

2010

Ulykken i Mexicogolfen – Risikogruppens vurdering



Forum for samarbeid om risiko
(Risikogruppen)

29.11.2010

Vurdering om forhold ved ulykken i Mexicogolfen og den pågående opprenskingsaksjonen.

Rapport fra Risikogruppen til den interdepartementale styringsgruppen for forvaltningsplanene.

Denne rapporten legger fram Risikogruppens vurdering av forhold ved ulykken i Mexicogolfen og den pågående opprenskingsaksjonen. Arbeidet med rapporten har hatt fokus på forhold som kan endre forutsetningene eller vurderingene i Risikogruppens tidligere arbeid knyttet til faglig grunnlag for oppdateringen av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Vurderingen er en sammenstilling som bygger på fagetatenes pågående arbeid knyttet til ulykken i Mexicogolfen. Fagetatene vil på sine hjemmesider fortløpende legge ut resultat av sitt arbeid.

Det må understrekes at ikke alle faktaopplysninger vedrørende hendelsen er verifiserte og derfor forekommer det kvalifiserte antakelser og estimer som vil kunne bli endret når offisielle rapporter foreligger.

Til sammen har 9 institusjoner med over 20 fagpersoner bidratt til rapporten.

Ulf Syversen, Kystverket, har vært koordinator for rapporten.

Risikogruppens rapport er noe forsinket i forhold til den fristen styringsgruppen gav. Hovedårsaken til dette er at beslutning om supplerende oljedriftsmodelleringer (oljedriftsstatistikk) ble tatt så sent at det ikke var mulig for leverandøren DNV å levere et kvalitetssikret produkt innen fristen.

Ålesund, 29. november 2010

Arve Dimmen
Leder Risikogruppen

Ulf Syversen
Koordinator Risikogruppen

Forsidefoto: USCG

Innhold

1	Bakgrunnen for rapporten	6
1.1	Ulykken i Mexicogolfen	6
1.2	Helhetlig havforvaltning.....	6
1.2.1	Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.	6
1.2.2	Risikogruppen	6
1.3	Om denne rapporten	6
1.3.1	Oppdraget	6
1.3.2	Forbehold	7
2	Hovedtrekk ved ulykken	7
2.1	Begrepsavklaringer	7
2.2	Kort innføring i boreteknologi og –systemer	7
2.3	Beskrivelse av ulykken	9
2.4	Informasjon omkring årsak.....	11
2.5	Beskrivelse av den akutte forurensningen og aksjonen mot denne	12
2.6	Bekjempningstiltak, utstyr	14
3	Mexicogolfen og Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten	17
3.1	Innledning	17
3.2	Menneskelig aktivitet	17
3.3	Oseanografi.....	17
3.4	Naturmiljø.....	19
3.5	Petroleumsrelaterte forhold	21
3.5.1	Mexicogolfen	21
3.5.2	Barentshavet/Lofoten	22
3.6	Foreløpig vurdering av miljøkonsekvenser	22
4	Beskrivelse og sammenlikning av rammer og krav i USA og Norge	23
4.1	Forutsetninger for sammenligning av rammer og krav	23
4.1.1	Tiltak som er vurdert nødvendige av amerikanske myndigheter	24
4.1.2	Myndighetenes reguleringsstrategi	25
4.1.3	Myndighetenes oppfølging av kravetterlevelse.....	25
4.1.4	Myndighetenes organisering	26
4.2	Krav til petroleumsvirksomhetens beredskap mot akutt forurensning.....	26
4.2.1	Beskrivelse av norsk regelverk	26
4.2.2	Sammenlikning av amerikanske og norske krav til petroleumsideindustriens beredskap mot akutt forurensning	28
4.2.3	Behov for endring av norsk regelverk.....	29

4.3	Organisering av aksjoner mot akutt forurensning	30
4.3.1	Håndtering av akutt oljeforurensning i USA.....	30
4.3.2	Sammenligning av organiseringen og ledelsen av aksjonen mot den akutte oljeforurensningen i Mexicogolfen med organiseringen av en tilsvarende aksjon i Norge 31	
4.3.3	Mattrygghet	32
5	Forutsetninger for oljedriftsmodelleringer	33
5.1	Hvordan Risikogruppens mandat påvirker valg av utblåsningsscenarioer.....	33
5.2	Hva som påvirker utblåsningsrate og –varighet	34
5.3	Risikoanalyserapporter som inngår i vurderinger av utblåsningsrate og –varighet ..	36
5.4	Historiske data om utblåsninger	37
5.5	Den historisk verste utblåsning.....	39
5.6	Det verst tenkelige utblåsningsscenarioet.....	39
5.7	Hvordan regionale forhold kan påvirke utblåsningsscenarioet	40
5.8	Det valgte verst tenkelige utblåsningsscenario i BHL – mars 2010.....	42
5.9	Konsekvenser av Macondo-utblåsningen for det verste utblåsningsscenario som er valgt i BHL.....	46
5.9.1	Kvaliteten av informasjon om Macondo-utblåsningen pr. 01.10.2010.....	46
5.9.2	Validitet av kunnskap og erfaringer som er lagt til grunn for det verste scenarioet.....	47
5.9.3	Geofaglige vurderinger	48
5.9.4	Øvrige vurderinger av havdyp som risikopåvirkende faktor	49
5.10	Petroleumstilsynets konklusjon med hensyn til konsekvenser av områdespesifikke forhold for det valgte verste utblåsningsscenarioet i BHL.....	50
5.10.1	Ny kartlegging av prospekter	51
6	Gjennomføring av supplerende oljedriftsmodelleringer	53
6.1	Innledning.....	53
6.2	Valg av rater og varigheter for supplerende oljedriftsmodelleringer	54
6.2.1	Merknad til valg av rater og varigheter for supplerende oljedriftsmodelleringer 55	
6.3	Resultater av Oljedriftsmodelleringer	56
6.3.1	Enkeltsimulering oljedrift	56
6.3.2	Oljedriftstatistikk.....	60
7	Vurdering av beredskapen mot akutt forurensning i Norge sett i lys av erfaringer fra utblåsningen i Mexicogolfen.....	66
7.1	Organisering av aksjoner i Norge	66
7.1.1	Dagens ansvars- og oppgavefordeling	66
7.1.2	Ansvar og oppgaver ved hendelser av uforutsett størrelse og karakter – mulig organisering av aksjoner mot akutt forurensning.....	66

7.1.3	Kystverkets erfaringer med akutte oljeutslipp i norske farvann	67
7.2	Klifs revurdering av beskrivelsen av petroleumsvirksomhetens beredskap i det faglige grunnlaget for HFB som følge av utslippet i Mexicogolfen	67
7.2.1	Bruk av resultater fra modellering	67
7.2.2	Effekt av beredskapsmateriell	68
7.2.3	Kapasitet til den havgående beredskapen.....	68
7.2.4	Styrking av beredskap i kyst- og strandsone	69
7.2.5	Dispergering og strandrensing	69
7.3	Er vi tilstrekkelig forberedt for en omfattende akutt forurensningssituasjon i Norge?	70
8	Konklusjon og anbefalinger	70
8.1	Lærdommer fra ulykken	70
8.1.1	Miljøkonsekvenser	70
8.1.2	Beredskap mot akutt forurensning	71
8.1.3	Konklusjon med hensyn til sammenstilling av rammer og krav	71
8.2	Nye oljedriftssimuleringer	72
8.2.1	Miljørisiko.....	72
8.2.2	Beredskap mot akutt forurensning	73
8.2.3	Etatens vurderinger av scenariovalg for oljedriftssimulering	73
8.3	Pågående arbeid i deltakende etater/institusjoner i RG	75
8.3.1	Kystverkets videre arbeid med å styrke den nasjonale beredskapen.....	75
8.3.2	Klifs videre arbeid med å følge opp petroleumsvirksomhetens beredskap mot akutt forurensning.	76
8.3.3	Havforskningsinstituttets arbeid med å følge opp miljøkonsekvensene etter Macondo-utblåsningen.	76
8.3.4	Petroleumstilsynets oppfølging av Macondo-utblåsningen	76
8.3.5	Internasjonal oppfølging	78
9	Forkortelser	79

1 Bakgrunnen for rapporten

1.1 Ulykken i Mexicogolfen

20. april 2010 skjedde det en ulykke på den halvt nedsenkbare boreinnretningen Deepwater Horizon som boret på Macondobrønnen i Mexicogolfen ca. 41 nautiske mil fra land. Etter en eksplosjonsartet brann som krevde 11 menneskeliv, sank innretningen etter ett og et halvt døgn. Ulykken resulterte i det historisk største oljeutslippet til havs, med et totalt utslippsvolum som foreløpig er anslått til nesten 800 000 Sm³ i løpet av de 87 døgnene det tok før brønnen ble tettet.

