufthavn
- Kristiansund lufthavn

Avinor administrerer også en rekke Regional lufthavner, hvorav Sandnessjøen lufthavn og Brønnøysund lufthavn ligger sentralt inn mot utredningsområdet.

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. I den sørlige delen av utredningsområdet er det god tilgang på helikopter som også kan benyttes i oljevernberedskapen.

### 3.2.3 Sjøtransport

Utredningsområdet dekker et enormt havområde med en lang kyststripe. Både historisk og helt frem til i dag har transport på sjøen vært en viktig samferdselsåre. Dette sammen med behovet for havner for den tradisjonelt dominerende næringsveien fiske har etablert et svært godt og desentralisert nettverk av havnefasiliteter i hele området. Disse vil være viktige 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 (Kristiansund og Træna), 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 NOFO's planverk. Dette gir en god oversikt over nærmeste depot for de ulike kategoriene ved en eventuell oljevernaksjon. Tilgangen på fartøy er totalt sett bra i de sørlige deler av området hvor oljeaktivitet pågår i dag.



### 3.2.4 Logistikk

Oljevernaksjoner langs kysten og på strand vil kreve bruk av andre strategier for opprenskning og sanering som involverer mindre enheter og vanligvis mer 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. 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.

### 3.2.5 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.

I NOFO's planverk per januar 2008 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 som for eksempel:

- Statoil på Mongstad
- 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

## 4 Forventet effektivitet ved bruk av forskjellige beredskapsteknikker

### 4.1 Mekanisk oppsamling

De tre viktigste hovedelementene i den mekaniske oljevernberedskapen er beredskapsfartøyer, lensemateriell og oljeopptakere (skimmere):

#### 4.1.1 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 med flammepunkt under 60°C i tanker. Disse fartøyene har som oftest kapasitet til å ta imot til sammen 1000 m<sup>3</sup> oppsamlet masse spredt over flere mindre tanker. Vanligvis er det kun en mindre andel av disse tankene som kan ta imot oljeholdig masse med flammepunkt < 60 °C. Det er disse fartøyene som har oljeopptakeren ombord. OR fartøyer i Norge finnes hovedsakelig i NOFO's pool. Fartøyene leies av enkeltoljeselskaper men er bl.a. bygd for å kunne brukes i beredskapen. I de senere år er kravene endret i forhold til at fartøyene skal kunne brukes også i nordområdene og nærmere land, og her har nok NOFO mindre påvirkningsmulighet i forhold til nye krav som stilles til fartøyene. Selv om disse fartøyene i utgangspunktet bygges for daglig supplyvirksomhet er det viktig at løsninger for oljevernberedskapen blir best mulig. Dette gjelder også påføringsutstyr for dispergeringsmiddel hvor tilsvarende systemer som det som er installert på Områdeberedskapsfartøyene på Oseberg/Troll (se 2.4.1) bør installeres på nybygde fartøyer.

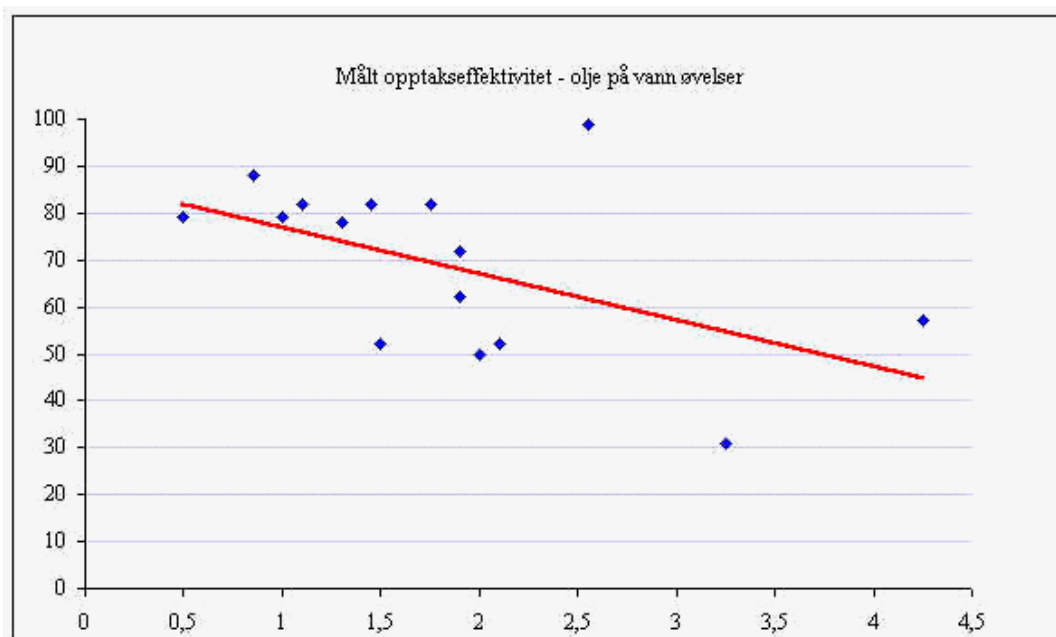
Andre fartøyer, f.eks. slepefartøyer, kan ikke ta ombord olje med flammepunkt under 60°C. De kan heller ikke operere i gassfarlig område slik at det er viktig å definere en sikkerhetssone rundt utslippsstedet hvor disse fartøyene må operere utenfor. Oljens egenskaper og innhold av flyktige komponenter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

#### 4.1.2 Lensemateriell:

I utgangspunktet er det kun havgående lenser som bør brukes offshore. Dette betyr at linsen må ha et visst fribord (høyde over vannoverflaten) for å redusere overskylling av olje. De lensene NOFO bruker (NO-1200-R) har et fribord på 1.2 m. Skjørtet (den membranen som stikker ned i sjøen) må ha en viss dybde for å redusere lekkasje av olje under linsen. NO-1200-R lensene har et skjørt på 1.3 m.

Forventet oppsamlingseffektivitet for mekanisk utstyr diskuteres i disse dager. Den største utfordringen med dagens lenser er å unngå såkalt lenselekkasje. Dette kan opptre dersom man tauer linsen for raskt og kan typisk oppstå ved slepehastigheter over 0,7-0,8 knop. Lenselekkasjen øker typisk med økende hastighet. Også bølgeaktivitet kan medføre lenselekkasje. Dagens lenser har derfor klare begrensninger i forhold til vind, bølger og strøm. Figur 4.1 viser oppsamlingseffektivitet målt under NOFO Olje-På-Vann (OPV) øvelser fra 1985-1995 som en funksjon av signifikant bølgehøyde (Stokke *et al.*, 2001). På den ene siden er NOFO's OPV øvelser unike i verdenssammenheng i forhold til muligheten til uttesting av utstyr. Samtidig er det vanskelig ut fra disse øvelsene å trekke klare konklusjoner om utstyrets effektivitet over tid. Øvelsene er typisk av kort varighet og ofte blir oljen sluppet direkte inn i linsen for deretter på bli pumpet tilbake til fartøyet vha. en skimmer. I de senere årene er det blitt gjennomført forsøk også for å se på lenselekkasje som en funksjon av bl.a. slepehastighet. En lenses evne til å holde på en olje/emulsjon er avhengig av flere faktorer enn bare bølger, vind, strøm og slepehastighet. Bl.a. oljens egenskaper som f.eks. viskositet og grad av emulgering er viktige parametere. En olje med lav viskositet kan ha en tendens til å lekke under linsen 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 4.1 Oppsamlingseffektivitet av olje/emulsjon målt under NOFO OPV øvelser som en funksjon av signifikant bølgehøyde. (Kilde: <http://planverk.nof.no/>).

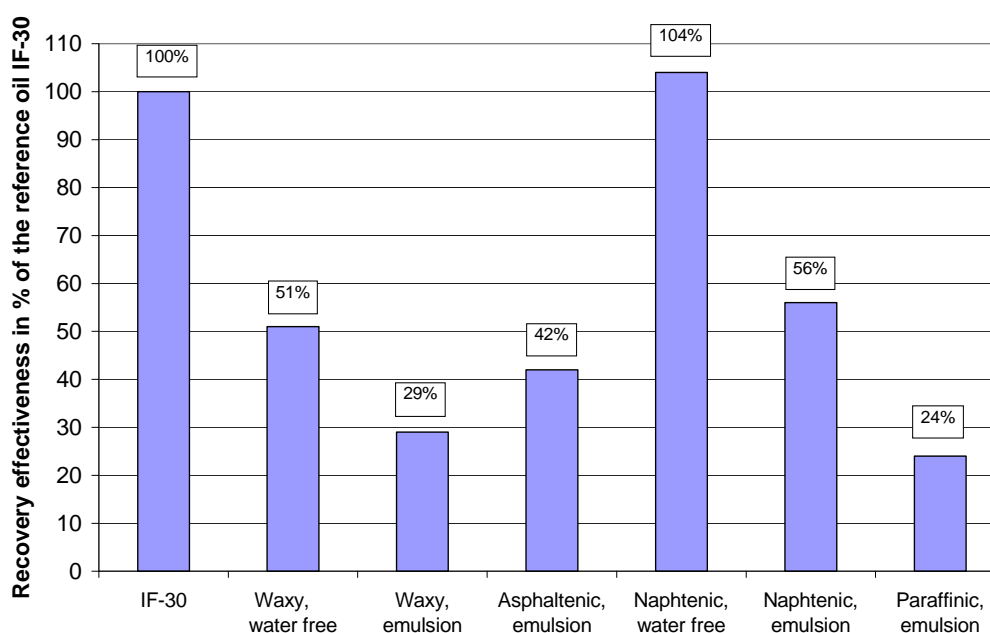
NOFO har utledet en forventet oppsamlingseffektivitet mot signifikant bølgehøyde, basert på resultater fra OPV øvelser gjennomført i tidsrommet 1985-1995 (figur 4.1). Opp mot 2 m bølgehøyde ligger målepunktene fra 50 og opp mot 90 % opptakseffektivitet. Ved større bølgehøyder er det få målepunkter og estimert opptakseffektivitet kan synes noe høy ved signifikante bølgehøyder over 2-2,5 m. 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. Det må understrekes at det utstyret NOFO har på sine baser må regnes blant det beste havgående utstyret man har i dag.

#### 4.1.3 Oljeopptakere (skimmere):

NOFO baserer sin beredskap på TransRec systemet og har nylig skiftet ut sine tidligere skimmere med en ny generasjon, Transrec 150. Standardversjonen av dette systemet er en overløpsskimmer (weir skimmer) med en nominell pumpekapasitet opp mot 400 m<sup>3</sup>/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 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. Det er derfor utviklet et HiWax skimmerhode til Transrec systemet med en nominell pumpekapasitet på 180 m<sup>3</sup>/t. Det er viktig å nevne at nominell pumpekapasitet sier noe om pumpens evne til å pumpe en lavviskøs væske forutsatt rikelig tilgang, men sier mindre om skimmerens pumpekapasitet i en oljevernsaksjon over tid. HiWax skimmeren er utstyrt med tromler som ”graver” oljen/emulsjonen til seg (positive displacement). 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). HiWax skimmeren har vesentlig lavere pumpekapasitet enn TransRec 150 overløpsskimmer 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). Tidligere ble den også brukt i feltberedskapen offshore, men er blitt erstattet av andre skimmertyper (Transrec 150) etter hvert som den tidligere feltberedskapen er erstattet av en Områdeberedskap. SINTEF har gjennomført testing av Foxtail skimmeren på utvalgte forvitrede Norske råoljer (Singsaas *et al.*, 2001). Figur 4.2 oppsummerer resultatene fra denne testingen. IF-30 bunkersolje (fersk) 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 4.2 Opptakseffektivitet i % relatert til en referanseolje IF-30 for Foxtail skimmer. Basert på testing i SINTEFs meso-skala basseng og Kystverkets basseng i Horten. (Kilde: Singsaas *et al.*, 2001).

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 pumpekapasitet (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 i prinsippet også benyttes offshore.

#### 4.1.4 Forventet effektivitet ved mekanisk oppsamling

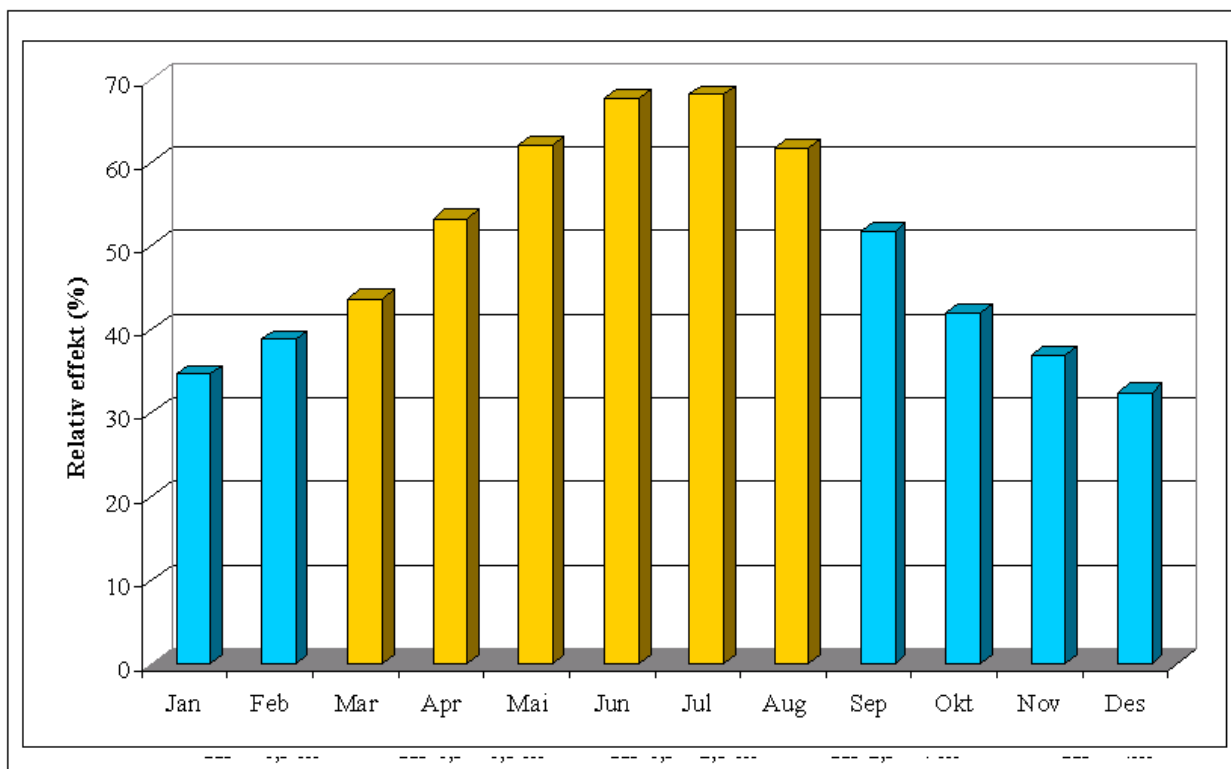
Oppsamlingseffektiviteten en kan forvente ved mekanisk oppsamling på sjøen vil variere enormt ut ifra en rekke faktorer, bl.a.:

- **Utslippsbetingelser:** Et overflateutslipp kan gi et ”tradisjonelt” oljeflak hvor oljen etter hvert vil emulgere og vind og strøm bidrar til at størstedelen av oljen samler seg i fronten av flaket. Dette er et gunstig scenario for mekanisk oppsamling. Et undervannsutslipp medfører ofte at oljen kommer til overflaten spredt over store områder og med svært lav tykkelse. Dette er ofte et ugunstig scenario for mekanisk oppsamling. Videre har det betydning om det er et punktutslipp av begrenset varighet eller en utblåsning av lengre varighet.

- Værforhold og sjøtilstand: Det ideelle for mekanisk oppsamling vil være at oljen emulgerer til en viss grad slik at den sitter godt i linsen samtidig som bølgehøyden ikke er for stor slik at man unngår stor grad av lenselekkasje. Det er først og fremst lenseenes evne til å samle og holde på oljen/emulsjonen som er den kritiske faktoren ved oppsamling offshore. Ved vindhastigheter over 10-12 m/s og signifikante bølgehøyder over 2,5-3 m vil dagens lensemateriell få problemer. Det sies ofte at under værforhold utover dette ”ordner naturen selv opp”. Det er nok mer korrekt å si at ved sterk vind og høye bølger blir olje/emulsjonen mindre tilgjengelig for oppsamling med lenser ved at den presses ned i vannet av bølgene slik at den lettere unnslipper linsen. I roligere vær kan oljen ofte komme til overflaten igjen og da gjerne spredt over større områder.
- Oljens egenskaper: Som en tommelfingerregel er det sagt at en olje/emulsjon bør ha en viskositet på minimum 1000 cP for å sitte godt i en linse. Samtidig vil høye viskositeter, tentativt større enn 10000 – 15000 cP kunne medføre redusert opptak med skimmer. Oljenes egenskaper varierer enormt både mellom forskjellige råoljetyper og mellom råolje, kondensat og bunkersoljer. Kunnskap om oljens egenskaper er meget viktig ved planlegging og gjennomføring av oljevernaksjoner. I Norge har SINTEF gjennomført forvitningsstudier for de fleste oljer i produksjon slik at egenskaper og forventet utvikling på sjøen etter et utslipp er godt dokumentert.
- Utstyr: Valg av utstyr er selvfølgelig viktig. Til bruk offshore må det velges utstyr som tåler tøffe værforhold og som kan opereres fra store fartøyer. Nær kyst og strand og i mer beskyttede og trange områder kreves mindre utstyr som er mer fleksibelt i forhold til å manøvrere i trange farvann.
- Mannskap: Det er avgjørende for hvor vellykket en oljevernaksjon skal bli at mannskapet som er involvert, på alle hold fra ledelse til praktisk utøvelse, er kompetente. Derfor er øvelser og drilling i praktisk oljevern viktig.

Hovedfilosofien i NOFO's beredskaps-etablering er anvendelsen av flere barrierer, hvor hver barriere vil bidra til en trinnvis reduksjon av mengde olje og emulsjon videre til neste barriere. Hovedfokus for aksjonen vil fortsatt være bekjempelse nær kilden, av miljøhensyn så vel som logistiske hensyn. NOFO opererer med to begreper når det gjelder effekt av beredskapen:

- Relativ effekt: Dette angir hvor stor andel av oljen som er tilgjengelig på overflaten (ikke medregnet fordampet eller naturlig dispergert olje) som tas opp. Relativ effekt er en funksjon av:
  - Forventet (historisk) bølgeklime i det aktuelle havområdet i den aktuelle årstiden eller boreperioden.
  - Effektivitetskurve basert på NOFO's olje-på-vann øvelser (se figur 4.1).
 Figur 4.3 viser beregnet relativ effekt gjennom året beregnet for Haltenbanken.
- Absolutt effekt: Dette angir hvor stor andel av totalt utsluppet mengde som tas opp.



Figur 4.3 Relativ effekt beregnet for et NOFO system på Haltenbanken (Kilde: NOFO's planverk).

Et NOFO system består av 400 m NO-1200-R lense, Transrec 150 og HiWax skimmer, OR fartøy samt ett slepefartøy. NOFO benytter følgende basis opptakskapasitet for sine systemer (forutsetter døgnkontinuerlig operasjon og ideelle forhold ved at olje i lenseåpningen ikke er en begrensende faktor):

- Ett NOFO system med overløpsskimmer: 2400 m<sup>3</sup>/døgn.
- Ett NOFO system med HiWax skimmer: 1900 m<sup>3</sup>/døgn.
- Ett NOFO system eller tilsvarende med Foxtail 8-14 skimmer: 800 m<sup>3</sup>/døgn.

Et kystvakt system består av et kystvakt fartøy med 2 - 300 m havlense, en oljeopptager (Framo Transrec 250, FoxTail 8-14 eller FoxTail 4-9), samt ytterligere et fartøy for trekking av lensen. Her (NOFO's planverk) benyttes følgende basis opptakskapasitet (avhengig av skimmertype):

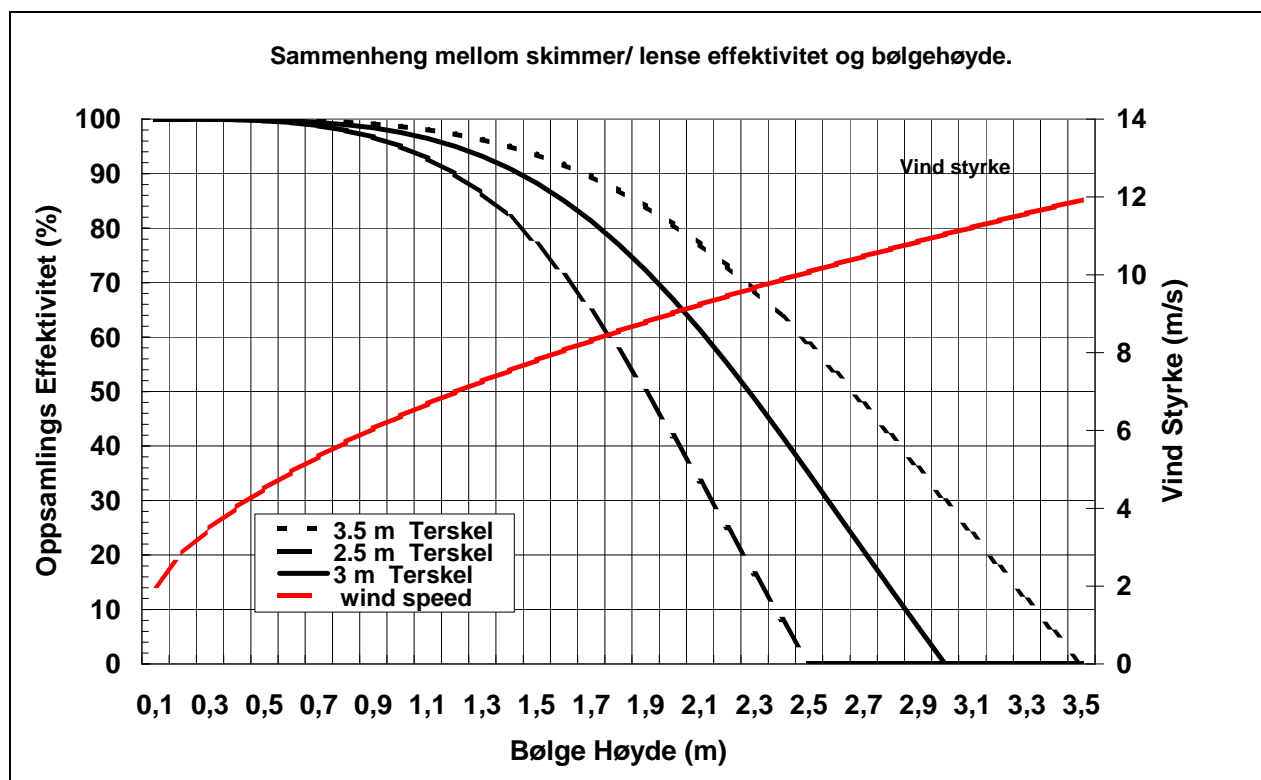
- Transrec 250: 1200 m<sup>3</sup>/døgn.
- Foxtail 8-14: 800 m<sup>3</sup>/døgn.
- Foxtail 4-9: 300 m<sup>3</sup>/døgn.