1.2 Helhetlig havforvaltning

1.2.1 Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen overleverte det faglige grunnlaget for oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (Fellesrapporten) til Miljøverndepartementet 15. april 2010. Fellesrapporten er basert på vitenskaplig publisert og annen dokumentert kunnskap per mars 2010.

1.2.2 Risikogruppen

Risikogruppen (RG) er en av tre faggrupper som er etablert for å styrke kunnskapsgrunnlaget for forvaltningen av våre havområder.

Formålet med RG er å styrke arbeidet med risikovurderinger og bidra til en bedre forståelse av utviklingen av risiko i havområdet for alle aktører og opinionen generelt, knyttet til akutt forurensning, og å bidra til å håndtere denne risikoen på en best mulig måte både sektorvis og samlet.

I RG deltar Kystverket, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømatforskning, Oljedirektoratet, Petroleumstilsynet, Direktoratet for Naturforvaltning, Klima- og forurensningsdirektoratet, Norsk institutt for vannforskning, Norsk Polarinstitut, Statens strålevern, Meteorologisk institutt, Sjøfartsdirektoratet og Mattilsynet.

Kystverket leder RG.

1.3 Om denne rapporten

1.3.1 Oppdraget

I oppdragsbrev til RG datert 5. juli 2010 skrev Miljøverndepartementet blant annet:

I arbeidet med melding til Stortinget om oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, er det ønskelig å få en samlet vurdering fra risikogruppen om forhold ved ulykken i Mexicogolfen og den pågående opprenskningsaksjonen. Arbeidet bør omfatte forhold som kan endre forutsetningene eller vurderingene i risikogruppens tidligere arbeid knyttet til faglig grunnlag for oppdateringen av

forvaltningsplanen, men også omtale andre forhold ved ulykken som er relevante å trekke frem.

Det forutsettes at denne vurderingen baseres på en sammenstilling av etatenes pågående arbeid knyttet til ulykken i Mexicogolfen. Dette gjelder i første rekke pågående arbeid i Petroleurstilsynet (arbeidsmiljø og sikkerhet), Klima- og forurensningsdirektoratet (beredskapskrav og miljøkonsekvenser) og Kystverket (statlig beredskap). Det legges i utgangspunktet ikke opp til utredninger ut over dette.

1.3.2 Forbehold

Det må understrekes at ikke alle faktaopplysningene vedrørende hendelsen er verifisert og derfor forekommer det kvalifiserte antakelser og estimerer som vil kunne bli endret når offisielle rapporter foreligger.

Ut fra de opplysningene som foreligger fra amerikanske myndigheter (USGC) pågår aksjonen fortsatt, men denne trappes ned som følge av at brønnen er permanent stengt ned og at frittflytende olje på sjøen er tatt hånd om.

2 Hovedtrekk ved ulykken

2.1 Begrepsavklaringer

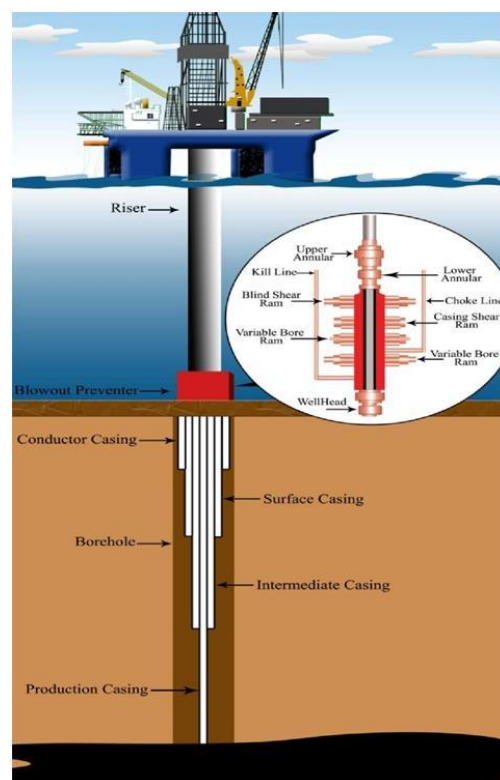
"Macondo" er navnet på prospektet - (Macondo Prospect (Mississippi Canyon Block 252, forkortet MC252)).

"Deepwater Horizon" er boreriggen.

2.2 Kort innføring i boreteknologi og – systemer

Proessen med en undersøkelsesbrønn for offshore olje og gass begynner med å posisjonere en boreinnretning over området man ønsker å undersøke.

Innretningen senker et borerør (også kjent som en borestreng) med et borehode til sjøbunnen, hvor det begynner å bore. I borehullet, laget av boret, blir det satt et fôringsrør. På sjøbunnen settes normalt et lederør for å stabilisere de myke sedimentene i toppen av borehullet slik at fortsatt boring ikke utløser kollaps av borehullet. Når lederøret er på plass, senker innretningen et marint stigerør (et stort rør som omslutter borerøret) som forbinder lederøret til boreinnretningen. Før boringen fortsetter, blir en sikringsventil (BOP) senket til sjøbunnen og plassert på



Figur 1 Skisse av offshoreboring (kilde Dols rapport 27.5.20/Minerals Management Service Database, 2010)

brønnhodet.

Ettersom boringen fortsetter i dybden, blir ytterligere fôringsrør, som har litt mindre diameter enn hullet laget av borehodet, satt i borehullet og festet med "sement". Denne prosessen sikrer at borehullet ikke kolliderer, og isolerer borehullet fra mulige lommer av gass eller vann i lagene borehullet går gjennom. Et fôringsrør består av 30-fots rørlengder av samme diameter som er koblet sammen med gjenger i en lengde som tilsvarer hullseksjonen den skal settes i.

Dypere i borehullet blir smalere fôringsrør lagt inni de andre, og sementert i det litt tykkere fôringsrøret. I noen tilfeller kan det ytterste fôringsrøret ha en diameter på opptil fire fot, imens det innerste fôringsrøret kan ha en diameter på seks tommer. Diameterne på det første og siste fôringsrøret, typen fôringsrør og typen sement som brukes er bestemt av profilen (dybde, temperatur, trykk, osv) til brønnen som bores. Når brønnen er i produksjon, vil hydrokarbonene komme til overflaten gjennom produksjonsrøret som går ned gjennom midten av det innerste fôringsrøret.

I løpet av boreprosessen blir borevæske, omtalt som "mud", pumpet ned borerøret gjennom dysene på borehodet. Borevæskens primærfunksjon er å opprettholde "brønnskroll", men den kjøler også ned borehodet og frakter borekaks bort fra bunnen av borehullet. Den vender tilbake til overflaten gjennom rommet (ringrommet) mellom borerøret og det innerste fôringsrøret. For å opprettholde brønnskroll, må trykket som oppstår av vekten til borevæsken i borerøret og ringrommet bli holdt jevnt med, eller større enn, trykkene i borehullet. Forskjellige indikatorer på målinger av brønntrykk gjør det mulig for borevæskeingeniøren på innretningen å holde trykket i borehodevæsken jevnt med, eller litt over, trykket i den dypeste formasjonen. Denne typen trykkløst kalles overbalansert.

Når trykket i lommene av olje, gass eller vann som treffes i porøse lag under boreprosessen blir høyere enn trykket av borevæsken, kan denne skyves opp gjennom ringrommet og erstattes med formasjonsvæsken. Dette kalles et "kick". Dersom et kick inntreffer, blir sikringsventilen (BOP) på havbunnen stengt, og man kan kontrollert pumpe ut formasjonsvæsken og gjenopprette brønnskroll. Dersom BOP ikke fungerer kan man få en utblåsning.

Første trinn i årsakskjeden som fører til utblåsning under boring er at overtrykket mot formasjonen går tapt og påfølgende innstrømning av formasjonsvæske. En slik innstrømning kalles **brønnehendelse**, **brønnsplask** eller **kick**. En brønnehendelse er definert som en "utilsiktet innstrømning av formasjonsfluid i brønnen, med trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømningssjekk. Drepemetode er bestemt og iverksatt¹". Et brønnsplask inntreffer dersom slamtrykket på et tidspunkt av operasjonen er lavere enn poretrykket. Noen hovedårsaker er:

1. Høyere poretrykk enn forventet
2. Lavere slamtrykk enn tilsiktet
3. Midlertidig redusert slamtrykk på grunn av operasjonelle forhold
4. Kombinasjoner av 1-3

¹ http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202009/RNNP_hovedrapport_sokkel_2009.pdf

5. Tap av slam til sjø eller formasjon og redusert hydrostatisk søyle.

Så snart et brønnspar oppdages, stenges brønnen inn ved hjelp av utblåsnings-sikringen (blowout preventer, BOP), og en brønnsk контроlloperasjon settes i gang for å fjerne formasjonsvæske fra slamsøylen og gjenopprette et overtrykk mot formasjonen. BOPen, sammen med brønnhode og foringsrør fastsementert til formasjonen utgjør den andre brønnbarrieren. En **utblåsning** innebærer at slamsøylen, brønnsk контроlloperasjonen og BOPen har sviktet.

2.3 Beskrivelse av ulykken

Opplysningene som fremkommer under er basert på BPs interne granskingsrapport av hendelse og hendelsesforløp og rapport etter ekspertgruppe fra University of California, Berkeley.

Forberedelsene til boreoperasjonen

Brønnen ble designet slik at den på et senere tidspunkt kunne bli brukt som en produksjonsbrønn. Brønnen var opprinnelig planlagt boret til et total dyp på 19 650 fot. Endelig boredybde ble 18 360 fot. Brønnen ble designet av et team bestående av BP-ingeniører pluss spesialister fra leverandørene av boretenester. I slutten av juni 2009 hadde de klart et detaljert brønndesign og hadde gjennomført en "peer-review", samt en risikoanalyse. Opprinnelig inkluderte designet 8 foringsrørstrenger som underveis ble økt til 9 på grunn av boreproblemene som oppsto underveis.

- 6. oktober 2009 startet boringen av MC 252 (Macondobrønnen) med den halvt nedsenkbare boreinnretningen Marianas operert av Transocean
- 8. november 2009 ble Marianas fjernet fra Macondobrønnen på grunn av påførte skader fra orkanen IDA
- 31. januar 2010 ankom den halvt nedsenkbare boreinnretningen Deepwater Horizon, operert av Transocean, Macondobrønnen
- 6. februar startet Deepwater Horizon å fullføre boringen av Macondobrønnen

Forløpet til ulykken

Under boring av brønnen påtraff man poretrykk og oppsprekkingstrykk i formasjonen som var forskjellig fra grunnlaget for det opprinnelige brønndesignet. Dette resulterte i at foringsrørets settedyp måtte forandres, noe som igjen medførte flere forandringer i det opprinnelige boreprogrammet.

Underveis fikk de en brønnsk контроlsituasjon som medførte at de måtte gjennomføre en teknisk sidestegsboring. Disse forandringene, i forhold til den opprinnelige planen, ble godkjent av Minerals Management Service.

Den 9. april var selve boreoperasjonen ferdig, man logget da brønnen i fem dager før en opprenskning av brønnen ble foretatt med borestreng og borekrone.

Produksjonsforingsrør (9 7/8" x 7") ble kjørt og seimentert. Det ble så besluttet av Macondo-brønngruppe, at en ikke trengte å kjøre en CBL-logg (cement bond log). Dette er i strid med BPs krav for verifisering av seiment bak foringsrør.

Produksjonsforingsrør ble så trykktestet og godkjent i henhold til plan.

Den 20. april kl 19.55 ble den negative trykktesten (trykk i produksjonsforingsrør er lavere enn formasjonstrykk) av produksjonsforingsrøret godkjent, selv om det i ettertid kan stilles spørsmål ved kvaliteten av denne trykktesten og/eller tolkning av testresultatene.

Man fortsatte med å erstatte borevæsken i stigerøret med sjøvann (til tross for at det under denne operasjonen kom uklare og alarmerende signaler fra brønnen).

Den 20. april kl 21.40 ble det observert borevæske som strømmet ut på boredekket. Ett minutt senere sto borevæskespruten opp i boretårnet. På dette tidspunktet ble utblåsningssikkerhetsventilen aktivert. Selv om indikasjonen viste at denne ventilen var stengt, fortsatte det med å strømme ut store mengder borevæske.

Den første gassalarmen kom kl 21.47, og kl 21.49 kom den første eksplosjonen.

Fra kl 21.52 til kl 21.57 prøvde man å frikoble stigerøret fra utblåsningssikkerhetsventilen uten å lykkes.

Fra kl 22.00 til kl 23.22 ble 115 personer evakuert og 11 personer meldt savnet.

Den 22. april kl 10.22 sank boreinnretningen Deepwater Horizon.

Stans av Macondo-utblåsningen

Det ble prøvd flere metoder for å stanse Macondoutblåsningen, herunder ROV-styrte operasjoner av BOP-ventiler og igangsetting av 2 avlastningsbrønner. Det ble dessuten prøvd flere metoder for å begrense brønnstrømmen til havs, herunder bruk av større beholdere (top hat) som ble senket over brønnen for å samle brønnstrømmen, samt pumping av tyngre materialer ned i brønnen.

Macondoutblåsningen ble stanset etter at det lyktes å få montert et spesialbygd ventiltre på rørstussen på den ødelagte sikkerhetsventilen (BOP). Den nye ventilen ble stengt inn. Trykk og temperatur ble observert via overføringer til et fartøy på overflaten i en tidsperiode, for å få verifisert at ventilen og brønnen holdt tett og at trykk og temperatur var stabilt.

Deretter ble det, under overvåking, pumpet tung borevæske fra et eget pumpefartøy ned i brønnen.

Olje og gass ble så "dyttet" tilbake inn i reservoaret, som igjen medfører at trykket på overflaten reduseres.

Etter å ha fått indikasjon på at brønnen var "drept" ble brønnen sementert igjen ved hjelp av en sementplugg i øvre del av brønnen. En trykktest av sementpluggen viser at brønnen nå er tettet.

17. september ble det pumpet ned sement i ringrommet til Macondo-brønnen via avlastningsbrønnen boret med Development Driller III, operert av Transocean.

19. september legger BP ut opplysninger på sine nettstedet at Macondo-brønnen er fullstendig sementert og forseglet, både i foringsrør og ringrom.

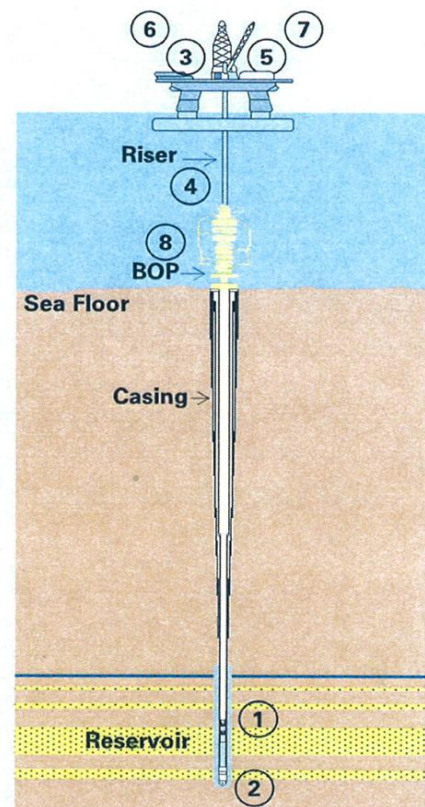
Det er i kjølvannet av Macondo-utblåsningen omfattende drøftinger omkring behovet for teknologiutvikling tilknyttet brønnkontroll. Det gjelder blant annet teknologiutvikling for raskt å stanse en utblåsning og raskt stanse brønnstrøm til havet i påvente av brønnkontroll. Det er dessuten omfattende drøftinger og noen industriinitiativer allerede for å etablere felles ressurser som kan tre i kraft i tilfelle en utblåsning. Det er i denne sammenheng utarbeidet flere modeller for å finansiere slike fellesordninger.

2.4 Informasjon omkring årsak

Petroleumstilsynets vurdering er at det fortsatt er betydelig usikkerhet forbundet med informasjon om årsakssammenhenger bak Deepwater Horizon ulykken, og at denne usikkerheten vil bestå inntil de uavhengige granskningsrapportene foreligger.

BP la ut en intern granskningsrapport 8.9.2010², der BP fremhevet brudd på 8 barrierer:

1. Sement i ringrommet ivaretok ikke sin funksjon med hensyn til å isolere hydrokarboner
2. Sementen i produksjonsforingsrøret ivaretok ikke sin funksjon med hensyn til å isolere hydrokarboner
3. Negativ trykktest ble akseptert til tross for at brønnintegriteten ikke var blitt demonstrert
4. Strømning i brønnen ble ikke fanget opp før hydrokarboner var i stigerøret
5. Brønnkontrolltiltak sviktet med hensyn til å gjenvinne kontroll over brønnen
6. Avledning til slam-gass-separator førte til gasspredning på innretningen
7. Brann- og gass-system forhindret ikke antennelse av hydrokarboner
8. BOP i beredskapsmodus ivaretok ikke sin funksjon med hensyn til å stenge brønnen



Figur 2 Sviktende barrierer ved Deepwater Horizon ulykken. Kilde:BP

Hver av disse barrierer har flere barriereelementer. BP's granskningsgruppe rapporterer også at det er indikasjoner på svikt i BOP testingspraksis og BOP vedlikehold.