Det er imidlertid viktig å understreke at den største utfordringen ved en langvarig oljevernaksjon vil være å samle oljen i en lense og opprettholde en oljetykkelse i lensen som gjør at skimmeren kan operere effektivt over tid. Dette vil bety at oppsamlingseffektiviteten ofte ikke er så avhengig av pumpekapasiteten til skimmeren ettersom det er oppsamling av olje i lensen som er den begrensende faktoren.

Et kystsystem består typisk av et tobåt- eller trebåtssystem, enten av et av Kystverkets fartøyer med skimmer, slepefartøy og 200 m kyst-/havlense eller to mindre fartøyer som trekker 200 m kyst-/havlense og med et fartøy som pendler mellom fartøykonfigurasjonen og samler opp olje. Utstyr vil hentes fra Kystverkets depoter, IUA'er og private depoter. Basert på en operasjonstid på 12 timer pr. døgn er opptakskapasiteten til et slikt system beregnet til maksimalt 120 m<sup>3</sup> olje/emulsjon pr. døgn.

Det foreligger begrensede data på forventet effektivitet fra mekanisk oppsamling av olje på sjø. NOFO har gjennomført mer eller mindre årlige olje-på-vann øvelser siden 80-tallet. Dette er unikt i verdenssammenheng og har gitt en meget verdifull anledning til å teste ut utstyr og aksjoner. Øvelsene har, imidlertid, blitt gjennomført over relativt kort tid og ved at oljen/emulsjonen er blitt sluppet inn i en lense under kontrollerte betingelser. Derfor kan det være vanskelig å utlede effektiviteten til utstyret over en lengre oljevernaksjon ut fra disse dataene.

SINTEF bruker en noe mer konservativ tilnærming i sine beredskapsanalyser. Figur 4.4 viser algoritmen som brukes i OSCAR (Oil Spill Contingency And Response) modellen for å uttrykke sammenheng mellom oppsamlingseffektivitet for lenser som en funksjon av vindstyrke og bølgeaktivitet. Tall for forventet effektivitet av mekanisk oppsamlingsutstyr er under revisjon i samarbeid mellom Kystverket og NOFO.



Figur 4.4 Eksempel på forhold mellom bølgehøyde og opptakseffektivitet (% av maksimum) av lense / skimmer systemer (venstre akse) og vind hastighet (høyre akse) for en fullt utviklet sjø.

## 4.2 Bruk av dispergeringsmiddel

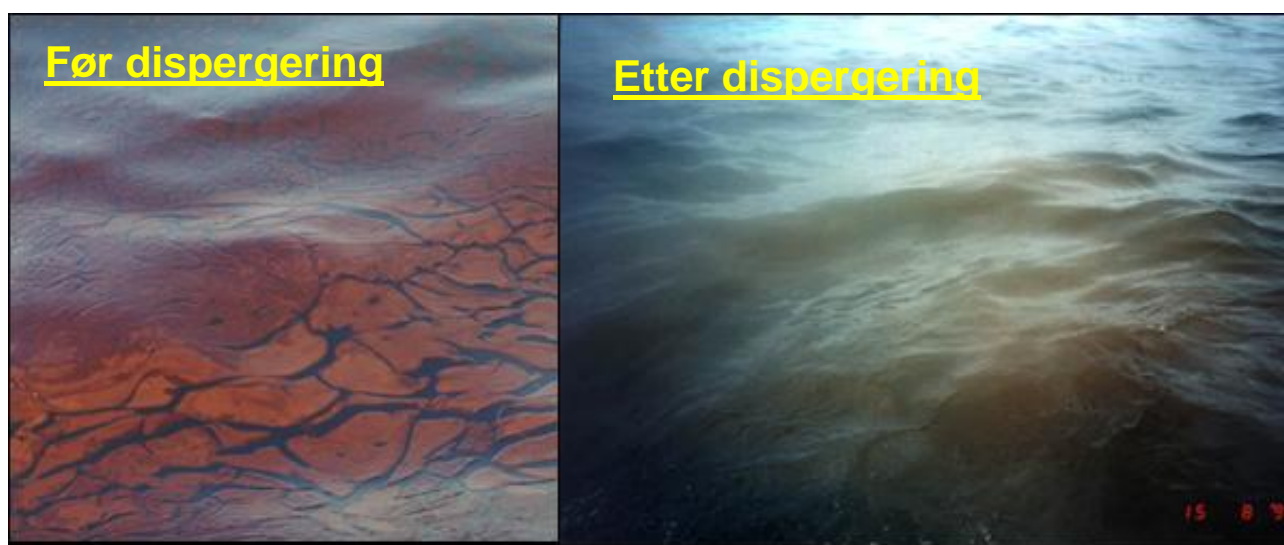
Utstyr for dispergering og dispergeringsmidler foreligger i ulike depot og fartøy langs kysten, samt at det inngår i områdeberedskapen for felter på norsk sokkel. En oversikt over mengde dispergeringsmiddel i depot og på båter er gitt i tabell 2.1.

Dispergeringsmidler kan påføres et oljeflak ved hjelp av fly, fartøy eller fra helikopter utstyrt med underhengende dispergeringsbøtte. Kapasiteten vil være avhengig både av hvilken påføringsplattform og hvilke påføringsforhold som benyttes. Effekten er avhengig både type dispergeringsmiddel, oljens forvitringsegenskaper, og av hvor hyppig en påføringssyklus kan gjentas. Ved påføring fra helikopter vil hyppigheten av en syklus avhenge av transittiden fra lager til aksjonssted, fylletiden samt påføringstiden (høydosering: 3-4 minutter, lavdosering: 20 minutter). Bøttene som benyttes i norsk oljevernberedskap har en kapasitet på 1000 og 3000 liter. Hvis man antar en effekt av dispergeringen på 80 %, og en påføring i forholdet 1:20, vil man med en bøtte på 3000 liter kunne dispergere i underkant av 50 tonn olje/emulsjon i en syklus. Ved bruk



av båt utstyrt med dispergeringsutstyr regnes en påføringskapasitet på 3.6 m<sup>3</sup>/t som realistisk for de ”gamle” systemene og det dobbelte (7.2 m<sup>3</sup>/t) for de nyere ”Havila”-systemene utviklet på Oseberg/Toll feltene.

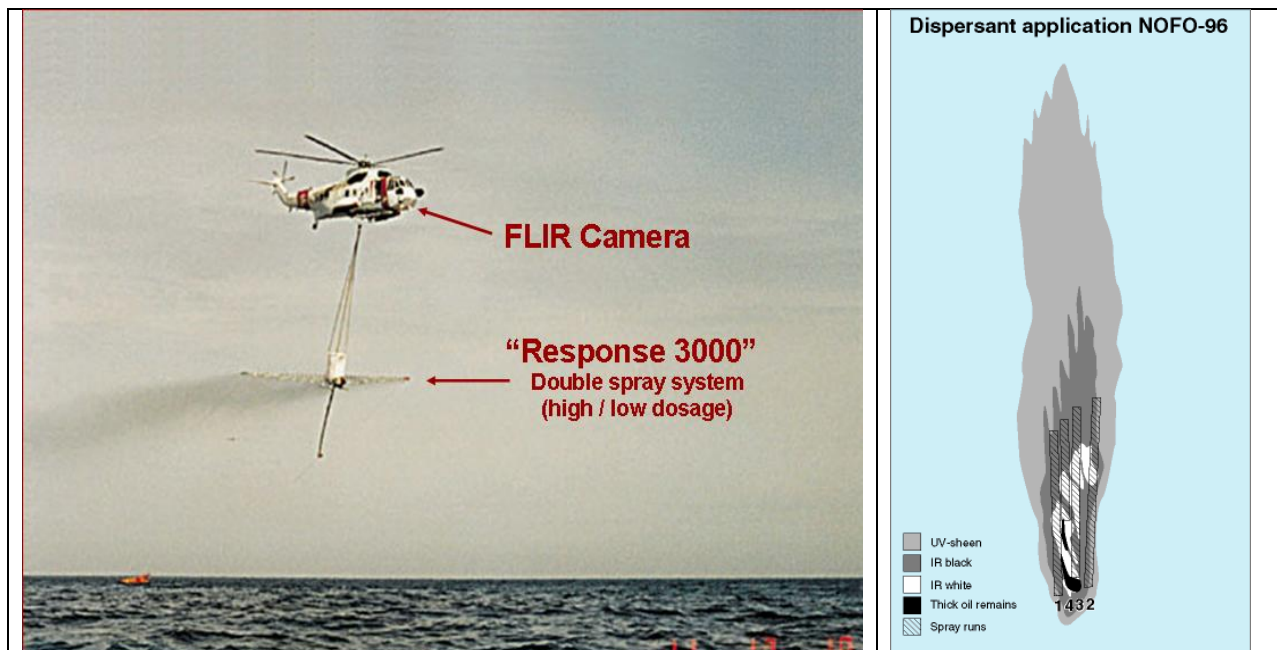
Utstyret som benyttes i beredskapen er testet og verifisert gjennom fullskala feltforsøk. Dokumentasjon av effektivitet foretas gjennom monitorering på overflate og i vannmassene, både før, under og etter påføring. Spesielt er felt-seriene med testing av ulike typer bøtter for helikopterpåføring blitt grundig dokumentert. Påføring av dispergeringsmiddel fra helikopter under felttestene i 1995 og 1996, gav meget høy effektivitet. Emulsjonen i de forvitrede oljeflakene som ble påført dispergeringsmiddel var totalt dispergert ned i vannmassene innen ca. halv time etter endt påføring (se figur 4.5.). I forsøkene i 1996 ble en mindre andel (< 10 % av den tykke emulsjonen) ikke behandlet med dispergering (se fig 4.5). Bruk av FLIR kamera installert i helikopteret var av stor nytteverdi for å kunne fokusere påføringen på de tykke delene med emulsjon i oljeflaket (Brandvik et.al. 1996).



*Figur 4.5 Fra NOFO's OPV-1995. Til venstre: Detaljbilde av tykk emulsjon på havoverflate før dispergering, sammenlignet med samme området (til høyre) ca. 15 min etter dispergering med helikopter, hvor oljen har blitt totalt dispergert ned i vannet som små oljedråper.*

Under NOFO OPV i 2006, ble det nye påføringsutstyret på beredskapsbåten Havila Troll testet. Dispergeringsmiddel ble påført på to eksperimentelle oljeflak ved ulike forvitringstidspunkt. Over 90 -95 % av bekjempbar emulsjon ble dispergert som små dråper ned i vannmassene eller dannet en midlertidig ”sheen” på overflata som raskt ble brutt ned (Brandvik *et al.*, 1996, Daling og Leirvik 2006). Direkteoverføring (down link) av FLIR-opptak fra helikopter ned til beredskapsbåten (illustrert i figur 4.6) var svært nyttig for å kunne manøvrere båten til de riktige områder i oljeflaket (se figur 4.7 FLIR-bilder). Denne påføringsstrategien ble også brukt under påføring av dispergeringsmiddel på et oljeutslipp på Draugen i 2006 (se fig. 2.10).





Figur 4.6 Fra NOFO OPV-1996. Fra testing av helibucket "Response 3000", med skisse som viser at ca. 90 % av emulsjonen i oljeflaket ble effektivt behandlet med dispergeringsmiddel.



Figure 4.7 Bruk av "down-link FLIR-opptak fra helikopter til påføringsbåten Havila Troll (NOFO 2006). "Real-time" FLIR-opptak fra helikopter ble sendt ned til Havila Troll under påføringsoperasjonen.

### 4.3 Deteksjon og overvåking

Med fjernmåling menes et system som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage lekkasjer fra innretninger og forurensning på havoverflaten samt bestemme forurensningens posisjon, areal og bekjempbarhet. Fjernmåling innebærer datainnsamling og tolking, ikke beregning av prognoser frem i tid. NOFOs beredskapsplanverk har fokus på oppfølging av akutt oljeforurensning når dette oppdaget og vurdert som bekjempbart.

Fjernmåling kan utføres fra innretning, skip, satellitt, fly eller helikopter. Sensorene kan være aktive (sende ut & motta energi) eller passive (kun motta energi). Målet med NOFOs fjernmåling er å sikre at SKL-Hav, operasjonsledelsen, aksjonsledelsen og andre aktører på land til enhver tid har best mulig oversikt over oljens posisjon, areal og bekjempbarhet uavhengig av sikt- og lysforhold.

NOFO's beredskap tar høyde for bruk av inntil 11 ulike fjernmålingsverktøy/metoder:

1. Visuell vurdering av olje på sjø (appearance code) fra skip, innretning, helikopter, heliumfylt ballong eller fly. Dette innebærer også bruk av foto og video.
2. Håndholdt infrarødt kamera.
3. Skipsbasert oljedeteksjonsradar (OSD).
4. Radar (SAR) om bord i satellitt.
5. Radar (SLAR) om bord i innleid fly.
6. Infrarødt kamera (FLIR) om bord i innleid fly.
7. Infrarødt kamera (FLIR) om bord i innleid helikopter.
8. Infrarødt kamera (FLIR) om bord i heliumfylt ballong (aerostat).
9. Infrarød scanner om bord i innleid fly.
10. Ultraviolet scanner om bord i innleid fly.
11. LFS og MWR om bord i innleid fly (i enkelte utenlandske fly).

NOFO har downlink utstyr for analog TV-overføring av levende bilder fra helikopter og fly til fartøy (se figur 4.7). Det finnes om lag 10 spesialutstyrte overvåkingsfly i Nord-Europa som kan leies inn. Flyene disponeres av myndighetene i hvert land og rekvirering skjer gjennom BONN-avtalen ([www.bonnapgreement.org](http://www.bonnapgreement.org)) med Kystverkets vakt som kontaktpunkt. De er alle relativt likt utrustet og benytter samme operative prosedyrer.

NOFOs beredskapsplanverk har fokus på oppfølging av akutt oljeforurensning når dette oppdaget og vurdert som bekjempbart. Med monitorering menes verktøy og metoder som under en hendelse kan gi mer detaljert informasjon om bekjempbarhet, oljens egenskaper og forvitring, oljeregnskap, spredning i vannmassene, samt forurensningens innvirkning på miljøfølsomme ressurser. Monitorering omfatter både modellverktøy og teknikker som krever fysisk kontakt med olje (prøvetaking). I oljevernssammenheng utgjør monitorering + fjernmåling til sammen fellesbegrepet: overvåking.

### 4.4 Kystnære aksjoner og strandsanering

Grunnlag for valg av strategi og prioritering av områder for sanering vil bestemmes av en lang rekke faktorer som omfatter blant annet;

- Resultater fra karakterisering og kartlegging av strender innenfor influensområdet
- Olje type, mengde og fordeling
- Tilgjengelig utstyr, personell og kunnskap
- Logistikk/infrastruktur
- Miljøparametere
  - Følsomhetsindeks
  - MOB indeks-følsomme ressurser
  - potensialet for remobilisering

- Spesielle kystmiljø
  - Tidevann
  - Eksponering
  - Isfylte strøk
  - Fjærntliggende strøk/Områder med begrenset infrastruktur
- HMS

#### 4.4.1 Tiltak for å beskytte strandsonen

Ved et uhellsutslipp er det en prioritet å beskytte strandsonen slik at oljen ikke når inn til land dersom dette er mulig. Målsetning for denne strategien vil kunne være::

- Hindre at olje kommer i kontakt med strandsonen, miljøressurs eller et sensitivt område i strandsonen.
- Minimalisere effekten av oljen som kommer i kontakt med strandsubstratet eller sensitive områder i strandsonen
- Utnytte tilgjengelige ressurser på en sikker, rasjonell og effektiv måte
- Minimalisere generering og håndtering av avfall.
- Unngå å forårsake mer skade enn oljen alene

En beskyttelses strategi må baseres på kunnskap om;

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

Faktorer som må vurderes ved valg av strategi for beskyttelse av strandsone og/eller miljøressurs

- Utslipet; mengde og type olje, og tid før eventuell stranding
- Vær; aktuell vær-situasjon og vær prognoser
- Strandtype
- Tilstedeværelse av økologiske, økonomiske og kulturelle ressurser
- Eksponering; strøm, tidevann og bølger
- Sjøsidene; vanddyb, bunnsediment egenskaper
- Infrastruktur, tilgjengelighet fra landsiden og sjøsiden, evt. landingsplass for helikopter

Tiltak som kan benyttes for å beskytte strandsonen inkluderer;

##### Kystnær oppsamling av olje på sjø

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

##### Ledelenser; endre retningen på spredningen av oljeflakk

Endrer på spredningsretningen av oljen fra strandsonen eller mot dedikert del av strandsonen (for opptak av oljen) ved bruk av lensemateriell eller andre barrierer. Benyttes i scenarier hvor lenser ikke kan benyttes til utestengning av olje på grunn av strømhastighet, brytende bølger eller begrenset tilgang på ressurser. Ulike konfigurasjoner mulig med ulikt antall lenseenheter.

##### Avstengning med lenser, diker eller strandvoller

Hindrer olje flak å komme til spesifikke lokaliteter ved bruk av lense eller diker, strandvoll eller andre barrierer. Benyttes spesielt for avsperring av begrensede sund eller vikene med for eksempel våtmarksområder, eller strandvoller for å hindre/begrense at olje kommer i kontakten med strandsonen.

### Kontaktbarrierer

Hindrer kontakt mellom oljen og strandområde eller miljøressurs, ved å etablere vann-barriere, fysisk barriere eller tildekning av strandsonen. Flømming ved lavt trykk kan hindre kontakt og transportere oljen vekk fra strandsonen. Fysisk eller tekstil barriere (plastikk, geotekstil, absorbent) kan benyttes for å hindre kontakt med strandsubstratet. Effektivitet bestemmes av barrierens egenskaper, vinkel på strøm og bølger (eksponering).

### **4.4.2 Metoder for strandsanering**

Ulike teknikker for sanering av oljeforurenset strand er beskrevet kort nedenfor, med angivelse av kapasiteten/effektivitet.

#### Selvrensing (naturlig restitusjon)

Ingen tiltak iverksettes for å fjerne strandet olje, når ingen effektiv metode kan benyttes for sanering eller for å begrense effekten på miljøressurser. Oljen degraderes naturlig.

Svært variabelt "effektivitet" (selvrensningsgrad), som bestemmes av oljen (mengde, type, forvitring, fordeling), strandkarakteristika og eksponering. Restitusjon i løpet av dager til mange år.

#### Manuelle teknikker

Fjerning av overflateolje med hendene, raker, spader, skraper og lignende og bøtter. Bruk av absorbenter som arbeides inn i oljen for å lette fjerningen. Mekanisk utstyr benyttes ikke. Svært variabel effektivitet som bestemt av olje (type, forvitningsgrad, mengde, fordeling), strandesonens karakteristika og eventuell vegetasjon.

#### Fjerne oljetilsølt avfall/søppel

Manuell eller mekanisk oppsamling av avfall/søppel fra strandsonen.

Effektivitet bestemmes av mengde oljeforurenset avfall i strandsonen, og kriteriene (eks forurensningsgrad) for å fjerne dette.

#### Mekanisk oppsamling

Olje og oljeforurenset sediment og avfall samles og fjernes ved bruk av mekanisk utstyr som gravemaskin, bulldoser, mudringsutstyr, veiskraper og eventuelt spesialutstyr for rensning av forurensete strender. Krever system for mellomlagring, transport og behandling/disponering. Effektivitet varierer over et bredt spekter, bestemt av strandens karakteristika (homogenitet, sedimentsammensetning), oljens fordeling i dybden, utstrekning av forurenset strandområde. Opp til 10 mål pr dag pr maskinenhet.

#### Sorbenter

Absorberende og adsorberende materiale påføres den flytende oljen eller strandet mobil olje. Sorbenter kan benyttes som lenser, flak/ruller, eller løst partikulært eller granulært materiale. Effektiviteten bestemmes av kapasiteten til sorbenten, energi for å fjerne olje fra substratet og klebrigheten til oljen.

Effektiviteten ved bruk av sorbenter varierer over bredt område som bestemmes av oljens egenskaper, sorbentens egenskaper, effektivt kontakt mellom olje og sorbent og strandkarakteristikken. Sorbenter kan binde olje opp til 1L/L sorbent eller opp til 20L olje/kg sorbent. Kystverket har i sine aksjoner benyttet bark som absorberende middel, og hvor den oljebefengte barken løses fra stranda ved høyvann eller blir spylt ut få sjøen for oppsamling.

### Vakum-suging

Vakumpumpe med fleksibel slange og sugehode som suger opp mobil olje. Pumpeenheten kan variere i størrelse fra bærbart til montert på større lastebiler og flåter/båter.

Effektivitet varierer over et bredt område. Typisk 100-200 L/time for 5 cm slange for lette/middels tunge oljer. Avtar for tyngre olje, og øker med økende kapasitet på slangediameter og pumpekapasitet.

### Sediment bearbeiding (reworking/tilling)

Bruk av mekanisk utstyr (evt. manuelt) for å bearbeide oljeforurensset sediment for forbedre transport egenskapene i sedimentet, transportere oljen til overflate eller spre forurensningen jevnt i det behandlede laget, for å stimulere nedbrytningen og/eller utvasking av oljen.

Behandling av forurensset område bestemmes av strandsonens karakteristikk, utstrekning av området, samt kapasiteten til utstyret. Kapasitet på opp til 20 mål/dag

### Surf washing/ Fysisk utvasking

Mekanisk utstyr benyttes for å forflytte oljeforurensset sediment til deler av tidevannssonen med høyere energi av brytende bølger, som generer høyere vannstrømning i sedimentet og forårsaker bevegelse i sedimentet som gir fysisk erosjon og frigivelse av olje til vannmassene. Ved bruk av bulldoser kan opp til 100m strandlinje behandles pr time. Effektiviteten vil være påvirket av strandsonens karakteristika, utbredelsen av oljetilsølt område og dybden på olje i strandsonen

### Fjerning av vegetasjon

Oljetilsølt vegetasjon kuttes eller frigjøres fra underlaget og samles i egnede beholdere. Effektiviteten vil kunne variere mye avhengig av mengde vegetasjon samt mengde, foredeling og egenskapen til oljen. Ved sterkt forurensset vegetasjon vil kapasiteten være på 5m<sup>2</sup>/time

### Fysisk frigjøring og oppsamling

Spyling med vann og luft slanger som kan forflytte bundet olje eller samle sammen ved oppsamlingslokaliteter. Opereres vanligvis fra små båter.