Detaljeringsgrad av BPs granskningsrapport er begrenset hva angår bakenforliggende årsak

² <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9034902&contentId=7064891>

til ovennevnte barrierebrudd. Dette er naturlig så tidlig etter ulykken og ut fra mandatet til BPs granskningsgruppe som ble etablert rett etter katastrofen startet. BPs granskningsrapport omtaler bakenforliggende årsak i generelle vendinger, dog på en måte som er konsistent med tidligere erfaringer fra større industrielle ulykker. BP`s granskningsgruppe presiserer at det ikke er funnet en enkeltstående feil som årsak til ulykken, men heller en kompleks serie av tekniske feil, beslutninger, designmessige forhold, operasjonell praksis og organisatoriske grensesnitt, som til sammen har tilrettelagt for at den utløsende hendelse ble mulig og for at denne kunne eskalere til å bli en ulykke. BPs granskningsgruppe peker på at disse komplekse sammenhenger involverer flere selskap, ulike arbeidsgrupper og ulike arbeidskontekster over tid.

2.5 Beskrivelse av den akutte forurensningen og aksjonen mot denne

29. april erklærte USAs president oljeutslippet som "Spill of National Significance".

Ifølge rapporter mottatt fra EMSA har det lekket ut anslagsvis 668 500 tonn råolje tilsvarende ca. 779 000 Sm³ (4,9 mill. fat). Grovt sett tilsvarer dette et totalutslipp fra to supertankere (VLCC).

Det ble i aksjonens første fase lagt ut ca. 900 000 meter lenser og 2 500 000 meter absorberende lenser. Pr. 10. september var det fortsatt utlagt 300 000 meter lenser og benyttet 2 950 000 meter absorberende lenser.

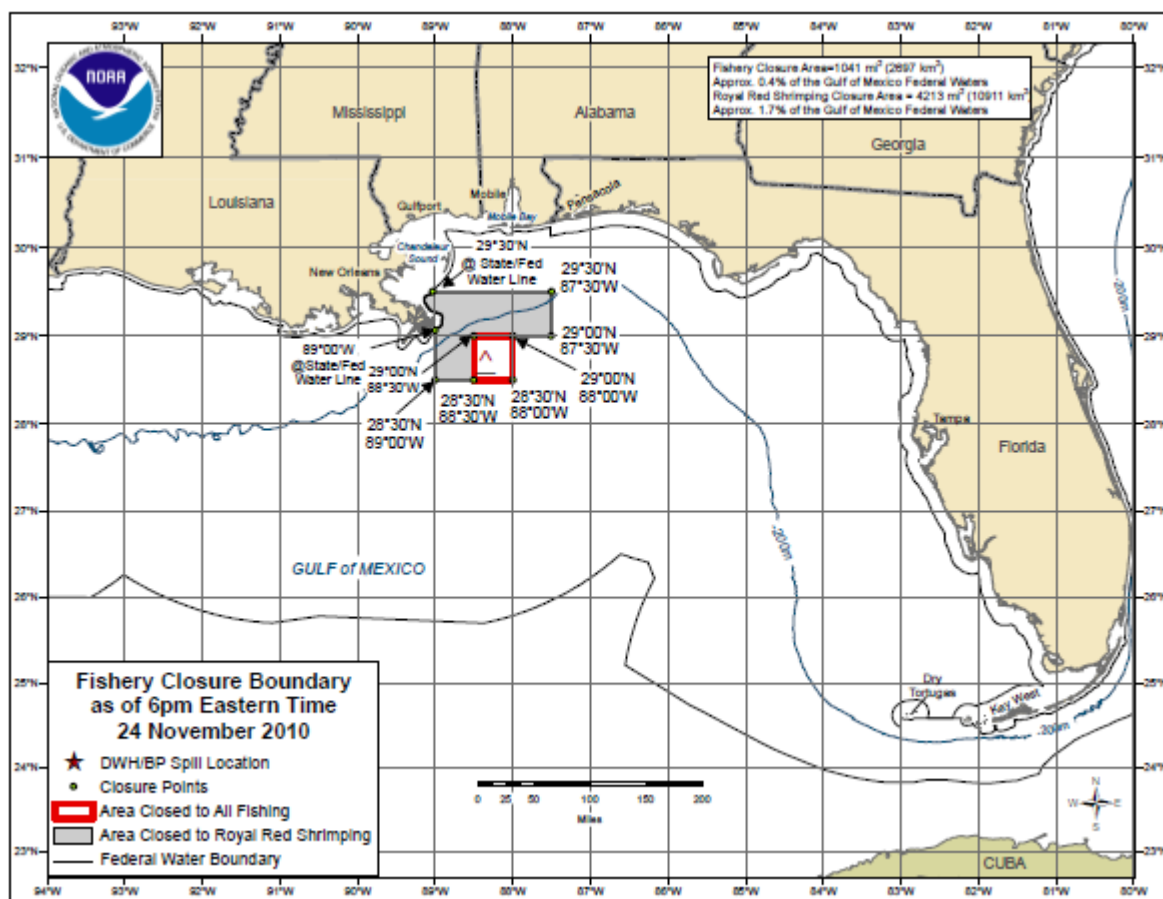
I de mest arbeidsintensive periodene var mellom 45 000 og 50 000 mennesker engasjert i aksjonen for å beskytte kyst- og strandsonen. Pr. 10. september var 27 000 personer fortsatt engasjert i opprensingen og behandling av oljeskadet vilt.

Når det gjelder bruk av ulike type fartøyer inkludert oljeopptakingsfartøy, slepefartøy, lektere og hjelpefartøyer har det i arbeidsintensive perioder vært mer enn 8000 enheter involvert. Pr. 10. september var fortsatt 3600 sjøgående fartøyer og flere dusin fly og helikoptre, samt ubemannede enheter, involvert.

Videre er det brukt anslagsvis 7000 m³ dispergeringsmidler hvorav ca 40 % er påført direkte i utblåsningsstrømmen. I overkant av 400 kontrollerte avbrenninger i åpen sjø er foretatt og dette har fjernet i størrelsesorden 45 000 m³ olje.

Det er registrert oljepåslag langs omkring 1040 kilometer strandlinje i Mexicogolfen hvorav 184 kilometer er moderat til sterkt oljeinfisert. 820 kilometer av strandlinjen er lett oljeinfisert. 17 områder er klassifisert som særlig miljøfølsomme områder.

Kart presentert av NOAA 24. november viser at det fortsatt er områder som er stengt for fiske:



Figur 3 Områder stengt for fiske per 24 nov 2010 (Kilde: NOAA)

Oljens egenskaper og utslippsmengde

Råoljen fra Macondo-brønnen kan ifølge Sintef ligne litt på råolje fra Oseberg-feltet, dvs. middels lett råolje. Ifølge NOAA og den amerikanske oljeforvittringsmodellen ADIOS vil 35 % fordampe, 10-15 % dispergere naturlig og ca. 50 % danne høyviskøs emulsjon med opptil 90 % vann. Sjøtemperaturen i Golfen ligger på 32 °C og oljens forvitring er derfor helt annerledes enn tilsvarende råolje i norske farvann. Det er så langt tatt 30 000 oljeprøver for analyse av oljeinnholdet i vannmassene i de influerte sjøområdene.

Oljen brukte mellom to og tre timer på oppstigningen fra utslippspunktet på ca. 1 500 meters dyp til havoverflaten. Oljen spredte seg 1-2 kilometer fra punktet på havoverflaten rett over utslippspunktet. Oljedriftsberegninger og flyovervåkning viste at oljens bevegelse på sjøoverflaten i hovedsak var sirkulær.

Oljeregnskap

En rapport fra "The Federal Interagency Solutions Group, Oil Budget Calculator Science and Engineering Team" av november 2010, angir tre ulike estimerte oljeregnskaper – lavt, forventet og "worst case". Det understrekes at usikkerhetene fortsatt er store.

Forventet estimert oljeregnskap er følgende:

	Andel av samlet utslippsvolum, %
Oppsamlet olje ved brønnhode	17
Kjemisk dispergert olje	16
Naturlig dispergert olje	13
Olje fjernet ved kontrollert brenning	5
Oppsamlet olje fra sjøoverflaten	3
Fordampet olje	23
Gjenværende olje i marint miljø	23

De høye sjø- og lufttemperaturene og sterk solstråling har hatt stor betydning for graden av forvitring av råoljen.

Hvor mye olje som har vært tilgjengelig på sjøoverflaten for mekanisk oppsamling og dispergering vites ikke, men oljeoppsamlingseffektiviteten på sjø var lav, kun 3 % av det samlede estimerte utslippsvolumet er samlet opp mekanisk på sjøoverflaten. Dette kan skyldes både organisatoriske og operasjonelle forhold.

2.6 Bekjempningstiltak, utstyr

Mekanisk oppsamling på sjø

Oljeoppsamlingen ble ledet fra ICP Houma gjennom kommando- og kontrollfartøyer med underordnede enheter. Over 90 større oljeopptakssystemer har deltatt i aksjonen. 15 av disse bar preg av å være nærmere 20 år gamle og dermed mindre effektive enn nytt utstyr. Videre ble en stor mengde lokale fiskefartøyer benyttet til sleping av lenser.

Bruk av fartøyer med "sweeping arms", som Nederland leverte, fungerte til å begynne med ikke godt fordi armene var plassert langt fremme på fartøyene. Dette forholdet ble derfor justert. En stor tankbåt (335 meter lang) med en spesiell belteskimmer (Marco Harbo 28) og et stort hull for inntak av olje/vannblanding i skutesiden fungerte ikke hensiktsmessig, og ble ikke benyttet.

Gjennom EU tilbød 13 europeiske land og EMSA utstyrsassistanse. Norge bidro med 10 "Buster-systemer", noe som ble fremhevet som det mest effektive oppsamlingsutstyret som ble benyttet på sjøen. Også Foilex-skimmere ble trukket frem som velfungerende oppsamlingssystemer. Et betydelig problem under sjøoperasjonene var tilflyt av store mengder avfall og sjøgress som samlet seg i oppsamlingssystemet og reduserte kapasiteten.

Ved utgangen av juli var ca. 13 000 m³ vann/olje-emulsjon samlet opp. Ingen oljeoppsamling ble foretatt i mørke.

Norge stilte 3 225 meter ulike lensetyper til disposisjon. Bruk av en ny rørlense, som ble produsert i nærheten av Grand Isle ble satt direkte ut i sjøen og festet til påler i mudderet.

Lenser ble først og fremst brukt for å hindre inndrift av olje. Effektiviteten til disse barrierene er foreløpig ikke kjent.

Dispergering

Det har ikke tidligere vært benyttet så store mengder dispergeringsmidler som ved dette akutte oljeutslippet. Totalt har det blitt gjennomført mer enn 400 dispergeringstokt med fly. Betingelsene har vært gunstige for kjemisk dispergering som følge av vanddypet og en kontinuerlig utstrømming av olje, samt de rådende temperaturforholdene. Dispergeringsmiddelet Corexit ble benyttet.

Dispergeringsmiddel er injisert både direkte i utblåsningsstedet og på oljeflak på sjøen. Effektiviteten, og i hvilken grad påføringen har vanskeliggjort oppsamling fra sjø vet en lite om, men det er kommet frem opplysninger om at innsamlet olje i lenser ble påført dispergeringsmidler.

EPA har pålagt BP å teste flere dispergeringsmidler for å finne fram til et som er mindre giftig. Testresultatene foreligger, og det er ikke påvist at noe annet dispergeringsmiddel vil være mindre giftig. Videre har BP fått krav om miljøundersøkelser i vannsøylen som følge av dispergeringen. Det er så langt ikke funnet skadelige effekter, men det er ikke konkludert med at det ikke foreligger slike effekter. Det er ikke klart foreløpig hvilke metoder som er benyttet til miljøundersøkelsene, og dermed i hvilken grad de avviker fra de retningslinjene vi har i Norge.

Det vurderes å være for tidlig å konkludere med at det ikke har vært skadelige effekter av dispergeringen eller at dispergering der det er gjennomført, har gitt lavere miljøbelastning enn for eksempel mekanisk opptak eller brenning.

Brenning

Et eget team ble allokert til brenning av olje. Brenningen ble gjennomført på dagtid hvor fartøy og en spesiell varmebestandig 150 meter lang lense ble benyttet. For å få til en god forbrenning var en avhengig av en viss oljetykkelse og en oljeemulsjon med vanninnhold lavere enn 25 %. Mye vind hindret i perioder brenning. Flyovervåking og analyse av vannprøver ble også foretatt. Visuelt var det svært lite å se av gjenværende olje, og oljerestene sank. Det er rapportert om at brenning hadde gode resultater, vurdert ut fra rene tekniske kriterier.

Strandrensing

Første strandpåslag kom 29.april. 1.juli var ca. 700 kilometer strandlinje oljeforurensset. 40 spesialteam (Shoreline Cleanup and Assessment Team, SCAT) med eksperter fra både myndigheter, BP og andre aktører, befarte områder for å fremskaffe oversikt over forurensningssituasjonen og besluttet hvordan opprensingen skulle gjennomføres. BP lanserte en ny strandrensemaskin ("Sand Shark") som samlet oljeklumper ned til ca. 0,5 meters dyp. Oljeinfisert strandsubstrat siles vekk i en enhet bak maskinen. Flere enheter ble etter hvert satt inn i strandrensingsarbeidet i Mississippi og Florida. Denne typen prosessanlegg har imidlertid vist seg ikke å være så effektivt som forventet, og anlegget er kostbart å drive. USA har ulike strandrensemaskiner fra tidligere og disse ble også benyttet fra starten av aksjonen.

Når det gjelder opprensningsmetoder har miljøvernmyndighetene hatt fokus på bruk av skånsomme metoder, spesielt i sumpområdene. I sumpområdene er blant annet biologisk nedbrytning av forurensningsstoffer i naturlig miljø (bioremediering) en aktuell metode.

Beslutningsstøtteverktøy

NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) har ulike dataverktøy til støtte under aksjoner mot akutt forurensning:

- Dispersant Mission Planner gjør det mulig å velge riktig dispergeringsutstyr og optimaliserer ulike dispergeringsmidler og sammenlikner effekten av ulike responstiltak.
- Oljeforvittringsmodellen (ADIOS) benyttes for å predikere oljens "oppførsel" på sjø.
- Det benyttes et verktøy kalt "In situ Burner Calculator" som beregner om oljebrenning er mulig ut fra tidsaspektet. Modellen gir anvisning om valg av riktig utstyr ved oljebrenning ved et enkeltutslipp og ved kontinuerlig utstrømming. Også denne modellen sammenlikner ulike responstiltak.
- "Mechanical Equipment Calculator" beregner de forskjellige opptakssystems opptakskapasitet individuelt, og sammenlikner systemene og samlet kapasitet av innsatt utstyr.

Beskrivelse av beslutningsstøtteverktøy er tilgjengelig på NOAAs hjemmesider³

Helse, miljø og sikkerhet (HMS)

Det har vært fokus på HMS under aksjonen, og en egen enhet i UAC hadde ansvaret for å følge opp HMS i felt og overfor stabspersonellet. Det amerikanske arbeidstilsynet (OSHA) inngikk også i denne enheten. Spesielt opprenskningsmannskapene på sjø har stått overfor store utfordringer når det gjelder eksponering for oljeforurensningene. Eksponeringen for mannskapene i strandsonen har ikke i samme grad skapt utfordringer. Dette skyldes oljens forvitring over tid.

En person har omkommet i forbindelse med aksjonen.

Teknologiutvikling

Det er så langt en kjenner til registrert anslagsvis 40 000 idéer og nye konsepter med forslag til å bedre beredskapen mot akutt forurensning og bekjempningen av denne. Av disse har 100 forslag blitt videreutviklet og 25 av disse har resultert i konkrete produkter. Aksjonsledelsen etablerte en egen webside hvor oppfinnere og produsenter kunne sende inn opplysninger om sine produkter og idéer.

3

[http://www.response.restoration.noaa.gov/type_subtopic_entry.php?RECORD_KEY\(entry_subtopic_type\)=entry_id,subtopic_id,type_id&entry_id\(entry_subtopic_type\)=566&subtopic_id\(entry_subtopic_type\)=8&type_id\(entry_subtopic_type\)=3](http://www.response.restoration.noaa.gov/type_subtopic_entry.php?RECORD_KEY(entry_subtopic_type)=entry_id,subtopic_id,type_id&entry_id(entry_subtopic_type)=566&subtopic_id(entry_subtopic_type)=8&type_id(entry_subtopic_type)=3)

3 Mexicogolfen og Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

3.1 Innledning

Mexicogolfen er verdens niende største havområde og omtales som "Amerikas middelhav" på grunn av sin delvis innelukkede form med åpning ut til andre vannmasser gjennom stredet mellom Florida og Cuba og kanalen mellom Yucatanhalvøya og Cuba. Til sammen dekker Mexicogolfen 1,6 millioner km². Omtrent 1/3 av Mexicogolfen er kontinentalsokkel og svært variert topografisk fra jevne sletter og bakker, knoller, dyphøler til submarine canyons. USA, Mexico og Cuba grenser alle til Mexicogolfen, med USA og Mexico som de nasjonene med de klart største territoriene (territorialfarvann og økonomisk sone). Kystlinjens lengde målt fra Cape Sable i Florida til spissen av Yucatanhalvøya er ca. 5700 km, og på Cuba grenser 380 km av kysten mot Mexicogolfen.