Effektiviteten vil variere over vidt område. Avhenger av oljens egenskaper, mengde og fordeling.

### Flømming/overskylling

Vann pumpes (gjennom perforert slange eller pumpehode) utover standsegment med mobil olje. Oppsamling i vannkanten og opptak med egnet utstyr

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, og strandsubstratets karakteristika, og er vanskelig å forutsi.

### Vasking; lavt trykk, lav temperatur

Direkte bruk av vann fra lokaliteten som benyttes for å spyle med lavt trykk (<10 bar) for å løse olje fra strandsubstratet og transportere dette mot sjøsonen for oppsamling og opptak med egnet utstyr.

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi.

#### Vasking; høyt trykk, lav temperatur

Bruk av vann fra tilgjengelige vannkilder i høytrykksspyler med høyt trykk (10-100 bar). Høyt trykk vil fjerne klebrig og høyviskøs olje mer effektivt. Oppsamling og opptak av frigjort olje på vannet hvor dette vil være påkrevd.

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi.

#### Vasking; lavt trykk, høy temperatur

Varmt vann spyles med lavt trykk for å gjøre oljen flytende og løsne den fra strandsubstratet og lede oljen mot sjøkanten for oppsamling og opptak

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi. Opp til 1 m<sup>2</sup>/min.

#### Vasking; høyt trykk, høy temperatur

Høytrykksspyler med varmt vann og høyt trykk benyttes for å mobilisere olje som ledes mot egnet oppsamlingspunkt i sjøsonen. Alternativt kan oljen samles opp umiddelbart på stedet mens den er flytende. Benyttes på tung/forvitret olje som er viskøs og klebrig.

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi. Maksimal kapasitet på spyling vil være 50m<sup>2</sup>/time

#### Steam rensing

Høytrykksspyler med damp eller varmt vann (opp til 100°C) og høyt trykk (opp til 200bar) benyttes for å løsne sterkt forvitret olje. Kan benyttes sammen med flømming for å samle avfallet i sjøsonen.

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi. Maksimal kapasitet på spyling vil være 50m<sup>2</sup>/time.

#### Sand-blåsing

Bruk av sandblåsningsutstyr for å fjerne sterkt forvitret olje fra fast substratet.

Effektiviteten avhenger av mengde olje, oljens egenskaper og fordeling, strandsubstratets karakteristika, og vaskeutstyrets egenskaper, og er vanskelig å forutsi. Maksimal kapasitet på spyling vil være 10m<sup>2</sup>/time



### Kjemiske strandrensemidler / Dispergeringsmidler

Strandrensemidlet og dispergeringsmidlet påføres substratet for å endre oljens fysiske egenskaper for at den lettere skal løsne fra underlaget. Frigivelse fra underlaget forutsettes fysisk eksponering ved spyling eller naturlig ved bølgeeksponering. Bruk av strandrensemidler vil redusere krav til etterfølgende behandling (f.eks. vasking). Oppsamling av frigjort olje med lenser og opptak i sjøsonen. Bruk av dispergeringsmiddel på strand kan være et alternativ på høyenergi strender, hvor oljen da lettere vil frigjøres fra underlaget og ved naturlig bølgeeksponering dispergeres og fortynnes i vannmassene.

Effektiviteten til disse kjemiske midlene bestemmes både ut fra påførings metode/ kapasitet, produktets effektivitet, oljens egenskaper, mengde og fordeling og eksponeringen i området. Bildene nedenfor er fra testing av ulike strandrensemidler i forbindelse med Server utslippet.



Figur 4.8 Fra testing av ulike strandrensemidler i forbindelse med Server utslippet, 2007.

### Bioremediering

Gjennomføre tiltak for øke biologisk nedbrytning av oljekomponenter ved å modifisere omgivelse i sedimentet for å oppheve den begrensede komponenten. Dette kan være tilførsel av næringsstoffer (typisk N eller P), økt tilgang på oksygen, øke overflaten av oljen i sedimentet (vann/olje grenseflate). Strategi for behandling og oppfølging etableres med monitorering av begrenset faktor i det området som behandles.

Aktuelle behandlingsteknikker vil være knyttet mot mangel på næringsstoffer; gjødsel, oksygen: sedimentegenskaper eller tilgang på O<sub>2</sub>, overflate vann/olje; dispergering. Effektiviteten vil variere over et bredt spekter, og bestemmes av oljens egenskaper, fordeling og konsentrasjon, strandsubstratets karakteristika, miljøforholdene (temperatur), tilgang på næringsstoffer og oksygen, og behandlingsmetodikk/strategi. Restitusjon innenfor måneder til år.

## 5 Potensielle miljøkonsekvenser relatert til beredskap

Planlegging av oljevernberedskap består i å evaluere de mest sannsynlige utslippsscenarioene som kan forekomme ved en gitt lokasjon og utvikle en strategi for bekjempelse. Den primære målsetting med enhver bekjempelsesstrategi 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).

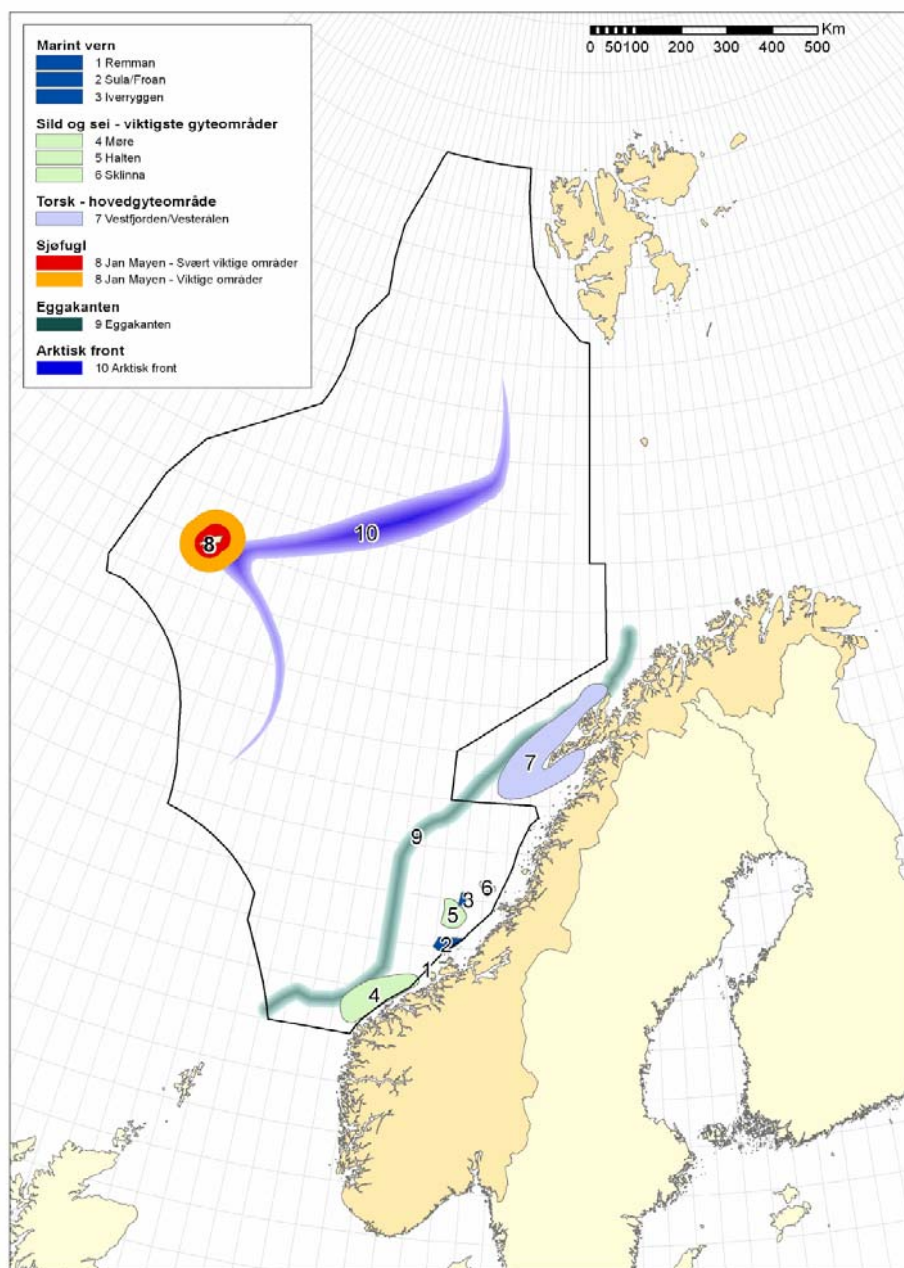
Forskrift for bruk av dispergeringsmidler (Forurensningsforskriften kap.19) som ble gjort gjeldende fra 1. Januar 2003, åpner for dokumentert og planlagt bruk av dispergeringsmiddel på akutt forurensning offshore, i kystnære strøk og for landbasert virksomhet. Dispergeringsmidler kan brukes som et selvstendig tiltak eller som et strategisk supplement til mekanisk oppsamling.

### 5.1 Miljøressurser i regionen (Basert på Ottesen & Auran (2007)).

Norskehavet har høy biologisk produksjon og svært stor biomasse. Spesielt høy produksjon og biodiversitet finner man i forbindelse med frontsystemer (Eggakanten, Arktisk front) og i retensjonsområder (strømvirvler over banker). Disse områdene er generelt viktige for en rekke arter og det er som regel i disse områdene vi finner gyteområder for fisk og viktige næringsområder for sjøfugl og sjøpattedyr. Eggakanten har store mengder koraller og høy biodiversitet av bunnlevende dyr i kombinasjon med høy produksjon i vannmassene på grunn av oppstrømming av næringsrikt dypvann. Tilsvarende er den pelagiske produksjonen høy i et smalt belte langs den arktiske front som utgjør grensen mellom Atlantisk og Arktisk vann. Eksempler på retensjonsområder er Haltenbanken og Sklinnabanken som er viktige gyte- og oppvekstområder for fisk. (Ottesen & Auran, 2007).

Nesten  $\frac{3}{4}$  av biomassen i Norskehavet utgjøres av dyreplankton, med raudåte som den dominerende arten. Det finnes også store mengder krill og pelagiske amfipoder. Raudåte finnes i hele området mens krill i følge Havforskningsinstituttets undersøkelser finnes i ytterkantene av havområdet nord for Island utenfor Norskekysten og vest for Svalbard. De største tetthetene av Amfipoder finnes i de vestlige delene av Norskehavet. Dyreplanktonet og i særlig grad raudåta er en viktig matkilde for fisk og sjøpattedyr og utgjør bindeleddet mellom primærproduksjonen og høyere nivåer i næringskjeden.

Viktige fiskearter i området er sild, kolmule, makrell og sei. Av disse har sild og sei viktige gyteområder innenfor utredningsområdet og en vesentlig del av rekrutteringen til disse fiskestammene skjer i Norskehavet med Møre og Haltenbanken som de sentrale gyteområdene. I tillegg har begge artene viktige gyteområder ved Røstbanken, dette feltet er også vurdert i ”Utredning Lofoten Barentshavet”- ULB (Johansen et al. 2003). I rapporten ”*Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse*” (Ottesen og Auran, 2007) defineres 10 områder i Norskehavet som særlig verdifulle (Fig. 5.1).



Figur 5.1. Prioriterte særlig verdifulle områder for miljø- og naturressursene i Norskehavet begrunnet med minst ett av de to hovedvalgskriteriene, viktighet for biologisk mangfold og viktighet for biologisk produksjon. Områdene er ikke prioritert innbyrdes. (Ottesen & Auran 2007)

## 5.2 Potensielle biologiske effekter fra oljeutslipp

Ved bruk av dispergeringsmiddel på et oljeflak vil oljen dispergere ned i vannsøylen som små oljedråper i tillegg til at vannløselige oljekomponenter kan lekke til sjøvannet både fra overflateoljen og de dispergerte oljedråpene. Selv om dette kan gi økte konsentrasjoner i vannsøylen (begrenset i tid og utstrekning) vil spredning av olje på havoverflaten og mulig drift til land reduseres betraktelig. Mekanisk oppsamling vil ikke bidra til vesentlig økte konsentrasjoner i vannsøylen, men en større spredning på overflaten kan forekomme sammenlignet med bruk av dispergeringsmiddel. Større spredning på overflaten kan i neste omgang medføre større sjanse for stranding av olje. I forbindelse med beredskapsplanlegging må det gjøres en analyse av dette, hvor

også tilstedeværelse av sårbare miljøressurser kartlegges. Det er da viktig å ha forståelse av de miljømessige effektene de forskjellige valgene kan medføre.

### 5.2.1 Potensielle effekter i vannsøylen

Potensielle miljøeffekter 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 (Singsaas *et al.*, 2005). 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 aromatenene (BTEXene). I tillegg vil det være en del større aromatiske (PAH), og polare (UCM) komponenter (fenoler, syrer etc.). Imidlertid vil de flyktige BTEX-komponentene fordampe raskt, og etter for eksempel 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.

Plankton vil hovedsakelig følge vannmassene passivt, mens det antas at større fisk i stor grad kan unngå områder med høye konsentrasjoner av hydrokarboner. Potensialet for effekter på fisk i vannsøylen er derfor størst i områder med høye konsentrasjoner av tidligstadier av fisk. For å få en skade på rekruttering som gir populasjonseffekter må en del av populasjonene utsettes for oljekonsentrasjoner som fører til død eller varig svekkelse. Dette forutsetter overlapp mellom deler av konsentrasjonsfeltet som overstiger antatt effektgrense og drivbanen til tidligstadier av fisk. Mekanisk oppsamling vil innebære redusert skadepotensial i vannsøylen på grunn av redusert utbredelse og nedblanding av oljekomponenter. Dispergering vil øke nedblanding av oljen og øke potensialet for skade i vannsøylen.

Akutt giftighet av organiske stoffer fra råolje er antatt å skyldes generell narkose som følge av diffus påvirkning på cellemembraner. For aromatiske forbindelser er effekten å være knyttet til en kritisk kroppskonsentrasjon (body burden) som er uavhengig av strukturen på stoffene. Det er en generell trend innen alle komponentgrupper at den akutte giftigheten øker med økende fettløselighet (økende oktanol/vann-koeffisient;  $K_{ow}$ ).

### 5.2.2 Effekter av olje på havoverflaten

Omfanget av skader knyttet til olje på overflaten i åpent hav vil hovedsakelig være avhengig av hvor mange sjøfugl som finnes i drivbanen til overflateoljen. Særlig utsatt for olje på overflaten i åpent hav er pelagisk dykkende sjøfugl som lomvi, lunde, alke og alkekonge. Pelagisk overflatebeitende arter tilbringer mindre tid på havoverflaten og antas å være noe mindre utsatt for oljesøl. Datagrunnlaget for fordelingen av sjøfugl i åpent hav er bergrenset, men det kan antas at store områder utenfor spesielt Røst og Runde har store konsentrasjoner av mytende alkefugler i perioden juni til september (SEAPOP). I tillegg finnes viktige myteområder i området fra Smøla til Froan (ærfugl, grågås svartand, sjøorre og siland). Innenfor SEAPOP-programmet (Anker-Nilssen *et al.* 2005) er det utført modellering av forventet fordeling av noen enkeltarter på sesongbasis. Disse simuleringene sammen med resultater fra overvåkningsprogrammer vil etter hvert bidra til betydelig bedre kunnskap om fordeling av sjøfugl i åpent hav. Dette er en forutsetning for å kunne foreta kvantitative vurderinger av skade på sjøfugl ved oljeutslipp til havs.

### 5.2.3 Effekter på strand og tilknyttede strandsaneringsteknikker

#### 5.2.3.1 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.

#### 5.2.3.2 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 naturinngrep
- hindre videre spredning av strandet olje

- unngå mulige skader på personell (HMS)
- minimalisere bruk av personell og utstyr
- begrense kostnadene mest mulig

### 5.2.3.3 Faktorer som bestemmer/påvirker valg av saneringsteknologi for oljeforurenset 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/naturressurser
- Eksponering
- Brukstype
- Næringsforhold/akvakultur
- 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

### 5.2.3.4 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 forurenset 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.



Tabell 5.1 gir en oversikt over potensielle miljøeffekter for ulike saneringsteknikker og ulike strandtyper. Ellers henvises til Singsaas *et al.*, 2005 for ytterligere utdyping.

Tabell 5.1 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

#### 5.2.4 Nyere FoU

Forskning som er relevant for å vurdere biologiske effekter av oljeverntiltak er i hovedsak knyttet til to forskningsområder:

- Kartlegging og modellering av geografisk og temporal utbredelse av naturressurser (i hovedsak sjøpattedyr, fisk, sjøfugl og marine evertebrater).
- Bestemmelse av realistiske effektgenser og miljørisiko knyttet til tilstedeværelsen av forskjellige kvaliteter av olje på strand, sjøoverflate og i vannsøylen.

MAREANO – Marin arealdatabase for norske kyst- og havområder. I programmet inngår en omfattende og detaljert kartlegging av sjøbunn samt ressurskartlegging.

SEAPOP er en del av den nasjonale sjøfuglkartleggingen og har som målsetting å bedre kunnskapen om utbredelse og bestandssvingninger hos norske sjøfuglarter. Programmet inkluderer statistisk modellering av fordeling av sjøfugl i åpent hav.

PROOFNy er del av forskningsprogrammet Havet og Kysten og har som målsetting å øke kunnskapen om langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten. I PROOFNy inngår prosjekter rettet mot å kartlegge effekter av akutt forurensning blant annet gjennom studier av næringskjedeopptak av oljekomponenter i sild (Havforskningsinstituttet) og studier av effekter og etablering av effektgrenser for akutt eksponering av oljedråper og vannløselige oljekomponenter på raudåte (NTNU). Et prosjekt rettet mot å beskrive giftighetsbidraget fra oljedråper og løste oljekomponenter på torskelarver under oljeutslipp er startet i 2008 (SINTEF). Hensikten med dette prosjektet er å skaffe bedre inputdata til modellering av miljørisiko og miljøskade i forbindelse med oljeutslipp.

Det drives en betydelig forskningsaktivitet initiert av oljeindustrien med relevans for å beskrive effekter av oljesøl. Dette inkluderer bestemmelse av følsomhet for oljekomponenter i nordlige havområder – etablering av ”species sensitivity distributions” (SSD) for akutt eksponering (StatoilHydro). To pågående programmer er knyttet til oljevern; ”Oil in ice JIP” (Agip KCO, Chevron, ConocoPhillips, Shell, StatoilHydro, Total) og ”Coastal oil spills” (ENI-Norge, StatoilHydro). Disse programmene er i hovedsak knyttet til teknologiutvikling, men det forventes at det i økende grad vil bli inkludert biologiske effektstudier.

Det drives også et kontinuerlig arbeid for å forbedre eksisterende modellverktøy for beregning av miljørisiko og miljøskade ved definerte utslipp. Eksempler på dette er EIF-akutt, og en pågående revisjon av eksponeringsberegninger i OSCAR.

## 6 Simuleringer av oljeverntiltak for utslipp på Mørrekysten

Etter avtale med OED er det gjennomført en enkel beredskapsanalyse som en del av dette arbeidet. Dette er gjort først og fremst for å sammenligne mekanisk oppsamling med bruk av dispergeringsmiddel og visualisere hvordan et oljeutslipp kan oppføre seg og hvordan de forskjellige tiltakene virker. I og med at det er gjort drivbaneberegninger og analyser for de feltene som er i produksjon i dag ble det etter avtale med OED besluttet å bruke et potensielt framtidig felt på Mørrekysten i disse analysene. Dette feltet er kystnært slik at en også får belyst problemstillingen med landpåslag av olje i en slik analyse.

### 6.1 OSCAR-modellen

Oljedriftsberegningene er foretatt med SINTEFs OSCAR-modell, som er en tredimensjonal modell for beregning av drift, spredning og forvitring av olje. Modellsystemet består av ulike nøkkelkomponenter, hvorav de som er brukt i denne studien er:

- en oljeforvittringsmodell basert på laboratoriedata
- en tredimensjonal modell for drift, spredning og forvitring av olje og kjemikalier

Modellen for beregning av forvitring/nedbrytning av kjemikalier tillater spesifisering av oljens egenskaper ved multiple separate komponenter eller pseudokomponenter. Tjuefem komponentgrupper er gjeldende standard i OSCAR systemet, noe som tillater relativt realistiske analyser av løsnings, degradering og giftighet, i tillegg til de vanlige prosessene, som fordampning, emulsjonsdannelse og naturlig dispergering. Databaser for olje og kjemikalier gir fysisk-kjemiske og toksikologiske parametere som input til modellen. Resultatene fra modellen lagres ved spesifiserte tidssteg i datafiler, som i sin tur er tilgjengelig som input til en eller flere modeller mhp biologisk eksponering.

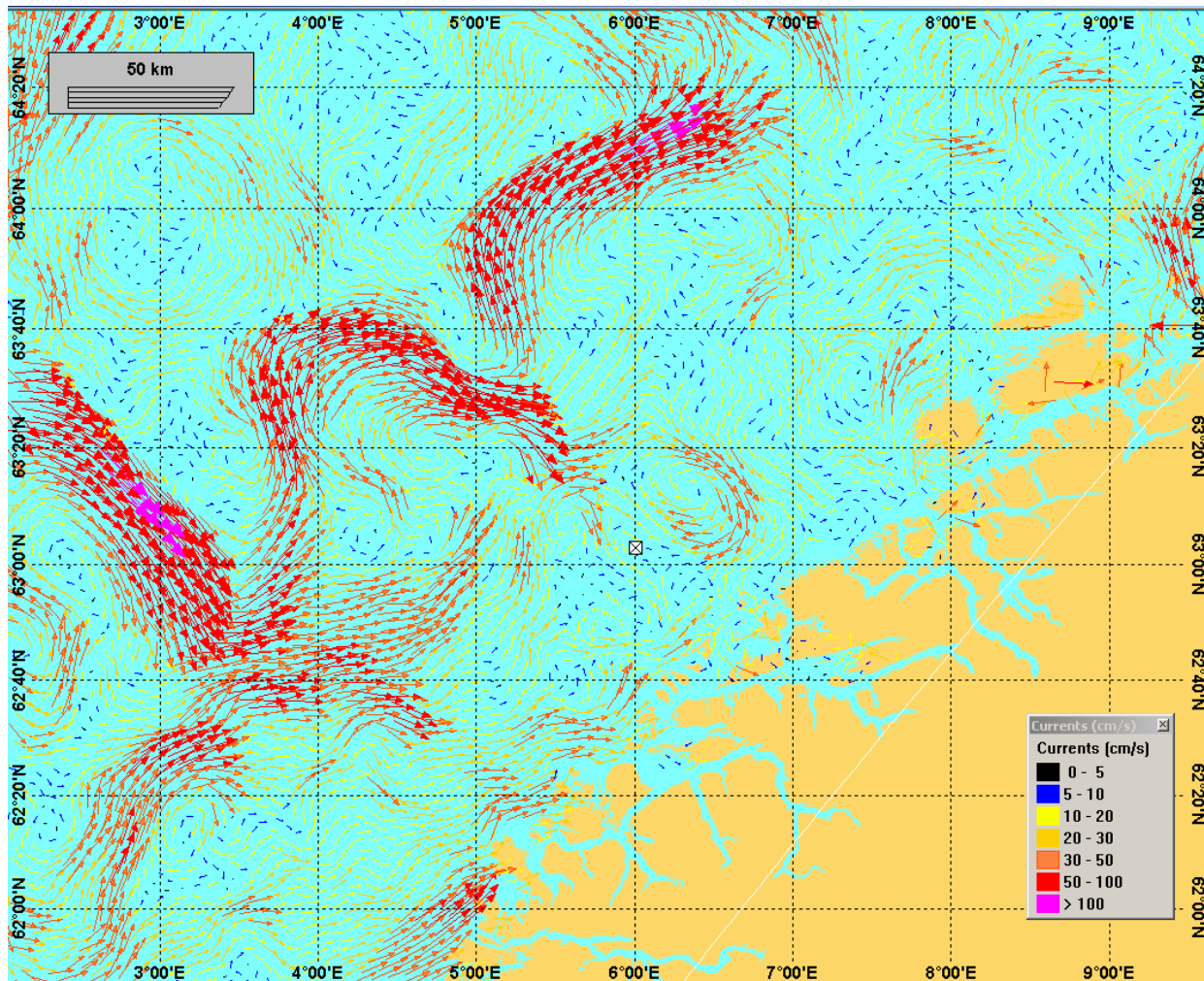
For å bestemme transport og skjebne til oljen på sjø overflaten, anvender OSCAR algoritmer for drift og spredning, samt for emulsjonsdannelse og fordampning. I vannmassene simuleres horisontal og vertikal dispergering av nedblandete oljedråper og løste hydrokarboner ved hjelp av "random-walk" prosedyrer. Fordelingen mellom partikulær og løst tilstand er beregnet, basert på lineær likevekts teori. Andelen av forurensning som er koblet til partikler i vannmassene, vil (eventuelt) synke til bunnen, og enten blandes ned i de underliggende sedimentene, eller løses tilbake i vannet. Nedbrytning i vann og sedimenter representeres som en førsteordens nedbrytnings prosess. Algoritmer som brukes for å simulere disse prosessene er beskrevet i Aamo et al. (1993) and Reed et al. (1994, 1995).

Oljens drift beregnes på grunnlag av vind og strøm, der vinden gir et ekstra bidrag til drift av olje i overflaten (Stokes-drift). I dette prosjektet er det benyttet strømdata med en oppløsning på 4 x 4 km beregnet av met.no for et bestemt år (2000), samt vinddata for samme periode. Strømdataene er lagret for hver 2. time for å oppløse tidevannsstrømmen. *Figur 6.1* viser et eksempel på overflatestrømmen fra disse beregningene.

OSCAR-modellen kan benyttes for enkelt-scenarier med gitte utslippsbetingelser (oljetype, utslipprate, varighet), eller som en statistisk modell der det kjøres et større antall scenarier med samme utslippsbetingelser med start på ulike tidspunkt i de tilgjengelige strøm- og vinddata. Når modellen kjøres statistisk simuleres det et større antall utslipp med starttidspunkt fordelt i perioden med tilgjengelige strøm og vinddata. Resultatene fra alle utslippsberegninger i den aktuelle perioden benyttes til å beregne en rutebasert sannsynlighet for overskridelse av visse biologiske effektgrenser på sjøoverflaten, i vannmassene og på strand. Grenseverdiene bygger på henholdsvis filmtykkelse, konsentrasjoner av olje i vann (maksimal verdi i en gitt rute uavhengig av dyp er benyttet til å beregne midlere verdier i simuleringsperioden), samt mengde olje/emulsjon pr km strand.

## 6.2 Utslippbetingelser og valg av scenarier

I denne studien er OSCAR-modellen benyttet på to tenkte hendelser med utslipp på et tenkt oljefelt ved Mørrekysten. Det samme utslippstedet er benyttet i konsekvensutredningen for uhellsutslipp fra petroleumsvirksomheten og feltet er antatt å inneholde en lett oljetype (basert på vurderinger av oljetyper i Norskehavet, samt OD's vurderinger av geologi) (Brude et al. 2008).



Figur 6.1 Øyeblikksbilde av strømfelt i overflaten fra met.no sin hydrodynamiske modell.

Utslipp av lett olje eller kondensat vil imidlertid ha svært kort levetid på sjøen, og innsats av oljevernutstyr vil generelt ha liten hensikt. Av denne grunn har vi her valgt å se på et utslipp av en relevant middels råolje (Heidrun blend), delvis med samme rate og varighet som for hendelsen som er analysert i den nevnte utredningen for uhellsutslipp fra petroleumsvirksomheten (1000 m<sup>3</sup>/døgn, 15 døgns varighet). For denne hendelsen er det kjørt statistiske simuleringer med og uten innsats av mekanisk oljevern. I tillegg er det utført beregninger med og uten oljevern for et valgt enkeltscenario. For å se på effekten av bruk av kjemiske dispergeringsmidler har vi valgt å ta utgangspunkt i et mer kortvarig utslipp, dvs. et utslipp på 1000 m<sup>3</sup> av samme råolje i løpet av 6 timer. I den sammenheng er beregningene utført for et enkeltscenario.

Følgende beregninger er gjennomført med OSCAR-modellen:

### 1) Langvarig utblåsning

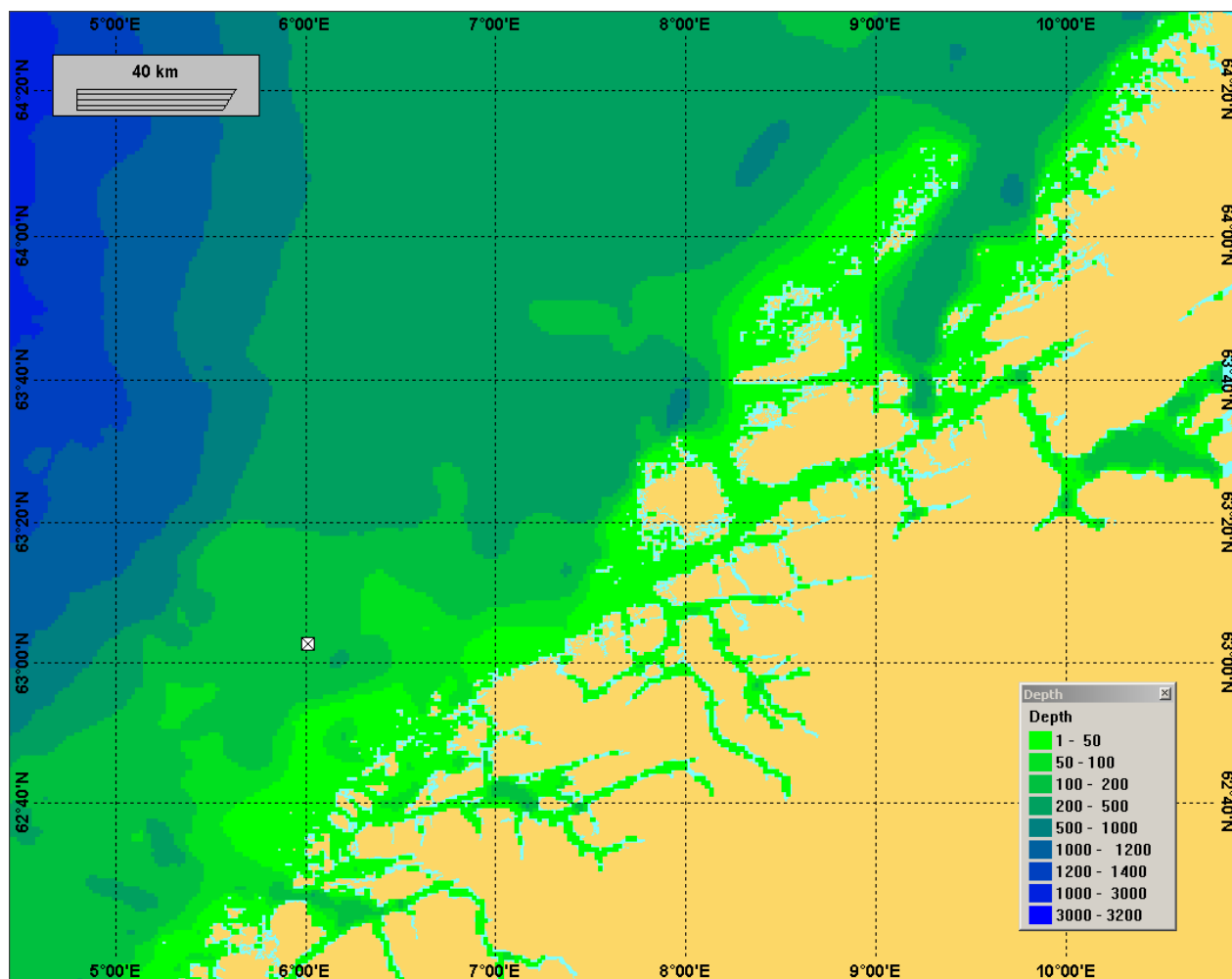
- 1000 m<sup>3</sup> per døgn av Heidrun råolje i 15 døgn
- Statistiske simuleringer for perioden februar til august
  - Uten oljevern
  - Mekanisk oljevern – to NOFO-systemer
- Enkeltscenarier med start 11. august

- Uten oljevern
  - Mekanisk oljevern med to NOFO-systemer
- 2) *Kortvarig utslipp*
- 1000 m<sup>3</sup> av Heidrun råolje i løpet av 6 timer
  - Enkeltscenarier med start 16. februar
    - Uten oljevern
    - Mekanisk oppsamling med ett NOFO-system
    - Båtpåføring
    - Helikopterpåføring

### 6.3 Langvarig utblåsning

#### 6.3.1 Oljedriftsberegninger

For den langvarige utblåsningen ble det som nevnt kjørt statistiske oljedriftsberegninger uten og med innsats av mekanisk oljevern. Simuleringene omfattet 60 scenarier i perioden februar til august. Figur 6.2 viser kart over simuleringsområdet med utslippstedet markert. Effektivitetstall for oljevernsystemene er oppsummert i Tabell 6.1.



Figur 6.2. Kart over simuleringsområdet med tilhørende dybdeforhold. Utslippstedet er markert på kartet som et kvadrat med kryss i.

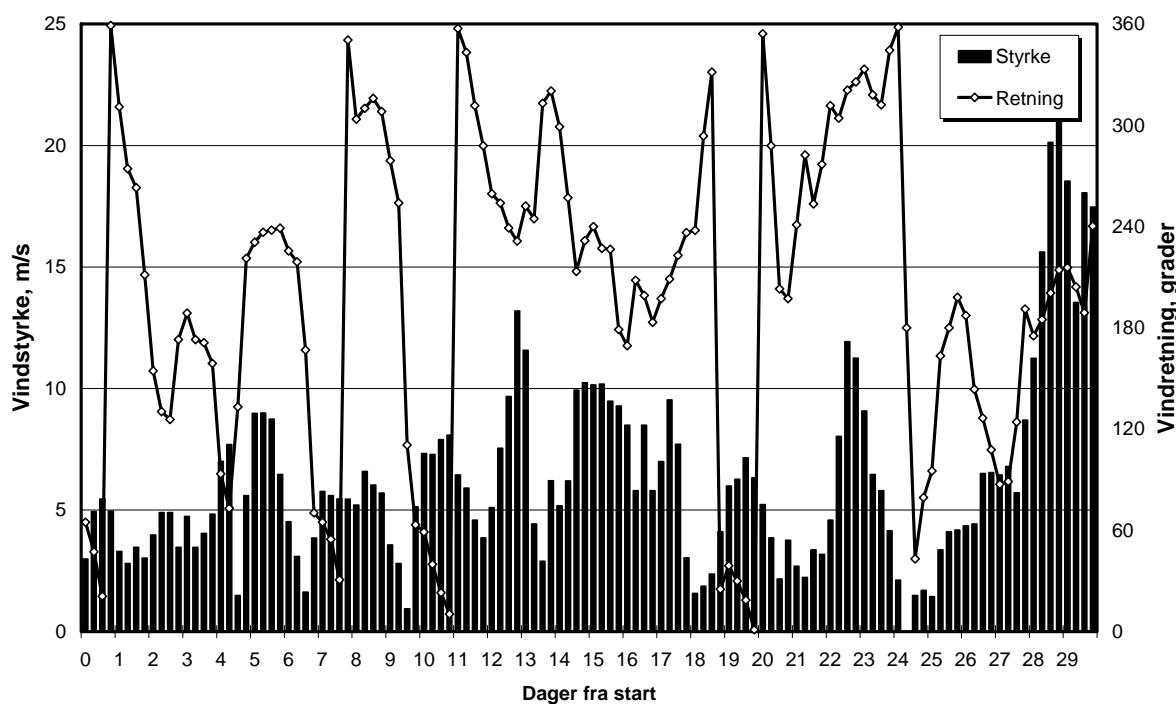
Tabell 6.1. Effektivitetstall for NOFOs mekaniske oljevernssystemer

Egenskap	Verdi
Skimmerrate, m <sup>3</sup> /time	170
Lenseåpning, m	180
Transporthastighet, knop	12
Slepehastighet, knop	1
Tankvolum, m <sup>3</sup>	1000
Begrensende signifikant bølgehøyde, m	3
Lenseeffektivitet (under ideelle forhold), %	80

Figur 6.5 viser berørt område på sjøoverflaten og strand fra de statistiske simuleringene uten oljeverntiltak, mens Figur 6.6 viser tilsvarende kart fra beregningene med innstats av NOFO-systemer. Beregningene viser at det berørte området til havs uten tiltak dekker et areal på 15 687 km<sup>2</sup>, mens berørt område med tiltak blir redusert til 7 786 km<sup>2</sup>. Berørt strandlinje er ca 300 km uten tiltak og ca 70 km med tiltak, basert på at strandlinje i hver rute forenklet tilsvarer diagonalen i ruta. Massebalansen ved slutten av hvert av scenariene er vist på Figur 6.7. For beregningene uten tiltak er scenariene sortert etter strandet oljemengde (størst strandet mengde kommer først), mens for beregningene med tiltak er scenariene sortert etter oppsamlet oljemengde. Figuren viser at scenario nr 55 gir størst strandet oljemengde og størst oppsamlet mengde.

Scenario nr 55 ble valgt for å illustrere utfallet av et enkeltscenario uten og med innsats av oljevern. Figur 6.3 viser vindstyrke og retning for dette scenariet. Som det fremgår er vinden moderat i det meste av utslippsperioden, fulgt av en periode på slutten med kraftigere vind.

Figur 6.8 viser tidsutviklingen av massebalansen uten og med innsats av oljevern for dette scenariet, mens Tabell 6.2 viser oppsamlet oljemengde per system.



Figur 6.3. Tidsutvikling av vindstyrke og retning for scenario 55 med start 11.08 2000



Tabell 6.2. Oppsamlet oljemengde i scenario nr 55. Totalt utslipp på 12 872 tonn (15 500 m<sup>3</sup>) i 15 døgn.

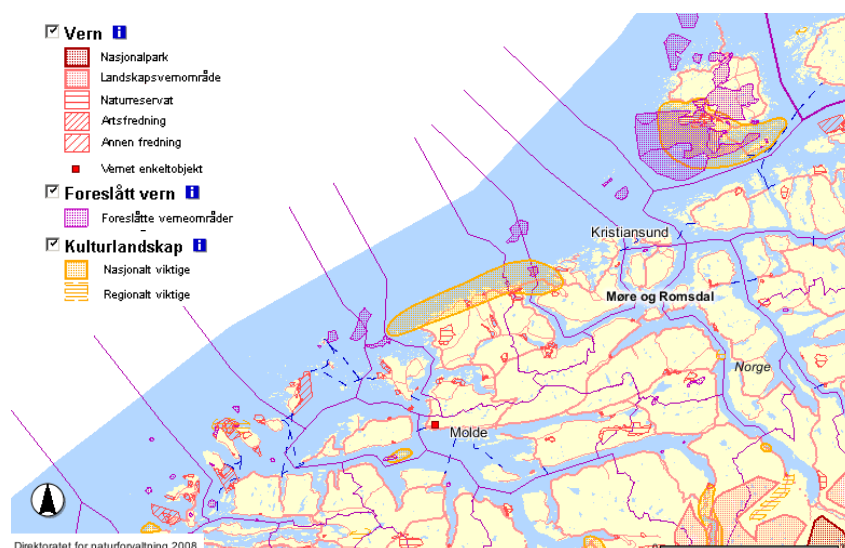
	Mob. tid, timer *	Oppsamlet olje	
NOFO Kristiansund	12	6890 tonn	54 %
NOFO Haltenbanken	6	2260 tonn	18 %
<b>Totalt</b>		<b>9149 tonn</b>	<b>71 %</b>

\* Mobiliseringstid er den tiden det tar å bemanne og klargjøre fartøy for aksjon. Transporttiden fra basen til skadestedet kommer i tillegg.

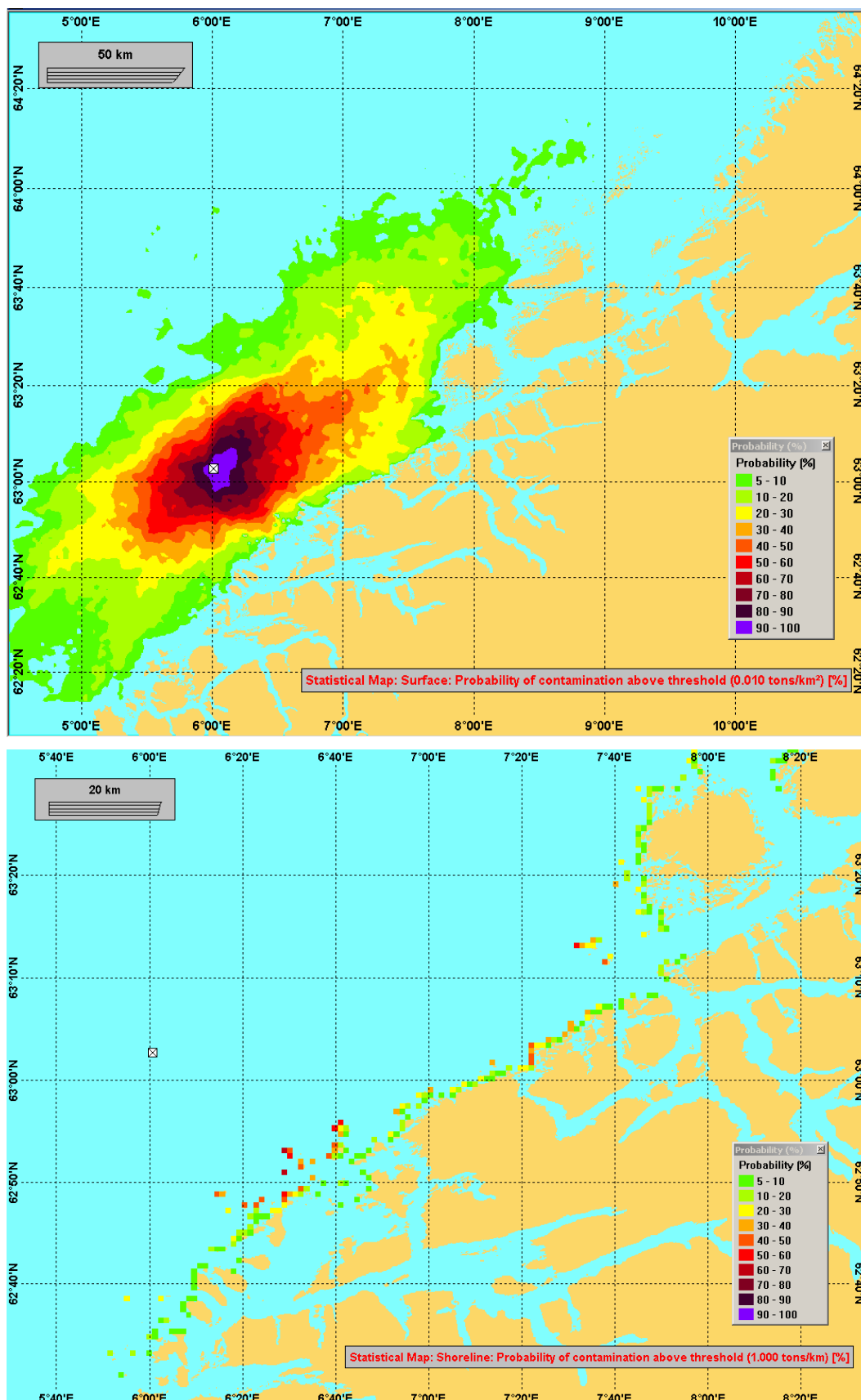
Beregningene viser således at i dette tilfellet kan en innsats av to NOFO-systemer under gunstige vindforhold gi en betydelig reduksjon i olje på overflaten, samtidig som stranding av olje blir noe nær eliminert. Selv om analysen viser at to NOFO systemer kan håndtere en utblåsning av denne størrelse vil nok i en slik situasjon flere systemer bli satt inn. I en langvarig aksjon vil det også være behov for å erstatte st system med et nytt underveis både av menneskelige hensyn og pga. slitasje på utstyret. I de andre scenariene som inngår i de statistiske simuleringene viser beregningene til dels betydelig mindre oppsamlet olje (ned mot 20 % i henhold til *Figur 6.7*). Fordi redusert opptak ofte henger sammen med sterkere vind kan mindre oppsamlet mengde delvis blir kompensert med større andel naturlig nedblandet olje. Strandet oljemengde øker derfor ikke tilsvarende i disse scenariene.