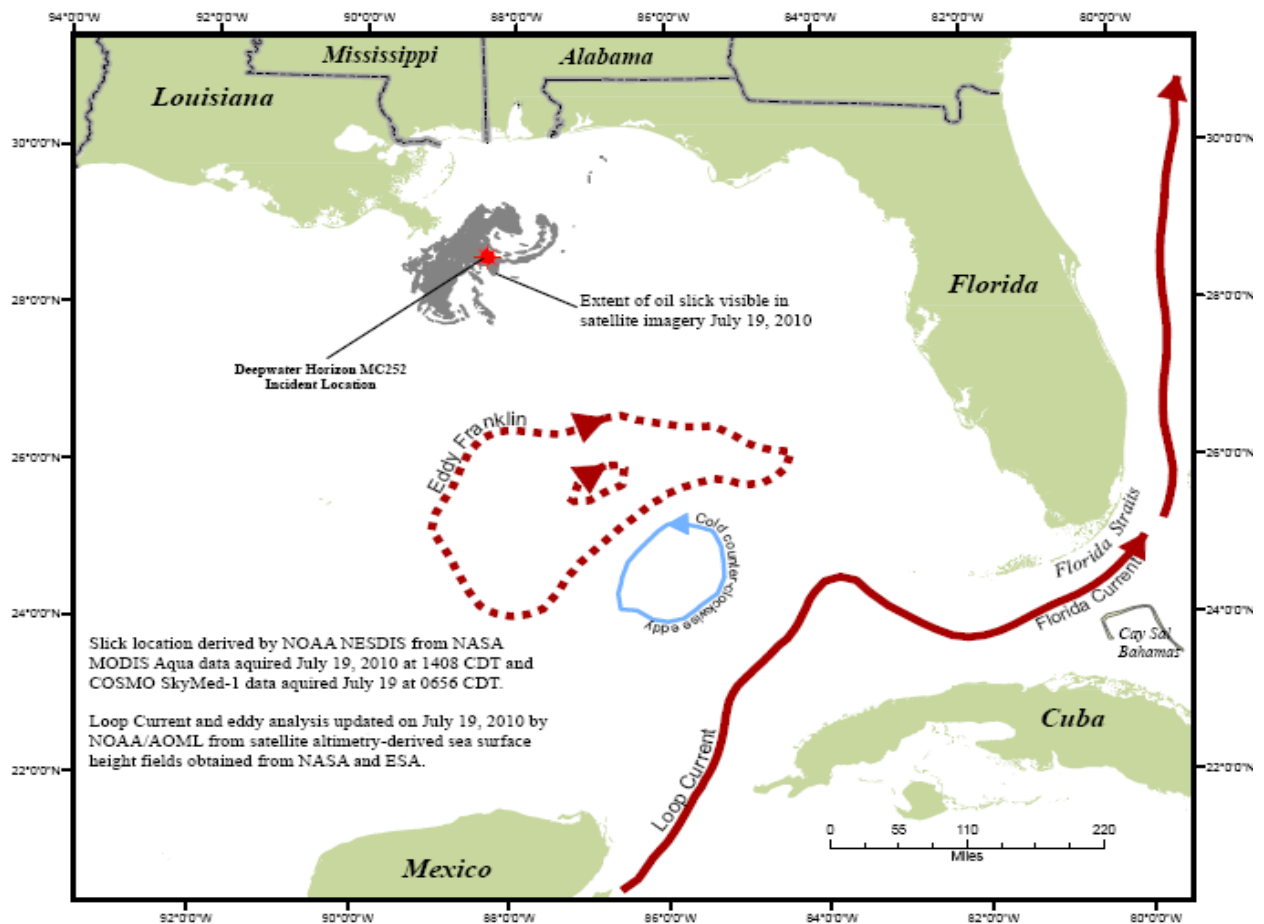
3.2 Menneskelig aktivitet

Det er stor økonomisk aktivitet i Mexicogolfen både til havs og langs kysten. Både USA og Mexico har stor olje- og gassaktivitet i området, samt omfattende og varierte fiskerier. Til sammen fiskes det mer fisk og skalldyr i Mexicogolfen enn langs hele Atlanterhavskysten av USA. Fritidsfiske er også en viktig del av kulturen i området og har sammen med turisme stor økonomisk betydning.

3.3 Oseanografi

Mexicogolfen består av et stort og delvis lukket havbasseng (mer enn 3000 m dypt) med en bred sokkel nesten hele veien rundt (mindre enn 100 m). Imidlertid er sokkelen bare noen kilometer bred i vest, mens i nord, sør og øst er sokkelen inntil flere hundre kilometer bred. Den dypeste delen av golfen ligger i sørvest, med dyp ned mot 4000-4500 m. Ferskvannstilførsel fra elvene Mississippi og Rio Grande nordvest i golfen danner en ferskvannsstrøm langs kysten som lager en barriere mellom vannmasser i det indre av golfen og kystlinjen.

De mest karakteristiske sirkulasjonstrekkene i golfen er 'loop current' (LC) som kommer inn gjennom Yucatankanalen, strømmer opp mot sokkelskråningen, og delvis innover sokkelen og dreier deretter ut gjennom Floridastredet (Figur 3). Virvelstrømringer fra LC, såkalte 'loop current rings' (LCR), trenger inn i golfen og kan penetrere sokkelen i vest hvor den er på sitt smaleste. Strømhastighetene i LC kommer opp i over 1 m/s. Noen ganger når ikke LC inn i Mexicogolfen, noen som skjedde i mai – juli 2010, samtidig med Macondo- utblåsningen. Dette medførte at vannmasser fra Mexicogolfen ikke ble ført ut i Atlanterhavet og bidro på den måten å begrense spredningen av oljen.



Figur 4 Loop Current i tilbaketrukket, sørlig posisjon i juli 2010 samtidig med Deepwater Horizon utslippet.
Kart: NOAA

Barentshavet-Lofoten. Kontinentalsokkelen langs den norske kysten har varierende bredde, og er spesielt smal utenfor Vesterålen. Sokkelen er i middel rundt 300 m dyp, men noe grunnere ved Lofoten med dyp på ca 200 m. Langs hele kysten finner vi banker av forskjellig størrelse. Spesielt mellom bankene nord for Vesterålen er det flere tråg (renner) som skjærer flere kilometer inn i sokkelen mellom bankene. Tilsvarende finner vi også sør for Lofoten hvor Trænadypet skjærer nær 10 km inn på sokkelen.

De dominerende strømmene langs norskekysten er den nordgående norske atlantiske strømmen (NAS) utenfor sokkelen og den nordgående norske kyststrømmen (NS) som ligger mellom NAS og kysten. NAS er sterkere og smalere om vinteren. Det er store variasjoner i bredde og intensitet på NAS mellom år. Nord for Vesterålen er sokkelen på sitt smaleste og medfører at NAS strømmer mindre enn 2 km fra kysten. NS er en tetthetsdrevet fersk strøm som stammer fra Østersjøen, men med stadig påfyll av ferskt vann fra elver langs med kysten. Nordover finner vi NS på innsiden av Tromsøflaket på vei østover langs med den nordnorske kysten. Den indre grenen av NAS deles i to nordvest av Tromsøflaket, hvor en gren følger sørsiden av Bjørnøyrenna øst og sørøst i Barentshavet, men den andre delen strømmer videre langs sokkelkanten vest av Svalbard.

3.4 Naturmiljø

Biologi og økologi

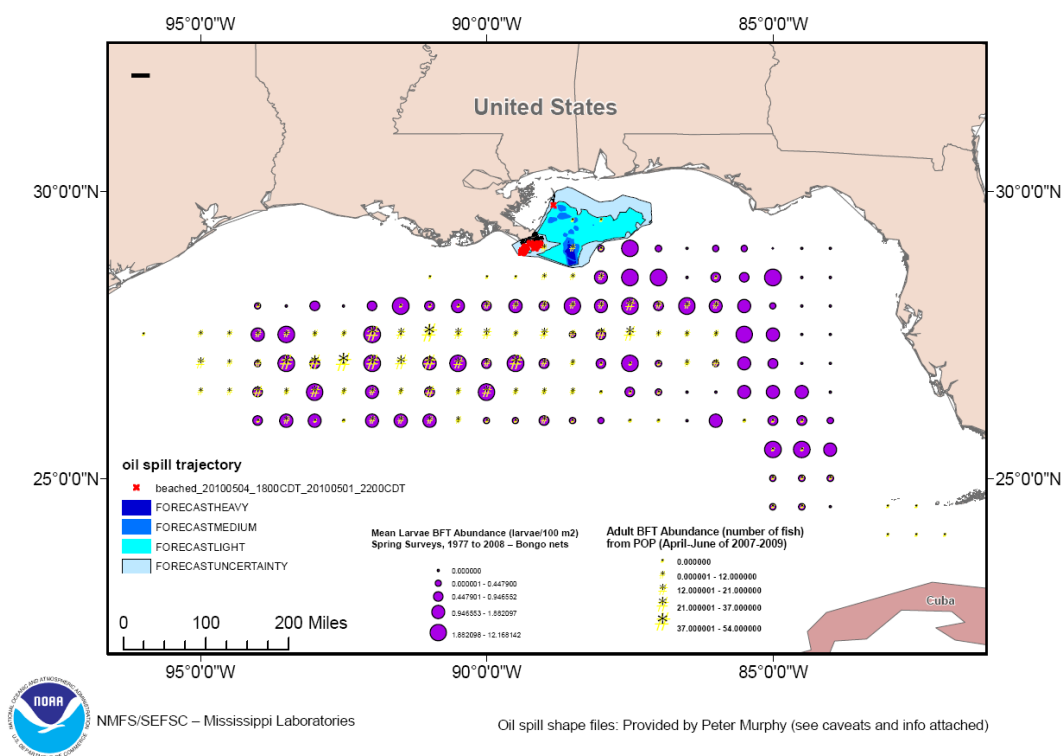
Produksjonen av **plante- og dyreplankton** i Mexicogolfen drives av "upwelling" langs kanten av kontinentalsokkelen ved Yucatan og Florida, mens produksjonen i norske havområder styres av sesongmessig blanding av næringsstoffer og dannelsen av sprangskikt om våren.

Gruntvannskorallrev har en vid, men usammenhengende utbredelse langs hele kontinentalsokkelen og kanten av Mexicogolfen, med de største revområdene langs Florida Keys og Cuba.

Dypvannskorallen *Lophelia pertusa* finnes både i Mexicogolfen og i norske havområder hvor den finnes spredt langs kontinentalskråningen. Det finnes ingen revdannende gruntvannskoraller i norske farvann. Langs hele kysten av USA og Mexico er det utstrakte **våtmarksområder og mangroveskoger** som regnes som essensielle habitater for en rekke arter av fisk, fugler, reptiler. Utstrakte våtmarker av siv og mangrove finnes ikke langs kysten av Lofoten – Vesterålen.

Fisk og fiskesamfunn. Det er minst 993 forskjellige fiskearter i Mexicogolfen og store bestander av skalldyr og skjell. De viktigste **bunnfiskartene** i den nordlige Mexicogolfen er ulike arter av snappere (mutton, gray, red, dog, lane, og yellowtail snapper) og havabbor (grouper). Oppvekstområdene for disse artene er ålegras, mangroveskog og annen vegetasjon. Mexicogolfen i og sør for Deepwater horizon utslippet er et svært viktig gyteområde (mai – juni) for **makrellstørje** (Atlantic Bluefin Tuna, se Figur 5) som er på et svært lavt bestandsnivå etter mange tiårs overfiske og lite effektive reguleringer.

Adult and Larvae Bluefin Tuna Abundances



Figur 5 Kart over utbredelse av voksen og larvestadier av makrellstørje (Atlantic Bluefin Tuna) i Mexicogolfen sett i forhold til Deepwater Horizon utslippet (kart: NOAA)

Korallrevfisk i Mexicogolfen er svært kystnære i utbredelse og er knyttet til spesielt sårbare korallhabitater og kan derfor påvirkes både direkte og indirekte av utslippet. **Dypvannsfisk** i golfen lever i all hovedsak i et mat- og energibegrenset miljø som er avhengig av produksjonen ved overflaten. Næringstilgangen i dyphavet er liten, og gir kun grunnlag for begrensede bestander av dypvannsfisker uten kommersiell verdi. I tillegg skaper **hydrotermale kilder** oaser av liv i Mexicogolfen.

Fiskesamfunnene i Mexicogolfen skiller seg vesentlig fra fiskesamfunnene i norske farvann. I økosystemet i Barentshavet har man færre arter, som til gjengjeld opptre i større antall og biomasser. En annen vesentlig forskjell er at våre boreale og arktiske økosystemer er mer dynamiske enn Mexicogolfen med store årlige svingninger i rekruttering og tilhørende størrelse på fiskebestandene. Gytingen for enkelte av våre arter er også mer konsentrert i tid og sted som gjør at det er store konsentrasjoner av sårbare gyteprodukter i begrensede perioder og områder.

Bardehval blir sjelden observert i Mexicogolfen og området har neppe stedegegnede populasjoner eller er av særlig betydning for disse hvalene.

Tannhvalene som opptre i Mexicogolfen faller i tre grupper: Spermhvaler (3 arter), nebbhvaler (4 arter) og delfiner (ca. 13 arter). Det er delfinene som dominerer hvalbildet i Mexicogolfen. **Vestindisk sjøku** er svært varmekjær og oppholder seg nært langs kyst, i elvemunninger og kan gå langt opp i elver. Den beiter på undervannsvegetasjon og er på grunn av sine habitatkrav svært sårbar for menneskelig aktivitet.

Sjøpattedyrene i Mexicogolfen skiller seg fra Lofoten-Vesterålen og Barentshavet ved at golfen er et forholdsvis lukket område med korte avstander ift. hvalenes vandringsveie. Lofoten - Vesterålen, Norskehavet og Barentshavet er viktige vandrings- og beiteområder for alle de store hvalene. Delfinarter dominerer bildet i Mexicogolfen, men har mindre betydning hos oss. I Lofoten - Vesterålen har vi to kystselarter: steinkobbe og havert. Disse er avhengige av tilgang til liggeplasser på land for hvile, hårfelling, fødsel og diing av unger.

Sjøfugl. Mexicogolfen er et viktig område for mange hekkende, overvintrende og trekkende arter av vadefugl, sjøfugl og spurvfugl. Den amerikanske kysten av Mexicogolfen, er spesielt viktig for strandhekkende fugler. 65 Important Bird Areas (IBA) har blitt valgt ut i dette området. Disse IBAene utgjør habitater som sumpmarker, mangroveskoger, og strender, og flere av disse er globalt viktige områder for fugl.

Eksempler på viktige arter med store bestander i området er splitterne (*Sterna sandvicensis*), og brunpelikan (*Pelecanus occidentalis*), som utgjør henholdsvis 75 % og ca 50 % av de Sørøstre-bestandene av artene i USA. Dette området er også hjem for mange andre arter som lever i Sørøst-USA. Noen av disse artene er (estimerte andeler av de sørøstre bestandene i parentes): Tykknebblo, *Charadrius wilsonia* (25 %), Amerikasaksenebb, *Rynchops niger* (35 %), Prærieterne, *Sterna forsteri* (41 %), Sandterne, *Gelochelidon nilotica* (16 %), Lattermåke, *Larus atricilla* (25 %), Amerikadvergeterne, *Sternula antillarum* (42 %), Kongeterne, *Thalasseus maximus* (36 %) og Hvitbrytlo, *Charadrius alexandrinus* (22 %). Havsule (*Morus bassanus*) hekker kun i de nordøstlige delene av Nord-Amerika, men bruker Mexicogolfen som overvintringsområde. Kilde: U.S. Fish and Wildlife Service

Det er identifisert få kilder som beskriver sjøfugl i åpent hav i Mexicogolfen av nyere dato, men foreliggende data indikerer store sesongmessige variasjoner. Sjøfuglenes utbredelse i

Mexicogolfen er ikke fullt ut forstått, men faktorer som biomasse av plankton, overflatetemperatur og saltholdighet ser ut til å være viktige. Det generelle inntrykket er at det i stor grad er forekomster av kysttilknyttede arter i området.

Barentshavet har en av verdens høyeste tettheter av sjøfugl, og sommerstid huser området om lag 20 millioner individer. Området har bestander av stor nasjonal og internasjonal betydning, samt flere (30) IBAer. En viktig forskjell mellom Mexicogolfen og Barentshavet er hvilke type arter som forekommer. I Barentshavet er mange viktige områder knyttet til sjøfuglkolonier, samt pelagiske arter som tilbringer mye tid på åpent hav. Polarlomvi, alkekonge, lunde, krykkje og havhest utgjør de mest tallrike artene i området, og de fleste av disse artene har på grunn av sin økologi høy sårbarhet for oljeforurensing.

Det er i løpet av de siste 30 årene utviklet metoder for å vurdere sjøfuglenes artsspesifikke sårbarhet for olje. Dette blir presentert i form av sårbarhetsindekser. Alkefugler, lommer, skarver, suler og sjødykkender vurderes ofte som mest sårbare, stormfugler, dykkender, dykkere og stormsvaler som moderat sårbare, og terner, måker, joer og svømmesnipen som mindre sårbare. I Barentshavet-Lofoten lever mange av de mest sårbare artene (blant annet alkefugler, skarver, suler), mens i Mexicogolfen lever flere kysttilknyttede arter i de mindre sårbare gruppene (terner, vadere). Ut i fra dette kan det se ut som om Barentshavet har flere arter med høy sårbarhet for oljeforurensning sammenlignet med Mexicogolfen.

Havskilpadder og andre reptiler. I Mexicogolfen lever det mange arter av havskilpadder og reptiler. Dette er arter som er viktige mhp mulig miljøskade i dette området, men som ikke er relevante problemstillinger i Norge.

3.5 Petroleumsrelaterte forhold

3.5.1 Mexicogolfen

Området der Macondo-prospektet ble boret i Mexicogolfen ligger på ca 1 500 meters vandyp. Reservoarbergarten i Macondo-prospektet er sandstein av miocen alder. Sandstein av miocen alder i området har porøsitet på om lag 30 prosent og permeabilitet fra 100 til 1 000 mD (milli Darcy).