### 6.3.2 Effekter av oljeverntiltak

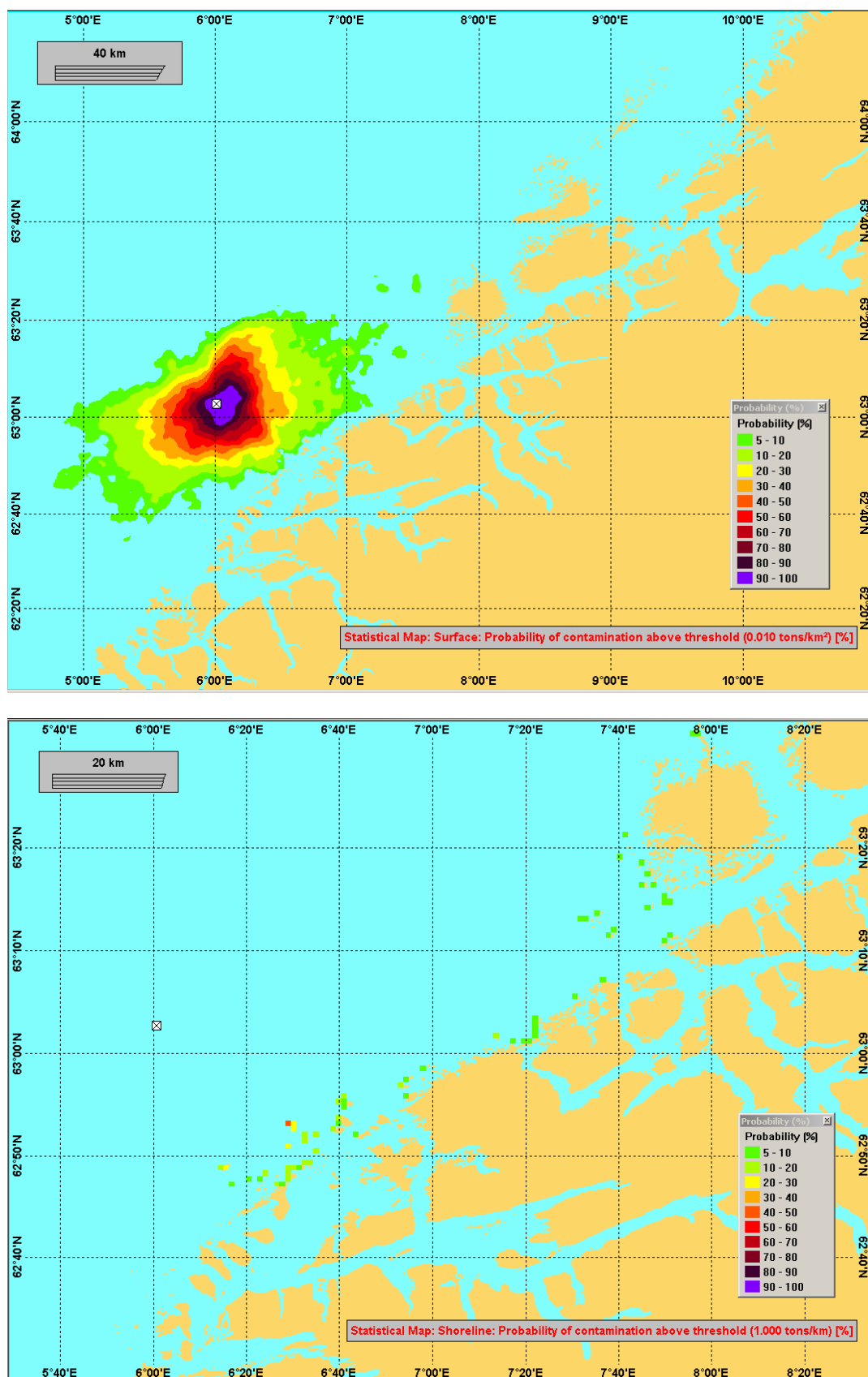
Utslipet berører et stort område med viktige naturressurser. Området har en rekke områder som er vernet eller foreslått vernet samt områder som vurderes som nasjonalt viktige kulturlandskap (*Figur 6.4*). I tillegg finnes en rekke særlig viktige områder for sjøfugl i området. De statiske beregningene viser betydelig sannsynlighet for landpåslag for hele kyststrekningen fra Ålesund til og med Smøla. Et ubehandlet oljeutslipp av det omfang som er beskrevet her vil med stor sannsynlighet medføre omfattende tap av sjøfugl og langvarig skade i strandsonen. Simuleringen av oljeverntiltak viser i gjennomsnitt en halvering av berørt areal på overflaten og en nedgang i berørt strandlinje til under en fjerdedel av det som ble beregnet ved ubehandlet utslipp. Særlig viktig for naturressursene er reduksjon av mengde olje som kommer inn til land. Dersom det forutsettes at kapasiteten for strandsanering og oppsamling ved land er lik i de to tilfellene, vil bruken av oljevernssystemene i snitt føre til en reduksjon i miljøskader som overstiger reduksjonen i landpåslag av olje. For Scenario 55 utgjør oljevernaksjonen en dramatisk reduksjon i potensiell miljøskade.



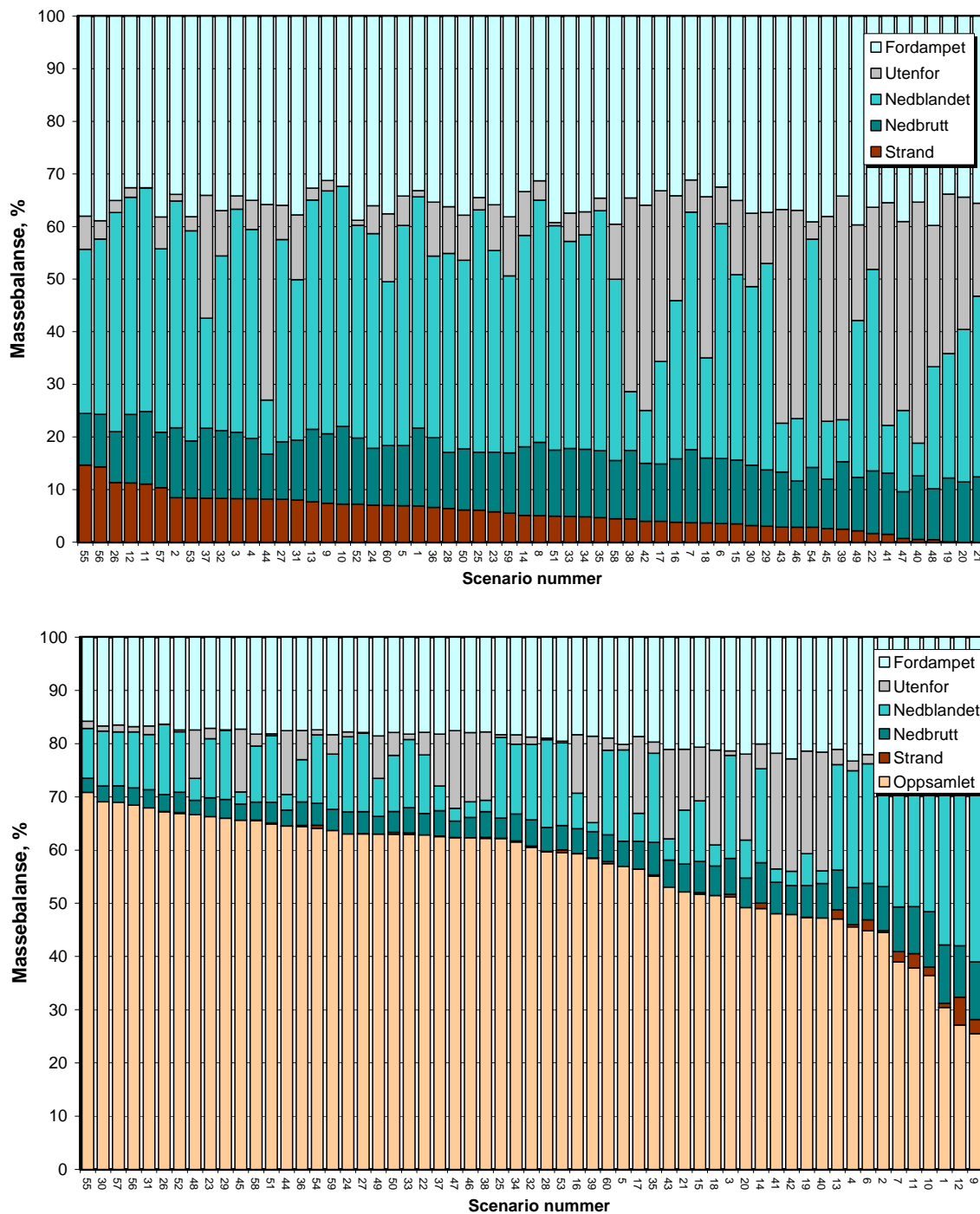
Figur 6.4 Eksisterende og foreslåtte verneområder og nasjonalt viktige kulturlandskap i influensområdet (DN, 2008; Naturbase)



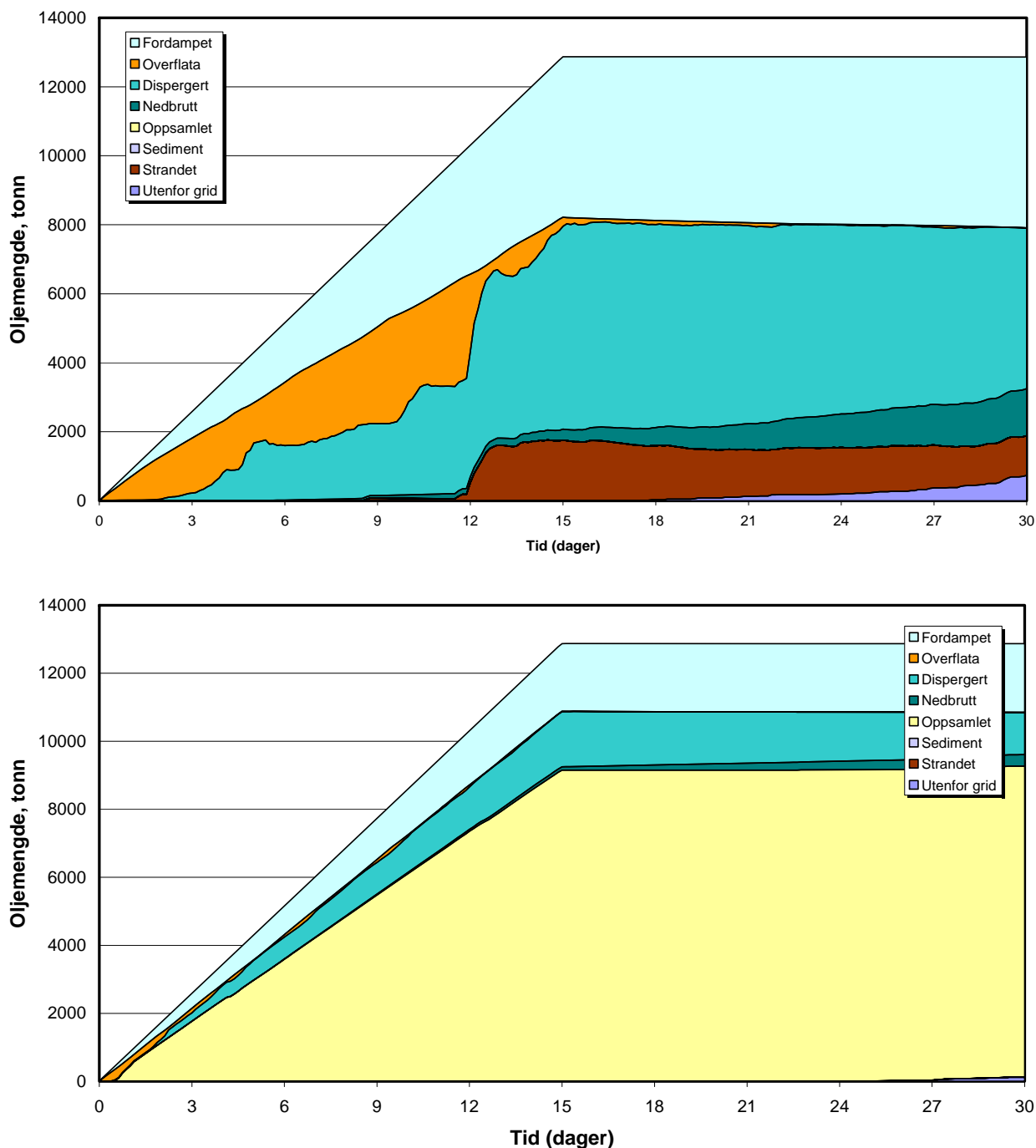
Figur 6.5 Kart over influensområde på sjøoverflaten (øverst) og på strand (nederst) uten oljeverniltak. Fargekoden angir sannsynlighet for overskridelse av en gitt grenseverdi for filmtykkelse (0.01 mm) og strandet olje per km kystlinje (1 tonn/km).



Figur 6.6 Kart over influensområde på sjøoverflaten (øverst) og på strand (nederst) med innstats av to oljevernssystemer. Fargekoden angir sannsynlighet for overskridelse av en gitt grenseverdi for filmtykkelse (0.01 mm) og strandet olje per km kystlinje (1 tonn/km).



**Figur 6.7** Massebalanse ved slutten av de ulike scenariene i de statistiske simuleringene. Øverst: Scenarier uten tiltak sortert etter strandet mengde. Nederst: Scenarier med oljevern (to NOFO-system) sortert etter oppsamlet oljemengde. Ingen av scenariene har olje på overflaten ved slutten av simuleringen. "Utenfor" viser til olje som har drevet ut av simuleringområdet, mest sannsynlig i form av olje som er nedblandet i vannmassene.



Figur 6.8 Tidsutvikling av massebalansen for scenario 55, uten (øverst) og med innsats av oljevern (nederst).

## 6.4 Kortvarig utslipp

### 6.4.1 Oljedriftsberegninger

Resultatene fra simuleringene av en langvarig utblåsning som ble vist i forrige avsnitt tyder på at to NOFO-systemer vil være tilstrekkelig for å holde kontroll med et vedvarende utslipp på 1000 m<sup>3</sup> per døgn. For det kortvarige utslippet der 1000 m<sup>3</sup> antas å lekke ut på 6 timer har vi valgt å benytte ett NOFO-system i sammenlikning med to ulike dispergeringstiltak (båtpåføring eller helikopterpåføring). Scenariet som er valgt starter 16. februar 2000, som er en periode der det kan være egg og larver fra viktige fiskeslag i området. Tidsutviklingen av vinden i simulering-

perioden er vist på Figur 6.9 Som det fremgår er det relativt rolige vindforhold mens utslippet pågår og i de nærmeste 5 døgn. I resten av perioden er det relativt betydelig vind, med styrke over 15 m/s i enkelte perioder.

Figur 6.10 viser utviklingen av massebalansen i de første 7 dager uten tiltak. Tilsvarende resultater med ulike tiltak er vist på Figur 6.11.

De tre tiltakene som er vurdert er som følger:

1) *Mekanisk oljevern*

- Ett NOFO-system
  - Stasjonert på Haltenbanken (regionalt beredskapsfartøy)
  - Mobiliseringstid 3 timer
  - Effektivitetstall gitt i Tabell 6.1.

2) *Kjemisk dispergering*

- Båtpåføring
  - Stasjonert på Haltenbanken (regionalt beredskapsfartøy)
  - Mobiliseringstid 3 timer
  - Effektivitetstall gitt i Tabell 6.3
- Helikopterpåføring
  - Stasjonert på Vigra
  - Mobiliseringstid 6 timer
  - Effektivitetstall gitt i Tabell 6.3

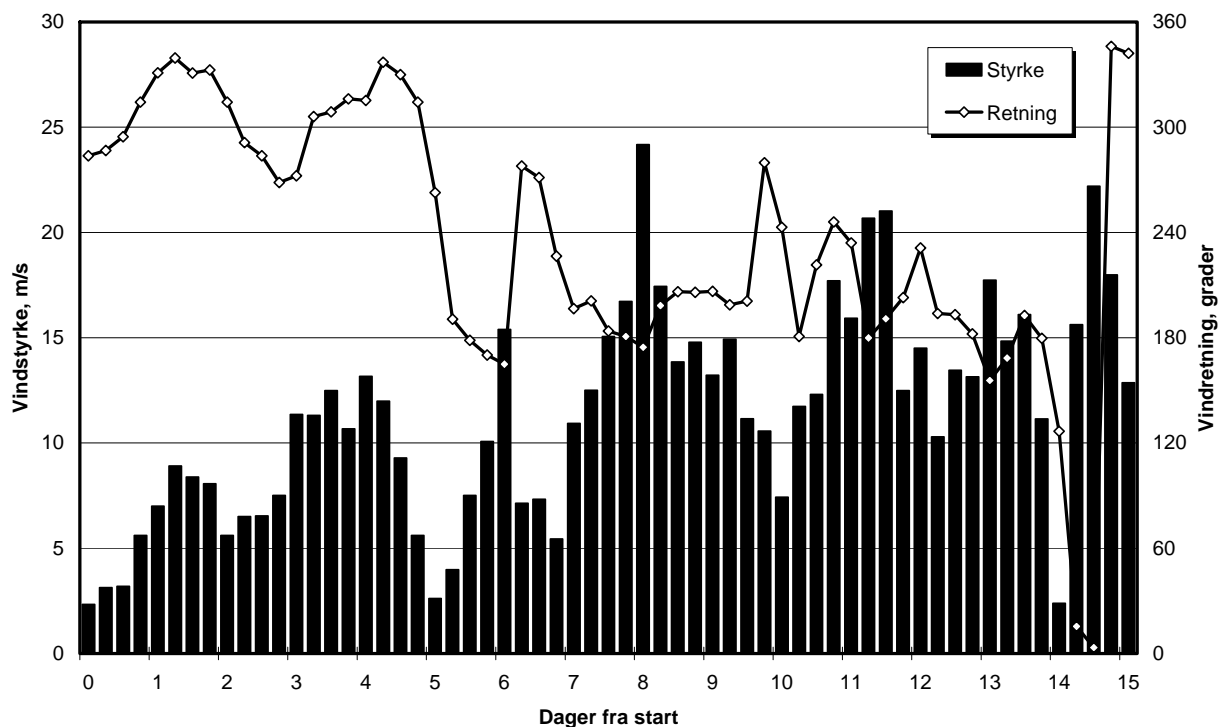
Tabell 6.3. Antatte effektivitetstall for dispergeringssystem

Egenskap	Båtpåføring (Nytt system "Havila")	Helikopter (RSP3000)
Påføringsrate, L/minutt	120	900
Sprayvidde, m	30	25
Transporthastighet, knop	12	280
Operasjonshastighet, knop	4	50
Tankvolum, m <sup>3</sup>	50	3
Effektivitet av dispergeringsmiddel, %	75	75
Effektivitet i mørke, %	50	0

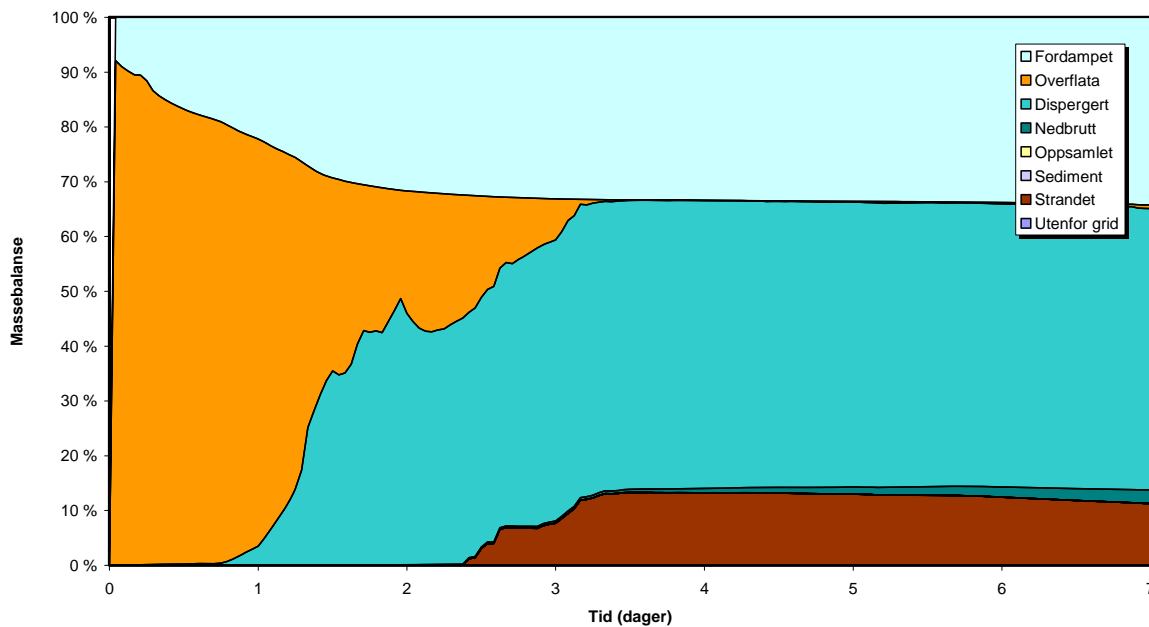
Som massebalansen for de ulike scenariene med tiltak viser (Figur 6.11), kan alle de ulike tiltakene som det er gjort beregninger for betraktes som effektive i den gitte situasjonen. For alle tiltakene vil strandet olje bli eliminert eller redusert til ubetydelige mengder.

Tiden det tar før oljen er fjernet fra overflaten varierer noe, med noe lengre tid for helikopterpåføring enn for det mekaniske systemet og båtpåføring. Dette skyldes i hovedsak at helikopteret ikke tillates å operere om natten, mens båtsystemene er antatt å kunne operere også om natten, om enn med redusert effektivitet (50 % reduksjon i forhold til dagslys).

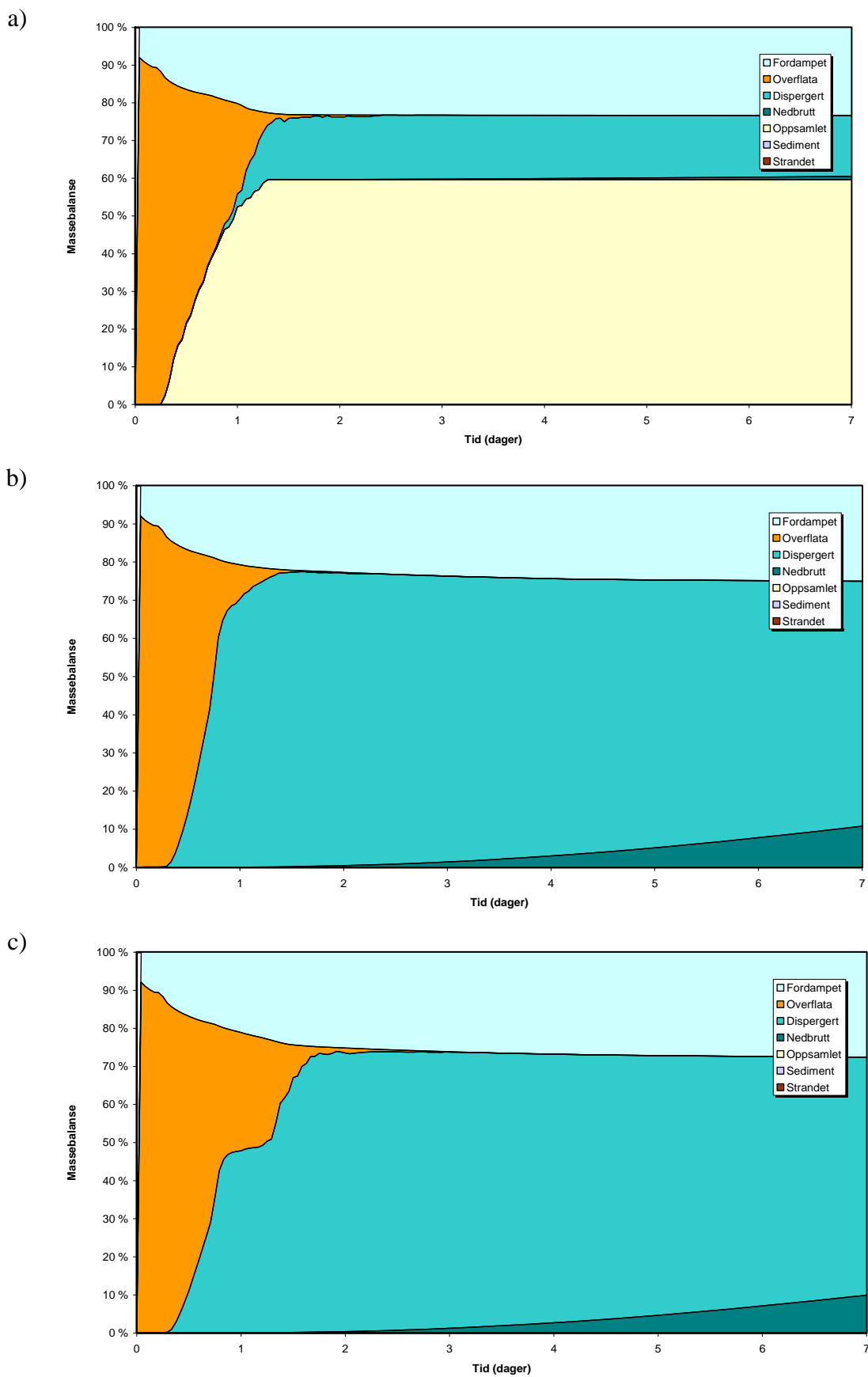




Figur 6.9 Tidsutvikling av vindstyrke og retning for hendelsen med kortvarig utslipp. Start 16.02 2000



Figur 6.10 Massebalanse for det kortvarige utslippsscenarioet uten tiltak



Figur 6.11 Massebalanse for det kortvarige utslippsscenarioet med ulike tiltak, a) mekanisk oppsamling, b) dispergering med båt, c) dispergering med helikopter.

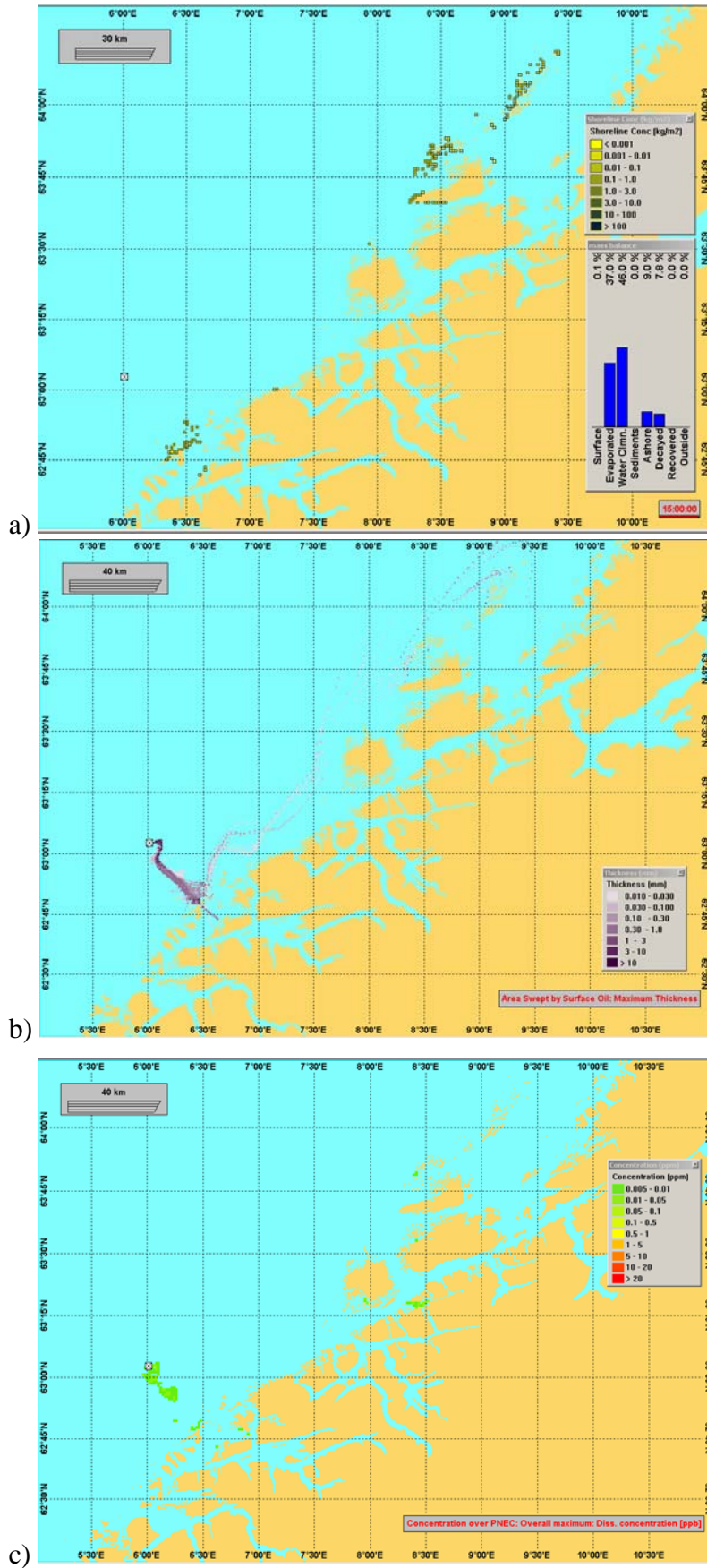
*Figur 6.12* viser oversiktskart fra simuleringen av det kortvarige utslippet uten tiltak. De tre kartene viser strandet olje ved slutten (a), samt områder berørt av olje på sjøoverflaten (b) og olje løst i vann (c). Stranding av olje skjer i hovedsak i løpet av det andre og tredje døgnet – først i området ved Ona fyr, og deretter vest på Frøya og skjærgårdsområdet mellom Sula og Froan. Området berørt av overflateolje viser inndriftsbanen til oljen til land, samt en nordøstlig drift langs kysten forbi Smøla og Frøya. Det siste kartet (c) viser området som er berørt av vannløst olje med konsentrasjoner over 5 ppb. Området har liten utstrekning og er i hovedsak avgrenset til inndriftsområdet fra utslippsstedet i retning mot stedet for første stranding.

*Figur 6.13* viser tilsvarende oversiktskart for område berørt av vannløst olje for de tre scenariene med tiltak. Berørt område med mekanisk oppsamling er litt mindre enn området uten tiltak, mens berørt område i vannsøylen som ventet er betydelig større ved de to tiltakene med kjemisk dispergering. Dette kan ha betydning dersom det forekommer større ansamlinger av sårbare organismer (egg og larver av fisk) i de samme vannmasser, men effekten på slike organismer er også begrenset av eksponeringstiden. *Figur 6.14* viser tidsutviklingen av konsentrasjoner i vannmassene for scenariet med båtpåføring. Etter tre døgn er konsentrasjonene av vannløst olje godt under 50 ppb i hele det berørte området.

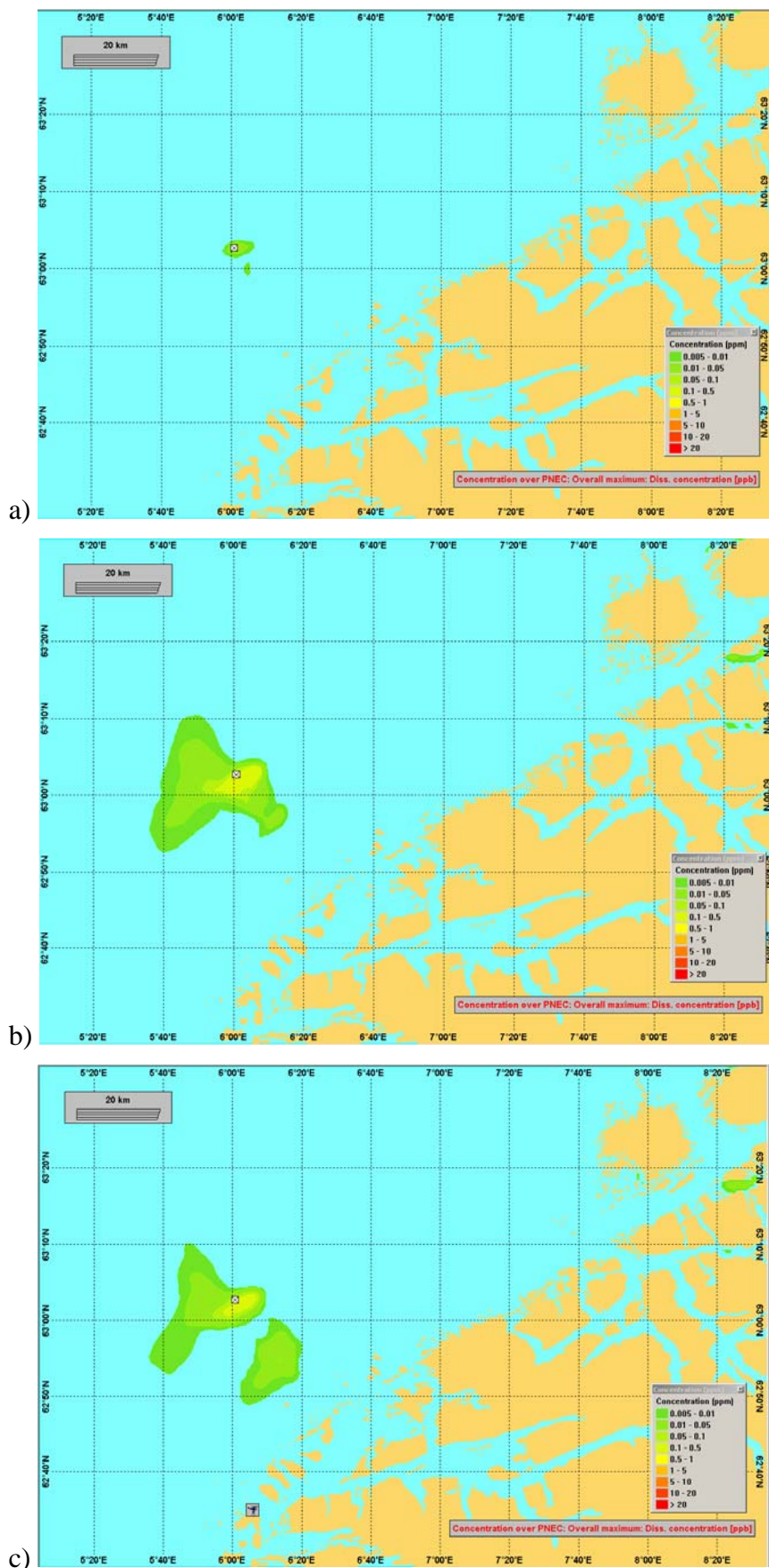
#### 6.4.2 Effekter av oljevertiltak

Det ubehandlede utslippet fører til et betydelig mengde strandet olje etter 3 døgn. I det aktuelle området utgjør olje på overflaten en betydelig fare for skade på sjøfugl og kan føre til tilgrising av sel (Froan), mens det berørte området i vannmassene er lite med konsentrasjoner under 50 ppb og vil ha neglisjerbar effekt på populasjoner av pelagiske fisk i området. Totalt strander i overkant av 100 m<sup>3</sup> olje i dette scenariet og dette vil være spredt over et stort område med hovedmengdene i Sandøyområdet vest for Molde og området Frøy – Froan. De tre oljevertiltakene gir kun ubetydelige mengder stranding og fjerner oljen fra overflaten i løpet av ca 2 døgn. De mest effektive tiltakene med hensyn til overflateolje er mekanisk oppsamling og dispergering med båt. Alle tiltakene vil ha stor betydning for å begrense antall skadede sjøfugl på grunn av mindre berørt areal på overflaten og det faktum at oljen ikke når de strandnære områdene med høyest sjøfugltetthet. Tiltakene skiller seg først og fremst gjennom at mengden olje i vannmassene er svært forskjellig. Mekanisk oppsamling gir som ventet en stor reduksjon av olje i vannsøylen (*Figur 6.13a*) og skadene på fisk og plankton i området vil være ubetydelige.

Begge scenariene med dispergering gir en signifikant økning i berørt område i vannmassene (*Figur 6.13b+c*). Dersom det antas en skadegrense for fiskelarver på i størrelsesorden 100 ppb (akutt 96 timer eksponering) vil effektgrensen i perioder være overskredet i deler av vannsøylen i et område på anslagsvis 50 – 100 km<sup>2</sup> (*Figur 6.13*). Varigheten til denne eksponeringen vil være relativt kortvarig som en følge av fortynning og neppe overstige 1- 2 døgn (*Fig 6.14*). Dette antyder at tapet av fiskelarver som følge av vannløste oljekomponenter selv innenfor det mest berørte området vil være svært begrenset. Det er fremdeles stor usikkerhet knyttet til effekten av dispergerte oljedråper og langtidseffekter av kortvarig eksponering på larvestadiet. Det antas her at dette vil gi et tilleggskidrag til tap av nyklekte larver, men at dette bidraget ikke i vesentlig grad overstiger effekten av vannløste oljekomponenter. På grunnlag av størrelsen på området med potensielt skadelige konsentrasjoner og varigheten til eksponeringen, antas tap av fiskelarver å være av liten betydning for rekrutteringen fra Møre-feltet. Scenariene med bruk av dispergeringsmidler illustrerer imidlertid godt behovet for sikrere effektgrenser for komponentene i oljeutslipp og en mer detaljert kunnskap om utbredelse og forekomst av ressurser for å kunne foreta en realistisk vurdering om bruk eller ikke bruk av dispergeringsmidler i tilfeller der mekanisk oppsamling er uaktuelt. Det er et stort behov for å forbedre kvantifisering av forventet tap av individer og populasjonseffekter som følge av forskjellige oljevertiltak.

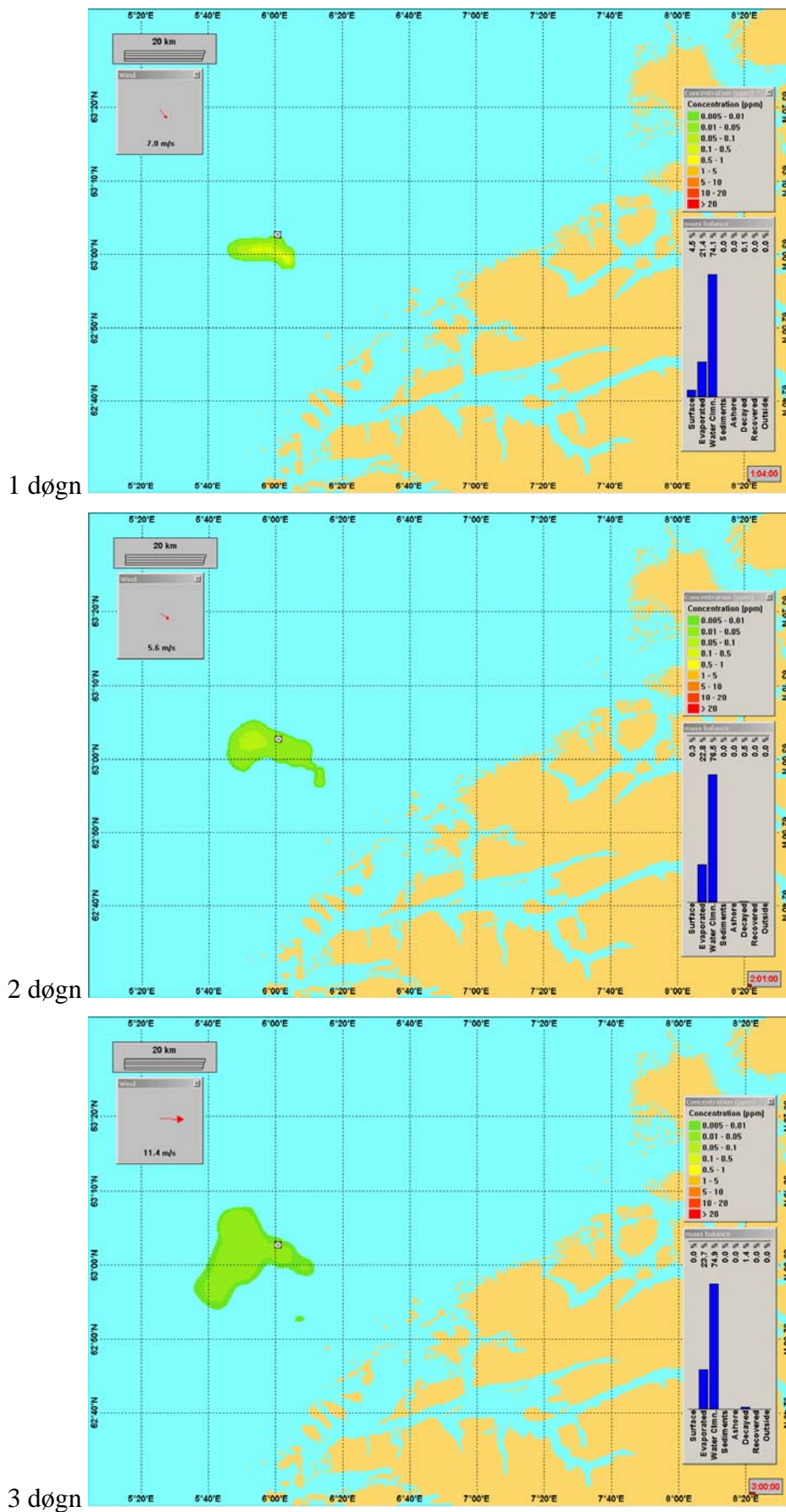


Figur 6.12 Resultater fra beregninger uten tiltak. a) Strandet olje ved slutten av scenariet, b) berørt område på overflaten (tykkelse over 0.01 mm), c) berørt område i vannmassene (vannløst olje over 5 ppb).



Figur 6.13. Resultater fra beregninger med tiltak. Berørt område i vannmassene (vannløst olje over 5 ppb) for a) mekanisk oppsamling, b) båtføring, c) helikopterpåføring.





Figur 6.14. Konsentrasjoner av vannløste olje etter 1, 2 og 3 døgn for scenariet med båtpåføring. Kartene viser største konsentrasjon i vannsøylen på et gitt sted.



## 7 Vurdering av behov for beredkapsressurser i området basert på forskjellige aktivitetsnivåer

### 7.1 Aktivitetsnivåene og mulige utslippsscenarioer

I denne utredningen er vi bedt om å vurdere dagens oljeaktivitet i Norskehavet opp mot et skissert fremtidsbilde i 2025. Oljedirektoratet (OD) har definert et fremtidsbilde basert på at dette skal være mest mulig realistisk ut fra kunnskap om geologi, felt/funn og muligheter for funn. Disse kriteriene er overordnet andre. I tillegg er det lagt inn ett funn ved Jan Mayen og et oljefunn nær kysten av Møre for å illustrere eventuelle konsekvenser av petroleumsvirksomhet i disse områdene. Generelt for fremtidsbildet (mot 2025):

- Fremtidige funn på Halten og Dønnterrassen forventes hovedsakelig å være små til middels store olje- eller gassfunn, tilknyttet eksisterende infrastruktur.
- I Vøring- og Mørebassenget er det fremdeles muligheter for å gjøre store gassfunn.
- I kystnære områder i Mørebassenget er det størst mulighet for å gjøre gassfunn, men små oljefunn kan ikke utelukkes.
- Det antas 5 letebrønner (undersøkelses- og avgrensingsbrønner) hvert år fremover i de åpnete områdene i Norskehavet.
- Gitt åpning av norsk område rundt Jan Mayen for petroleumsvirksomhet kan en i perioden 2015 – 2025 ha boret 5 brønner og statistisk sett ha gjort 1 funn.
- Uoppdagede gassressurser i Norskehavet er vurdert fasett inn etter 2025.
- Uoppdagede olje/kondensat forekomster i Norskehavet er vurdert fasett inn i eksisterende infrastruktur.
- Utbyggingsløsning for et eventuelt oljefunn i kystnært område i Mørebassenget antas å være et landanlegg.
- I 2025 kan man se for seg 3 nye offshore gassfeltentre: ett i Vøring, ett på Haltenbanken nord og ett på Haltenbanken sør. Antatt utbyggingsløsning er produksjonsskip og subsea-brønner.
- Fremtidsbildet inneholder også et lite oljefunn i Mørebassenget samt leteboring på Jan Mayen, forutsatt tildeling av blokker i Mørebassenget og åpning av Jan Mayen.
- Av dagens felt som produserer i Norskehavet antas 2 felt å stenge ned i 2015 – 2020 og ytterligere 2 i perioden 2020 – 2025, basert på dagens kunnskap og beheftet med stor usikkerhet.
- Prognosene viser at oljeproduksjonen i området er på topp i 2013 mens gassproduksjonen øker fram mot 2021. Dette gjenspeiler trenden generelt på norsk sokkel med fallende oljeproduksjon og økende gassproduksjon.

Tabell 7.1 viser forventet væskeproduksjon (olje, NGL og kondensat) i 2025 sammenlignet med 2017 og dagens situasjon. I toppåret for væskeproduksjon (2013) er forventet produksjon ca. 37 – 38 Sm<sup>3</sup>.

Tabell 7.1 Forventet væskeproduksjon (olje, NGL, kondensat) i utrednings-området i mill Sm<sup>3</sup>. (Kilde: OED, 2007).

Område	2007	2017	2025
HLB Nord	26,24	12,95	2,24
HLB Sør	4,24	5,25	0,90
Vøring Nord	0	0,06	0,48
Møre	0,22	1,17	1,11
RK 8	0	2,47	14,96
Totalt	30,70	21,90	19,69

HLB: Haltenbanken. RK 8: Ressursklasse 8.

I oljevernsammenheng er det mest relevant å konsentrere rundt væskeproduksjonen. I det følgende vil det derfor bli lagt vekt på dette og mindre på gassproduksjon.

## 7.2 Norskehavets oljer: Egenskaper relatert til tiltak

I Norskehavet produseres det i dag olje og/eller kondensat fra åtte felt og gass fra ett felt. Det er vedtatt utbygging for en ny oljetype, fem nye funn er under planlegging og seks nye funn er sannsynlig for utvinning men ikke avklart. En oversikt over de forskjellige oljetyperne i hver kategori er listet i Tabell 7.2.

Tabell 7.2 Status for oljefunn i Norskehavet for 2007. (Kilde: OED, 2007 og SINTEF).

Status	Felt/funn	Ressurs
Felt i produksjon med godkjent plan for utbygging og drift	Draugen Heidrun Blend Kristin Mikkel Njord Norne Urd Åsgard Ormen Lange	Olje Olje/gass Kondensat/gass Kondensat/gass/olje Olje Olje Olje Kondensat/gass/olje Gass/kondensat
Funn med vedtatt utbygging	Alve	Kondensat/gass
Funn i planleggingsfase	Idun Sigrid Skarv Trestakk 6506/11-7	Kondensat/gass Kondensat/gass/olje Olje/gass
Funn med sannsynlig utvinning som ikke er avklart	Erlend Erlend N Falk Lysing Lange Lavrans Ragnfrid	Kondensat/gass Kondensat/gass Olje/gass Kondensat/gass

### 7.2.1 Klassifisering av gass, olje og kondensat

Fra reservoaret utvinnes en naturlig fluidblanding som består av mange ulike hydrokarbon komponenter, vann og ulike forurensninger. I reservoaret står fluidene under høyt trykk og temperatur, men ved produksjon vil trykket i reservoaret reduseres isotermt. Avhengig av hvordan reservoarfluidet oppfører seg ved trykkforandringer klassifiseres reservoarene i (1) gass-, (2) kondensat- og (3) oljereservoarer (Asheim, 1985).

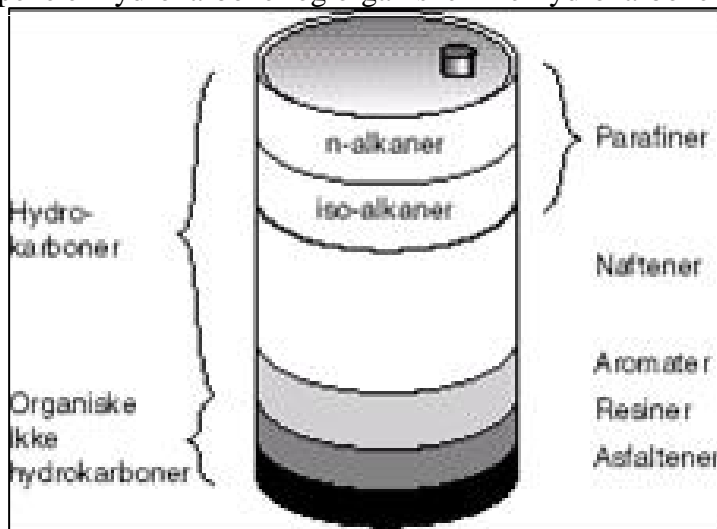
Gassreservoar inneholder hydrokarboner i gassfase, og gir ikke kondensasjon av væske når trykket reduseres ved reservoar temperatur.

Kondensatreservoar er definert som et reservoar som inneholder hydrokarboner i gassfase ved opprinnelig reservoartrykk og temperatur som gir kondensasjon ved trykkfall ved reservoar temperatur.

Oljereservoar er definert som et reservoar som inneholder hydrokarboner som utvikler gassfase ved trykkfall ved reservoar temperatur.

### 7.2.2 Kjemisk sammensetning av råoljer

Oljer er en kompleks blanding av tusenvis av kjemiske komponenter. Den relative sammensetningen vil imidlertid variere svært mye fra olje til olje, noe som resulterer i store variasjoner i fysikalske egenskaper. Figur 7.2 viser skjematisk oppdelingen av oljen i kjemiske grupper. Hovedgruppene er hydrokarboner og organiske ikke-hydrokarboner.



Figur 7.2 Oljen's sammensetning. Inndeling i kjemiske grupper.

På oppdrag for de forskjellige oljeselskapene gjennomfører SINTEF forvitningsstudier av oljer og kondensat som kommer i produksjon på norsk sokkel. Basert på en laboratoriestudie av oljen/kondensatet predikeres oljens oppførsel og utvikling på sjøen ved et eventuelt utslipp. Forskjellige beredskapstiltak vurderes også opp mot oljen egenskaper og predikert forvitring. For nærmere beskrivelse av oljens kjemiske sammensetning og eksempel på forvitningsstudier henvises til en av håndbøkene utarbeidet av SINTEF.

### 7.2.3 Kategorier av oljetyper

Ut fra fysikalsk-kjemiske studier og forvitningsstudier kan oljer grovt sett karakteriseres i 5 kategorier:

**”Voksrike”** oljer kjennetegnes, foruten et høyt voksinnhold, av at de ofte har et høyt stivnepunkt. Ved lave temperaturer kan disse oljene ha en tendens til å stivne på sjøen, særlig hvis sjøtemperaturen er 10 - 15 °C under stivnepunktet. Dette kan medføre spesielle utfordringer i forhold til å samle opp slike oljetyper fra sjøen. ”Voksrike” oljer kan også framvise høye viskositeter ved lave temperaturer, som vannfri olje (ikke emulsjon). Dersom asfalteninnholdet er lavt kan oljen danne relativt ustabil emulsjon med lavere viskositet enn den vannfrie oljen.

**”Parafinske”** oljer karakteriseres ved et høyt innhold av parafiner. Parafiner inkluderer n-alkaner, som kan sees som en systematisk rekke av topper i et gasskromatogram, og iso-alkanske alifatiske komponenter. Disse oljene kan ofte ha lav tetthet som gjenspeiler et høyt innhold av lette komponenter, f.eks. n-alkaner med opp til 11 – 12 karbonatomer. Voks, som er en viktig undergruppe av parafiner, består av mer enn 20 karbonatomer og tilhører derved de tyngre komponentene som stort sett forblir uberørt ved fordamping. Kategorien ”parafinske” oljer dekker sannsynligvis den største gruppen av oljer som produseres på norsk sokkel og variasjonene innenfor kategorien kan være store.

**”Asfaltenske”** oljer har et høyt innhold av tyngre komponenter, først og fremst asfaltener men også gjerne resiner. Tilsvarende er innholdet av lettere komponenter lavt, noe som gjenspeiles i høy tetthet og lavt fordampningstap. Ofte er voksinnholdet lavt, noe som bl.a. fører til lave stivnepunktverdier. På grunn av det høye innholdet av tyngre komponenter dannes det stabile emulsjoner med høy viskositet.

”**Naftenske**” oljer kjennetegnes av et mer nedbrutt n-alkan mønster i gasskromatogrammet. Dette kan ofte skyldes at biodegradering av oljen har foregått i reservoaret. Innholdet av parafiner er derfor lavt. Dette vises ved en relativt høy tetthet og innholdet av både voks og asfaltener er lavt. Disse oljene danner derfor ofte emulsjoner med lav stabilitet og lav viskositet.

”**Kondensat**” inneholder en høy andel av lette komponenter som fører til at de raskt fordampes og dispergeres ned i vannmassene naturlig, men spennet fra et kondensat til et annet kan være stort. Noen fordampes/dispergeres meget raskt, mens andre har et høyere voksinnhold og forblir på overflata noe lengre tid.

#### 7.2.4 Kategorisering og forvitringsegenskapene til oljer i Norskehavet

SINTEF har for en rekke av oljetyper i Norskehavet gjennomført forvitringstudier for å vurdere oljens egenskaper sett i forhold til den enkelte oljes forventede egenskaper ved et søl på sjøen. Det fremgår av Tabell 7.3 hvilke oljer som er testet hos SINTEF.

For å få et helhetsbilde av variasjonen i oljetyper sett i forhold til behov for ulike beredskapsløsninger for Norskehavet er oljene her kategorisert ut fra kjente forvitringsegenskaper egenskaper og hensiktsmessige beredskapstiltak. Oljer det ikke er gjennomført forvitringstudium på er kategorisert ut fra kjemiske og fysikalske målinger. Kategoriseringen er vist i Figur 7.3 og listet i Tabell 7.3.

Tabell 7.3 Kategorisering av oljetyper i Norskehavet sett i forhold til beredskapstiltak. (Kilde: SINTEF).

Kategori	Oljetype	Beredskapstiltak
Kondensat	Kristin Idun* Lavrans Midgard Mikkel * Ormen Lange** Sigrud* Erlend* Erlend Nord*	Kontinuerlig overvåking av flaket vil være mest hensiktsmessig.
Naftensk (biodegradert)	Draugen*** Heidrun Blend Urd*	Dispergering og bruk av vanlige skimmertyper kan være hensiktsmessige tiltak
Parafinsk	Njord Morvin** Åsgard Tyrihans Sør	
Voksrik	Norne Skarv Tyrihans Nord	Både Hi-wax skimmer og vanlige skimmertyper, samt dispergering kan være hensiktsmessige tiltak.
Asfaltensk	Falk*?	
Ikke kategoriserte oljer	6506/11-7 Lysing Lange Ragnfrid	Ingen data foreligger oljene er ikke kategorisert.

\*: Oljene er ikke kategorisert ut fra forvitringsegenskaper. \*\*: Forvitringstudie er under gjennomføring

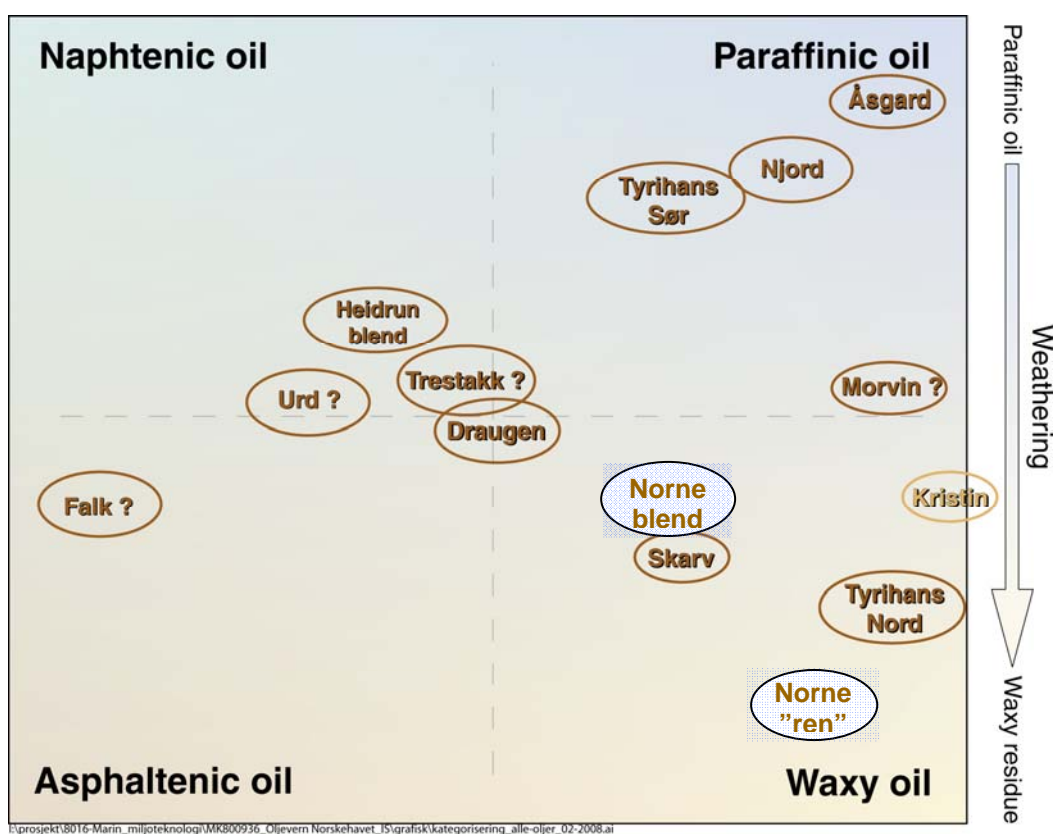
\*\*\*: Forvitringstudiet er under oppdatering p.g.a endrede egenskaper på blend.

Erlend, Erlend Nord, Idun, Kristin, Lavrans, Midgard, Mikkel, Ormen Lange og Sigrud kategoriseres alle som kondensater. Kondensat inneholder en høy andel av lette komponenter som fører til at de raskt både fordampes og dispergeres ned i vannmassene naturlig. Dette resulterer i at kondensatene relativt raskt forsvinner fra overflata slik at en eventuell oljevernaksjon vil være lite hensiktsmessig. Selv om levetiden på sjøen ved rolige værforhold kan strekke seg ut over 5 døgn vil filmtykkelsen og tettheten på oljefilmen være så lav at et kjemisk dispergeringsmiddel vil gå

rett gjennom filmen og ikke ha noen effekt. Mekanisk oppsamling vil som oftest ikke være aktuelt fordi oljen vil være så lavviskøs at den vil være vanskelig å samle med en lense.

Draugen, Heidrun Blend, Urd og Falk kategoriseres som naftenske oljer. Fordampningen ligger lavere enn fordampningen til kondensatene, men i samme området som for de parafinske oljene de sammenlignes med. De dispergerer naturlig og har en levetid på sjøen på 2 døgn ved 15 m/s, mens de ved lave vindhastigheter forblir på overflata ut over 5 døgn. De når optimal grense for mekanisk oppsamling på 1000 cP, 1 time til 2 døgn etter et søl på sjøen avhengig av værforhold. Tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel er avhengig av vindhastighet og vil ligge fra 6 timer for hardt vær til ut over 5 døgn ved meget rolig vær. Fersk Draugen olje klassifiseres som naftensk men oljen har en høy avdampning samt en del voks og får derfor forvitringsegenskaper i samme området som parafinske råoljer.

Morvin, Njord, Tyrihans Sør og Åsgard kategoriseres som parafinske råoljer, de fordamper fra 25-50 % i løpet av noen dager på sjøen, og dispergeres også naturlig. Hastigheten på den naturlige dispergeringen er senere enn for kondensatene, men mengden som dispergeres over tid er større enn for kondensatene. Dette fordi fordampningen er mye lavere enn for kondensatene og mengde olje på overflaten for de parafinske oljene blir dermed større. Alle oljene vil etter en tid på sjøen være mulig å samle opp mekanisk, men dette vil være meget avhengig av værforholdene. Ved rolige værforhold kan det ta opptil 5 døgn før Njord vil nå den optimale grensen for mekanisk oppsamling på 1000 cP, mens det ved vindhastigheter på rundt 15 m/s vil ta ca. 3 timer. Levetiden på sjøen for disse oljene vil variere mye avhengig av vindhastighetene.



Figur 7.3 Kategorisering av oljene i produksjon på Haltenbanken.

Norne, Skarv og Tyrihans Nord kategoriseres som voksrike oljer og er de oljene som byr på de største variasjonene knyttet mot en oljevariasjon. Voksrike oljer har et høyt stivnepunkt sammenlignet med andre oljer. Høye stivnepunkt fører ofte til ulik oppførsel ved sommer og vintertemperatur. Effekten av dispergeringsmiddel reduseres raskere enn for parafinske råoljer og dispergeringsmiddel kan ha redusert eller dårlig effekt ved vintertemperatur, men kunne være lett dispergerbare ved sommer temperaturer. Voksrike oljer vil også kunne by på

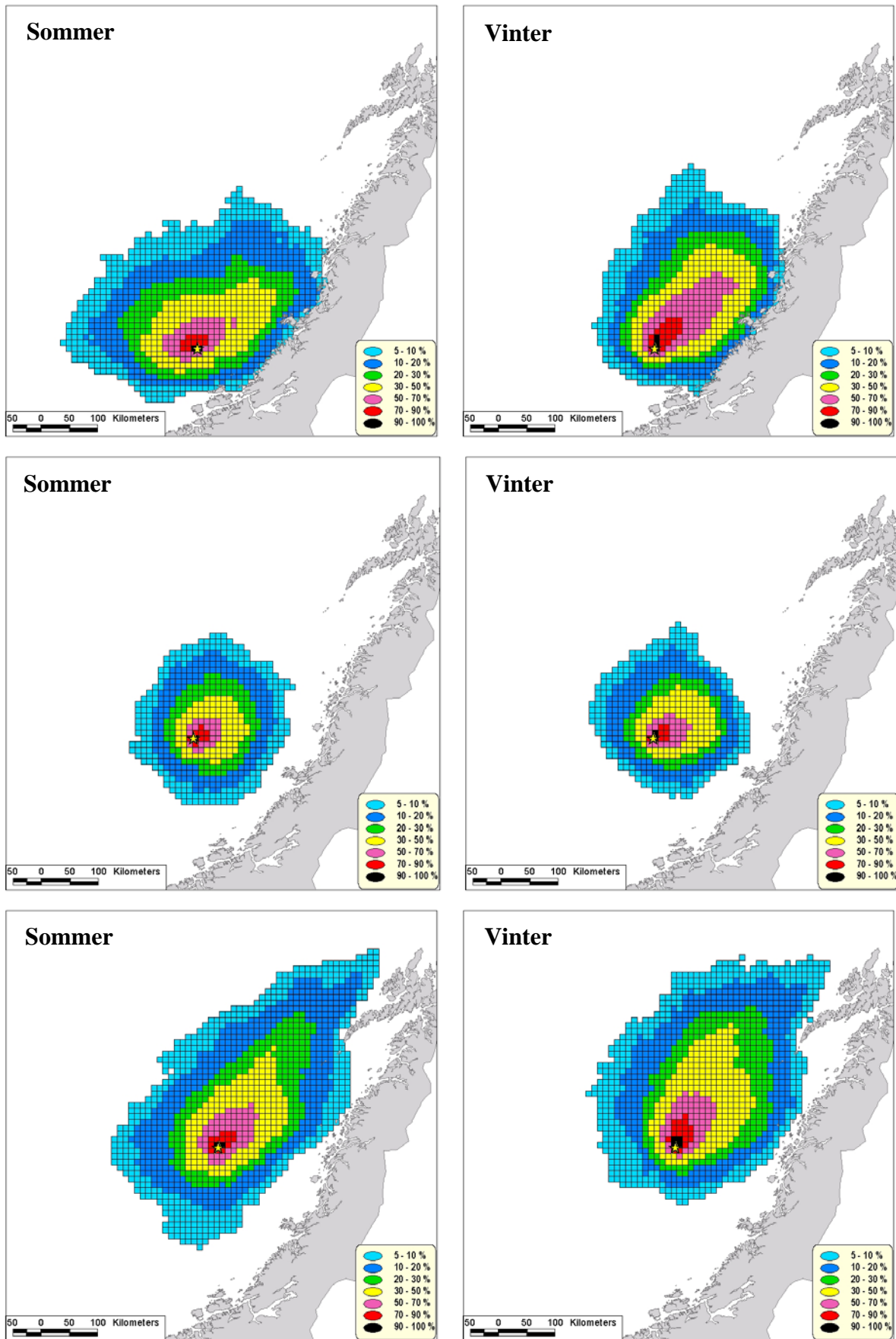
stivnepunksproblemer ved en oljevernaksjon, først og fremst ved at oppsamlet olje kan stivne på lagringstanker. Ved mekanisk oppsamling kan disse oljetyperne også ha en redusert eller dårlig tilflyt til vanlige overløpsskimmere. I slike tilfeller vil det være nødvendig å ta i bruk en Hiwax skimmer under en oljevernaksjon. Levetiden for oljer i voksrik kategori vil i stor grad være avhengig av temperatur og vindforhold.

### **7.3 Potensielle influensområder basert på gjennomførte oljedriftsberegninger**

Det er gjennomført oljedriftsberegninger for en rekke oljefelt på norsk sokkel. En del av disse er bl.a. presentert i NOFO's planverk. Figur 7.4 viser eksempel på oljedriftsberegninger for tre av feltene på Haltenbanken. For Draugen er utslippsbetingelsene: overflateutslipp med 5.299 m<sup>3</sup>/d og varighet 6.9 døgn; for Heidrun er utslippsbetingelsene: overflateutslipp med 3.400 m<sup>3</sup>/d og varighet 5.6 døgn; for Norne er utslippsbetingelsene: overflateutslipp med 5.600 m<sup>3</sup>/d og varighet 6.6 døgn. Kartene viser sannsynlighet for hvor oljen kan drive ved et eventuelt utslipp som definert basert på et stort antall statistiske værscenarier. Kartene viser altså *ikke* forventet utbredelse ved ett enkelt utslipp. Beregningene viser at sannsynligheten for landpåslag er relativt liten og at det er Draugen som gir høyest sannsynlighet. I oljevernsammenheng betyr dette at innsatsen offshore har stor betydning. Allikevel må selvfølgelig kystnær beredskap og strandsoneberedskapen være på plass.

Tilsvarende oljedriftsberegninger for undervannsutslipp gir typisk et mindre statistisk influensområde. Dette skyldes at oljen kommer til overflaten som en tynn oljefilm, spredt over store områder. Oljen vil da være mer utsatt for vind og bølger som medfører stor fordampning og større grad av naturlig dispergering ned i vannsøylen. Levetiden til oljen på overflaten er kortere.





Figur 7.4 Eksempel på oljedriftsberegninger fra overflateutblåsning på Draugen (øverst), Heidrun (midten) og Norne (nederst). Se [www.nofo.no](http://www.nofo.no).

## 7.4 Vurdering av beredkapsressurser, responstider og basestruktur

I det følgende vurderes beredkapsressurser opp mot fem forskjellige scenarier: 1) dagens aktivitetsnivå; 2) 2013 når væskeproduksjonen forventes å være på toppnivå i Norskehavet; 3) 2025; 4) mulig fremtidig oljeproduksjon på kystnært felt på Møre og 5) mulig fremtidig produksjon i Jan Mayen området.

### 7.4.1 Dagens aktivitetsnivå

Dagens aktivitetsnivå for væskeproduksjon i utredningsområdet er representert ved den produksjonen som foregår på Haltenbanken (se avsnitt 2). Følgende offshore oljevernressurser finnes i området:

- Områdeberedskap:
  - Ett fartøy med NOFO utrustning ("Stril Poseidon"), inklusive HiWax skimmer, i området Draugen/Åsgard.
  - Ett fartøy med bl.a. HiWax skimmer på Norne
  - Dispergeringsbøtte på Heidrun og ca. 45 m<sup>3</sup> dispergeringsmiddel om bord på "Stril Poseidon", 23 m<sup>3</sup> på Heidrun, ca. 21 m<sup>3</sup> på Draugen og ca. 59 m<sup>3</sup> i Kristiansund.
- Baser:
  - Kristiansund: 2 standard NOFO utrustning inklusive HiWax skimmer.
  - Træna: 4 standard NOFO utrustning inklusive 3 HiWax skimmere.
- OSRL
  - NOFO jobber for tiden med å få til en avtale med OSRL i Southampton med bl.a. bruk av flypåføringsutstyr for dispergeringsmiddel (C-130 Hercules og ADDS pack system).

Tilgangen til oljevernressurser vurderes som god på Haltenbanken. Områdeberedskapen er godt utbygd og basene i Kristiansund og på Træna dekker området på en god måte, hvor responstiden er kort fra Kristiansund til Haltenbanken sør og det samme fra Træna til Haltenbanken nord inklusive Norne. Forbedringspotensialet antas å ligge i fortsatt forbedring av oljevernutstyret, mens det ser ut til å være mindre å hente på infrastruktur i forhold til beredkapsressursene. NOFO samarbeider godt med Kystverket og deres ressurser og har avtale med aktuelle IUA'er for bruk av deres ressurser. Ellers henvises til kapittel 2 for oversikt over oljevernressursene i området.

### 7.4.2 Forventet toppnivå i olje- og kondensatproduksjonen, år 2013

Fram mot 2013 antas olje- og kondensatproduksjonen å øke fra dagens nivå på ca. 30 Sm<sup>3</sup> til 37 – 38 Sm<sup>3</sup>. Økningen antas å skyldes økt produksjon i eksisterende felt og nye mindre felt som kommer i produksjon.

Gitt disse forutsetningene er det forventet at dagens oljevernressurser og infrastruktur i området vil kunne dekke opp denne produksjonsøkningen. Hovedfokus fremover bør derfor være rettet mot fortsatt teknologiutvikling på både mekanisk oppsamling og bruk av dispergeringsmiddel, samt mot kyst og strand. Det kan være ønskelig å utvikle mekanisk oppsamlingsutstyr som tåler noe større bølgehøyder enn dagens utstyr. Dispergeringsberedskapen bør ytterligere utbygges både med hensyn til mengde dispergeringsmiddel i området og påføringsutstyr. Dagens helikopterpåføring bør suppleres med nyutviklet påføringsutstyr fra båt, med større kapasitet og mer effektive påføringssystemer (ref. "Havila") enn dagens utstyr.

### 7.4.3 År 2025

I år 2025 viser OD's prognoser at en kan forvente at inntil fire av dagens felt er nedstengt. Olje- og kondensatproduksjonen er forventet å falle fra dagens nivå på ca. 30 Sm<sup>3</sup> til ca. 20 Sm<sup>3</sup>. Det er

forventet at fortsatt foregår mesteparten av olje- og kondensatproduksjonen i Haltenbanken området.

Igjen vil dagens oljevernressurser kunne dekke behovet, men med ytterligere fokus på teknologiutvikling som beskrevet over.

#### **7.4.4 Mulig fremtidig oljeproduksjon på kystnært felt på Møre**

Boring er her antatt å skje med en rigg og utbygging med havbunnsinnretning og rørledning til landanlegg/terminal. For dette feltet er det i denne utredningen gjort beredskapsanalyser med OSCAR modellen (se kapittel 6). Feltet er antatt å innholde en lett oljetype (basert på vurderinger av oljetyper i Norskehavet, samt OD's vurderinger av geologi) og derfor er Heidrun blend benyttet som modellolje. Dette er antatt å være et lite felt slik at utslippsmengdene er relativt små.

Analysene viser at ved en utblåsning på 1000 m<sup>3</sup>/d i 15 døgn vil 2 NOFO systemer i teorien være i stand til å ta opp store deler av oljen (se kap. 6 for detaljer). Imidlertid i en utblåsnings situasjon vil NOFO mobilisere flere fartøyer og det vil være behov for utskifting av fartøyer og systemer underveis. Det er også gjennomført en analyse for et punktutslipp på 1000 m<sup>3</sup> over 6 timer som viser at ett NOFO system tar opp store deler av oljen og at påføring av dispergeringsmiddel kan være et godt alternativ for mindre utslipp.

Selv om dette feltet er lagt nært land er det forventet at dagens beredskapsressurser vil kunne håndtere også et slik utslipp. Feltet ligger imidlertid nært land slik at sannsynligheten for landpåslag øker. Derfor vil behovet for en god kystnær beredskap og strandsoneberedskap være sterkt. Her vil Kystverkets depot i Ålesund og IUA depotene i Ålesund og Molde være viktige ressurser. For kystnær beredskap og kanskje spesielt strandsone beredskap er det et teknologiutviklingspotensiale. I forkant av eventuelle kystnære utbygginger må dette ha spesiell fokus. Det er inngått avtaler mellom oljeindustrien og myndigheter om bruk av kommunale ressurser. Myndigheten har imidlertid påpekt at kommunene ikke skal ivareta petroleumsvirksomhetens beredskapsplikt. I tillegg til teknologiutvikling vil det spesielt for den kystnære og strandsone beredskapen også være et behov for å se på ressurstilgangen, både med hensyn til utstyr, depot og menneskelige ressurser.

#### **7.4.5 Mulig fremtidig produksjon i Jan Mayen området**

Gitt åpning av norsk område rundt Jan Mayen for petroleumsaktivitet kan det i 2025 ha vært gjort ett funn. Jan Mayen ligger svært langt fra dagens norske oljevern infrastruktur. Ved en eventuell utbygging i dette området må det bygges opp en oljevernberedskap lokalt. Islandske myndigheter har gjennomført en studie rundt leteaktiviteter i Dreki området nordøst for Island opp mot Jan Mayen. Klimatisk er dette området enda mer utfordrende enn for eksempel Haltenbanken.

NOFO's eksisterende beredskap vil kunne fungere som en slags "back-up" for dette området, men responstiden er så lang at beredskapsressurser må bygges opp lokalt. Dersom Island finner petroleumsressurser og velger å gå for utbygging kan et samarbeid om oljevernberedskapen bli aktuelt. Dette kan bl.a. bestå i base(r) på Island. Imidlertid vil også seilingstiden fra Island være såpass lang at førstelinje ressurser må finnes i området. Dette kan bestå av dedikerte fartøy plassert i området, på samme måte som dagens Områdeberedskap på Haltenbanken og Troll/Oseberg området. Dette kan da eventuelt kombineres med oppbygging av en base på Jan Mayen. Det er antatt at basestruktur og infrastruktur ellers når det gjelder oljevernberedskapen relativt enkelt lar seg løse. Imidlertid er det i dette klimatiske tøffe området helt klart et behov for teknologiutvikling. Dette gjelder ikke minst "vinterisering" av utstyr slik at en kan operere i lave temperaturer og sterk vind.

### **7.5 Oppsummering**

Det ser ut som at de delene av Norskehavet hvor det foregår og vil foregå produksjon av olje og kondensat, på Haltenbanken, er tilgangen på offshore oljevernressurser god. Infrastrukturen både

når det gjelder plassering av baser og depot, samt tilgang fra landsiden er god for dette området. Oljeselskapene og NOFO har bra med utstyr i området eller umiddelbar nærhet til området. Når det gjelder den kystnære beredskapen (representert ved Kystverket og kommunene (IUA)) er det et behov for teknologiutvikling, spesielt mot strandsoneberedskapen. Den kommunale beredskapen er i utgangspunktet ikke dimensjonert for å kunne håndtere større utslipp fra offshore aktiviteten som driver inn mot land. Selv om oljeindustrien har inngått avtaler med den kommunale beredskapen vil det være et fremtidig behov for å styrke den kystnære beredskapen og strandsoneberedskapen, både utstyrmessig og når det gjelder menneskelig ressurser. Det er i denne vurderingen ikke fremkommet informasjon som tilsier større endringer i base- eller depotstruktur. Imidlertid dersom det skulle bli aktuelt med fremtidige utbygginger nær land kan det være et behov for å flytte noe utstyr i nærhet av slike felt. I beredskapsanalysen som er gjort (kapittel 6.4) er mobiliseringstiden satt relativt lang, ut fra dagens infrastruktur. Ved en slik fremtidig utbygging på Møre må både påføringsutstyret og dispergeringsmidlet finnes i umiddelbar nærhet av feltet.

Fremtidig innsats på forbedring av oljevernberedskapen i området bør derfor fokusere på videreutvikling av eksisterende utstyr, teknologiutvikling og styrking av kyst- og strandsoneberedskapen. Værforholdene (strøm, vind og bølger) kan være tøffe på Haltenbanken vinterstid. Videreutvikling av mekanisk oppsamlingsutstyr til å kunne tåle noe større bølgehøyde enn dagens utstyr bør prioriteres. Det er imidlertid en "naturgitt" øvre grense her, fordi etter hvert som bølgehøyden øker vil graden av naturlig nedblanding av oljen øke slik at mindre olje blir tilgjengelig på overflaten for oppsamling. Men, det er et potensiale til å øke værvinduet noe og samtidig også tenke nytt i forhold til alternativer til det eksisterende prinsippet med oppsamling i lenser. Dersom man antar at dagens lenser har klare begrensninger ved signifikante bølgehøyder over 2,5 m og naturlig dispergering av de fleste råoljer kanskje vil være en dominerende prosess ved signifikante bølgehøyder over 5 m, kan det være en fremtidig målsetting å utvikle utstyr som kan operere i bølgehøyder opp mot 4,5 – 5 m med større grad av effektivitet.

Bruk av dispergeringsmiddel er et godt supplement til mekanisk oppsamling og et klart alternativ i enkelte utslippsscenarioer. Potensialet for forbedring og videreutvikling av dagens påføringsutstyr er stort. Videre bør man dokumentere bedre potensialet for bruk av dispergeringsmiddel som et miljøskadereduserende tiltak i mer kystnære og grunne farvann. Dette vil danne grunnlaget for videreutvikling av operative modellverktøy for bruk i beredskapsplanlegging og for å kunne ta raske beslutninger for bruk av dispergeringsmidler i kystnære og spesielle miljøfølsomme områder. Dette bør prioriteres framover for å gjøre bruk av dispergeringsmiddel til et mer robust supplement/alternativ.

Også videreutvikling av operative modellverktøy for bruk i beredskapsplanlegging og for å kunne ta raske beslutninger for bruk av dispergeringsmidler i kystnære og spesielle miljøfølsomme områder, om et miljøskadereduserende tiltak i mer kystnære og grunne farvann.

Når det gjelder kystnær beredskap og i særdeleshet strandsoneberedskap er det et stort potensiale for teknologiske forbedringer. Samtidig er det et behov for å styrke den kystnære beredskapen og strandsoneberedskapen, både utstyrmessig og når det gjelder menneskelig ressurser. Mye av dagens strandsoneberedskap er basert på manuelt arbeid og det har skjedd en positiv utvikling de senere årene som bør videreføres og intensiveres.

## 8 Samspill med andre næringer

### 8.1 Andre næringer i utredningsområdet med behov for oljevern beredskap

#### 8.1.1 Skipstrafikk

Som et ledd i arbeidet med en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet er det gjennomført en statusbeskrivelse av skipstrafikk (Røyset *et al.*, 2007). Denne gir en god oversikt over skipstrafikken i utredningsområdet samt sjøsikkerhet, beredskap og maritime tjenester for sikker seilas. Denne viser at av totalt ca. 16.000 skipninger (fiskefartøyer ikke inkludert) forbi Stad i 2006 utgjorde 59 % lasteskip, 17 % tankskip og 6 % passasjerskip.

For lasteskip og passasjerskip er det et potensielt havari med påfølgende utslipp av bunkersolje som utgjør den største risikoen i forhold til oljevernberedskapen. Tankskip kan også i tillegg ha last som kan ha betydning for oljevernberedskapen. Av den mer regulære trafikken kan nevnes:

- Skipning av Russiske råoljer. Denne foregår typisk fra Murmansk og til kontinentet. Her er det usikkerhet i planer og prognoser, med skipningsmengden er antatt å øke betydelig i årene fremover. Et havari med ett av disse skipene med påfølgende oljeutslipp kan få store konsekvenser.
- Frakt av malm fra LKAB i Narvik. Det er omtrent 220 - 250 skipninger fra Narvik hvert år. Dette er store skip med betydelig mengde tung bunkersolje om bord som representerer et betydelig forurensningspotensiale.
- Skipning av kull fra Svalbard. Dette utgjør i størrelsesorden 60 anløp i året til Barentsburg, Longyearbyen og Svea. Trafikken til Svea foregår med 20.000 til 75.000 dwt. og foregår normalt i perioden juni til oktober/november. Igjen er det et potensielt utslipp av bunkersolje som utgjør risikobildet.
- Cruisetrafikken. Dette utgjør en betydelig trafikk i sommerhalvåret. I 2002 hadde for eksempel Tromsø 75 anløp mens Svalbard hadde ca. 40 anløp i 2001. Også når det gjelder cruisetrafikken er det havari med påfølgende utslipp av bunkersolje som representerer trusselbildet.

#### 8.1.2 Landanlegg

Det er i dag få landanlegg tilknyttet oljenæringen i utredningsområdet. På Nyhamna i Aukra ilandføres gass fra Ormen Lange. Risikoen for utslipp av olje fra dette anlegget betraktes som liten, men noe kondensat skipes ut. I den forbindelse har de anskaffet oljevernutstyr (se 2.2.3) og de har en avtale med NOFO som kan benytte seg av dette utstyret.

Tjeldbergodden har samarbeidsavtale med NOFO og har en del utstyr til kystnær bruk (se 2.2.3).

### 8.2 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.

Oljeaktivitet vil medføre et behov for hjelpefartøyer i oljevernberedskapen. Her kan fiskeflåten være en mulig ressurs og da spesielt trålerflåten og ringnotflåten. Økt oljeaktivitet vil dessuten bidra til økt sikkerhet for fiskerinæringen gjennom en økning av fartøyer i området og økt helikoptertrafikk.

Det har vært en positiv samordning mellom den private og offentlige beredskapen de senere år og det forventes at denne utviklingen vil fortsette.

## 9 Oppsummering og konklusjoner

Ut fra dagens aktivitet i utredningsområdet og fremtidig aktivitet som hovedsakelig ser ut til å finne sted i Haltenbanken området, er det i denne vurderingen ikke fremkommet informasjon som tilsier at dagens infrastruktur og basestruktur er utilstrekkelig i forhold til å opprettholde en god oljevernberedskap. Det er imidlertid et behov for å styrke den kystnære beredskapen og strandsoneberedskapen. Det vil stilles nye krav ved en eventuell fremtidig utbygging i Jan Mayen området. Dersom det skulle bli aktuelt med fremtidige utbygginger nær land (for eksempel på Møre) kan det være et behov for å flytte noe utstyr i nærhet av slike felt.

En fremtidig innsats på forbedring av oljevernberedskapen i området bør fokusere på videreutvikling av teknologien og styrking av kyst- og strandsoneberedskapen:

- **Mekanisk oppsamling**  
Videreutvikling av teknologien til å kunne operere i noe større bølgehøyde bør prioriteres. Det er et potensiale til øke værvinduet selv om det er en øvre grense mht. bølgeaktivitet i forhold til om oljen er tilgjengelig på overflaten eller ikke. Dersom man antar at dagens lenser har klare begrensninger ved signifikante bølgehøyder over 2,5 m og naturlig dispergering av de fleste råoljer kanskje vil være en dominerende prosess ved signifikante bølgehøyder over 5 m, kan det være en fremtidig målsetting å utvikle utstyr som kan operere i bølgehøyder opp mot 4,5 – 5 m med større grad av effektivitet. Operasjonelle støtteverktøy er også viktig i forhold til mekanisk oppsamling, for eksempel i forbindelse med nattoperasjoner (for eksempel IR kamera på båter).
- **Bruk av dispergeringsmiddel**  
Potensialet for forbedring og videreutvikling av dagens påføringsutstyr er stort. Dette gjelder både fra helikopter og båt. Videre bør man dokumentere bedre potensialet for bruk av dispergeringsmiddel som et miljøskadereduserende tiltak i mer kystnære og grunne farvann. Dette vil danne grunnlaget for videreutvikling av operative modellverktøy for bruk i beredskapsplanlegging og for å kunne ta raske beslutninger for bruk av dispergeringsmidler i kystnære og spesielle miljøfølsomme områder.
- **Kystnært og i strandsonen**  
Her er det også et stort potensiale både for teknologiutvikling og in-situ teknikker.. Det finnes allerede planer for utvikling av utstyr for påføring av strandrensemidler fra sjøen. In-situ teknikker som går på å "hjelp naturen" er et viktig bidrag i strandsanering – her pågår det FoU som skal bidra til forbedret forståelse og på tiltakssiden etter hvert. Å ha realistiske testområder er viktig i den sammenheng. I og med at den kommunale beredskapen ikke i utgangspunktet er dimensjonert for landpåslag fra større utlipp offshore vil det være et behov for styrking av kyst- og strandsoneberedskapen, både mht. utstyr, kompetanse og menneskelige ressurser.
- **Biologiske effekter**  
For å kunne gjøre gode analyser i forhold til å vurdere hva som kan gi minst miljøskade i en utlippssituasjon er det viktig med kartlegging og modellering av geografisk og temporal utbredelse av naturressurser i området. Videre er det fortsatt behov for å kunne bestemme realistiske effektgrenser og miljørisiko knyttet til tilstedeværelsen av forskjellige kvaliteter av olje på strand, sjøoverflate og i vannsøylen.

## 10 Referanser

- Aamo, O. M., Reed, M., Daling, P. S., Johansen, Ø. (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.
- Anker-Nilssen, T., Bustnes, J.O., Erikstad, K.E., Fauchald, P., Lorentsen, S.-H., Tveraa, T., Strøm, H. & Barrett, R. (2005) SEAPOP. Et nasjonalt sjøfuglprogram for styrket beslutningsstøtte i marine områder NINA Rapport 1. ISBN,ISSN 82-426-1515-2, 1504-3312. 66 pp.
- Brandvik, P. J., Lewis, A., Daling, P. S., Strøm-Kristiansen, T., Tømmervik, T. 1996: Development of the RESPONSE 3000 helicopter bucket for dispersant application IKUs contribution to design, land and field testing. IKU Report 41.5142.00/01/96 54p. 5 apps. (A-E) Unrestricted.
- Brude et al. 2008: Miljøkonsekvenser akutt utslipp. DNV Rapprt. Under utarbeidelse.
- Daling, P.S., F. Leirvik, 2006: Dokumentasjon og karakterisering av olje på sjø i forbindelse med testing av mekanisk oljeværn og dispergeringsutstyr ved NOFOs OPV-øvelse, 10-11 mai, 2006-Tokt-/Observasjonsrapport.: SINTEF rapport 2006 STF80MK F06185 (-)
- Jensen, H., Tømmervik, T., 1990: "Oljeværn i Nordlige og Arktiske farvann – Oljens egenskaper – Del D.2.1 – Viskositet og strømningssegenskaper ved lave temperaturer". SINTEF rapport nr.: 22.1932.00/03/90.
- Johansen., Ø., Skognes, K., Aspholm, O. Ø, Østby, C., Moe, K. A., Fossum, P. (2003). Utredning av helårs oljevirkosomhet i området Lofoten - Barentshavet, uhellutslipp av olje - konsekvenser i vannsøylen. OED studie 7c. In SINTEF rapport, p. 72.
- Melbye, A., I. Singsaas, P. J. Brandvik, M. Reed, O. M. Bakken, Ø. Johansen, M. Moldestad, 2007. Samlerapport: Utslipp av olje på Statfjordfeltet i forbindelse med lasting, 12. desember 2007. SINTEF rapport F4260 til NOFO.
- Moldestad, M.Ø., 2008, "Oljeregnskap etter forliset av MS Server, SINTEF Rapport A5633.
- OED, 2007: Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH). Framtidsbilde petroleum for sektor petroleum og energi.
- Ottesen, G., J.A. Auran (2007) Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisker og Havet 6/2007. Havforskningsinstituttet. 165 pp.
- Reed, M., C. Turner, and A. Odulo (1994): The role of wind and emulsification in modeling oil spill and surface drifter trajectories. Spill Science and Technology, Pergamon Press (2): .143-157.
- Reed, M., O. M. Aamo, and P. S. Daling (1995a): Quantitative analysis of alternate oil spill response strategies using OSCAR. Spill Science and Technology, Pergamon Press 2(1): 67-74.
- Reed, M., French, D., Rines, H., and Rye, H. (1995b): A three-dimensional oil and chemical spill model for environmental impact assessment. Proceedings of the 1995 International Oil Spill Conference, pp.61-66.
- Reed, M. (2008): OSCAR-simuleringer av oljeutslipp fra Statfjord Offshore Loading System A, 12. desember 2007. Foreløpig rapport. SINTEF Rapport nr. A6234



Røyset *et al.*, 2007: Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Statusbeskrivelse av skipstrafikk

SEAPOP: <http://www.seapop.no/om-seapop>

.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., Ramstad, S., Johansen, Ø. (2005): Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet. Temastudie 7–d: Oljevern. SINTEF Rapport STF66 F03030.

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, H. & Barrett, R. (2005) SEAPOP. Et nasjonalt sjøfuglprogram for styrket beslutningsstøtte i marine områder NINA Rapport 1. ISBN,ISSN 82-426-1515-2, 1504-3312. 66 pp.