Toppen av reservoaret ligger ca 5 500 meter dypt. Reservoartrykket anslås til 825 bar og temperaturen til 128 grader C. Sammensetningen av petroleum i Macondo antas å ha et gass-oljeforhold på ca $500 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, altså en lett olje. Olje med høyt gassinnhold vil ha høyere strømningsrater enn en gassfattig olje.

Det er anslått at brønnen produserte 53 000 fat/d ($8\,400 \text{ Sm}^3/\text{d}$) i perioden like før brønnen ble stengt. Initiell strømningsrate er beregnet til 62 000 fat/d ($9\,900 \text{ Sm}^3/\text{d}$). Raten har avtatt med tid som følge av trykkreduksjon i reservoaret i løpet av de 87 dagene brønnen var ute av kontroll. Total utstrømming fra brønnen i løpet av denne perioden er estimert til 4,9 millioner fat ($0,78 \text{ mill Sm}^3$). De høye ratene må relateres til de geologiske forholdene i reservoaret.

3.5.2 Barentshavet/Lofoten

Barentshavet er for det meste grunnere enn 300 meter, men i Bjørnøyrenna er det dyp på nesten 500 meter. Dypvannsområdene utenfor Barentshavet ligger i all hovedsak på havbunnskorpe som er yngre enn 60 millioner år. De kjente kildebergarterne på norsk sokkel er eldre enn dette, og sannsynligheten for å finne kildebergarter som kan ha dannet olje er derfor regnet som svært liten der det er havbunnskorpe. Av dypvannsområdene på norsk sokkel er det i Norskehavet det er størst sannsynlighet for å påtreffe olje. Men generelt er det forventet mest gass i dypvannsområdene på norsk sokkel.

Sandsteiner i Norskehavet har vesentlig dårligere reservoaregenskaper enn sandsteiner i Mexicogolfen ved samme vandyp og begravningsdyp. Årsakene er trolig at sandsteinslagene i Norskehavet er mye eldre, var mer oppblandet med leire på grunn av avsetningsmiljøet og at temperaturen i de dype reservoarene er høyere enn i Mexicogolfen, slik at porene er mer tettet igjen av mineralvekst.

De prospektene Oljedirektoratet har kartlagt utenfor Lofoten og Vesterålen ligger hovedsakelig på grunt vann, men tre prospekter er kartlagt på havdyp fra 1 000 til 1 200 meter. Det er ikke forventet svært høye trykk på sokkelen og sokkelskråningen i Lofoten-Vesterålen på grunn av den geologiske historien, der heving av sokkelområdet og erosjon har ført til en betydelig reduksjon i trykk og temperatur. For forvaltningsplanområdet utenfor Lofoten og Vesterålen er det for oljetilfellene anslått et gass-/oljeforhold på 50 til 150 Sm³/Sm³.

I det geografiske området som defineres av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten er det derfor ikke funnet geologisk grunnlag for den samme kombinasjonen av gode reservoaregenskaper, meget høyt reservoartrykk, flyktig olje og stort havdyp som på Macondo i Mexicogolfen.

Basert på tilgjengelig informasjon ser det ut til at de geologiske forholdene for Macondo er normale for tilsvarende reservoardyp i Mexicogolfen. Kombinasjonen av gode reservoaregenskaper, høyt reservoartrykk og flyktig olje medfører høye strømningsrater.

Utblåsningsratene og -volumene som er modellert i Proactima-rapporten fra mars 2010 er ikke begrenset til dypt vann, men bygger på kunnskap om felt på norsk sokkel, bl.a. Goliat, og generelle data om utblåsninger. Høye utblåsningsrater er satt til 4 500 Sm³/døgn (ca 28 000 fat/døgn) i 50 dager. Ratene er lavere enn de som er beregnet for Macondo. Det er naturlig etter som de geologiske forholdene er så ulike.

Oljedirektoratet ser ut fra dette ikke behov for å tilpasse de reservoarmessige forutsetningene som er lagt til grunn i Proactima-rapporten til reservoardata fra Macondo.

3.6 Foreløpig vurdering av miljøkonsekvenser

Det er foreløpig for tidlig til å kunne trekke noen konklusjoner mhp miljø-konsekvensene etter Macondo-utblåsningen. Det er satt i gang en rekke miljøundersøkelser, men så langt foreligger det ingen fullstendige rapporter fra disse. Noen foreløpige rapporter fra enkeltundersøkelser har gitt oss følgende informasjon:

- Spredning av utslippet ble begrenset geografisk pga. strømforholdene. Oljen holdt seg i den nordlige delen av Mexicogolfen.
- Store områder som ble stengt for fiske er i september 2010 gjenåpnet etter at man ikke kunne måle forhøyede forurensingsnivåer i fisk og skalldyr
- Gyteområdet til makrellstørje ligger i utslippsområdet. Bestanden er i dårlig forfatning, så man er bekymret for konsekvensene for rekrutteringen til bestanden.
- Man finner oljekomponenter innblandet i vannmassene ved ca .1100-1200 m dyp
- Det er ikke målt oksygenmangel i de vannlagene der man har påvist oljekomponenter (1100-1200m)
- Foreløpige data viser at lattermåke, brunpelikan, havsule, kongeterne og amerikaksenebb ser ut til å være de fugleartene som er hardest rammet av oljeutslippet. I tillegg har det vært registrert høy dødelighet av enkelte arter havskilpadde (loggerheads og leatherheads), samt at det tidlig i utslippsfasen ble rapportert flere tilfeller av døde delfiner.

Når det skjer hendelser som den i Mexicogolfen er det viktig at man trekker på de erfaringene og den kunnskapen som opparbeides i forbindelse med hendelsen. Med tanke på miljøkonsekvenser vil det ta tid før det forventes at man har en viss oversikt over de direkte skadevirkningene. Videre indirekte skadevirkninger og langtidseffekter vil det ta ennå lengre tid å avdekke. Det er opprettet 13 arbeidsgrupper/ekspertgrupper som jobber for å avdekke skadevirkningene og omfanget av dem for ulike deler av økosystemet i Mexicogolfen.

4 Beskrivelse og sammenlikning av rammer og krav i USA og Norge

4.1 Forutsetninger for sammenlikning av rammer og krav

Selv i en globalisert verden er ethvert regelverk preget av en særegen kulturell sammenheng, ulike juridiske tradisjoner, ulike industrielle erfaringer, ulike nasjonale behov mv. Regelverksforskjeller mellom USA og Norge bør derfor etter Petroleumstilsynets vurdering ikke problematiseres uten hensyn til den konteksten de er ment å fungere i.

Et godt regelverk vil dessuten aldri i seg selv garantere en god regelverksetterlevelse. Det er mye som tyder på at selskapene som er involvert i Deepwater Horizon-ulykken har brutt en rekke regelverkskrav og har ellers ikke opptrådt i tråd med alminnelig kjent god operasjonell praksis.

Aktuelle spørsmål i dette avsnittet er blant annet:

- Kan regelverkskrav som sådanne ha påvirket på en negativ måte de involverte selskapenes mulighet til å unngå ulykken?
- Kan myndighetenes oppfølging av disse regelverkskravene ha påvirket på en negativ måte de involverte selskapenes mulighet til å unngå ulykken?

Oljeindustriens Landsforening (OLF) engasjerte Det Norske Veritas (DNV) for å gjennomføre en sammenlikning av norsk og amerikansk petroleumsregelverk. Rapporten⁴, som ble offentliggjort 30.8.10, gjengir en beskrivelse av norske krav som er fragmentarisk, men korrekt innen Petroleumstilsynets ansvarsområde. Amerikanske myndigheter har imidlertid kritisert rapportens beskrivelse av det amerikanske regelverket. Petroleumstilsynet vurderer derfor ikke på det nåværende tidspunktet DNV-rapporten som en pålitelig nok informasjonskilde hva angår likheter og ulikheter mellom norske og amerikanske sikkerhetsregelverk.

Petroleumstilsynet har derfor lagt vekt på beskrivelser som er utgitt av amerikanske myndigheter selv, særlig på rapporten fra US Department of Interior (DoI) av 27.5.10⁵.

4.1.1 Tiltak som er vurdert nødvendige av amerikanske myndigheter

Dols rapport av 27.5.10 beskriver sikkerhetstiltak som amerikanske myndigheter har besluttet å implementere umiddelbart som følge av Deepwater Horizon-ulykken. Petroleumstilsynet har gjennomgått Dols rapport og iverksatt en rekke vurderinger og tiltak på det grunnlaget. Petroleumstilsynets foreløpige vurderinger av de tiltakene som amerikanske myndigheter har anbefalt 27.5.10 er som følger:

- De anbefalte tiltakene rettet mot utblåsningssikring (BOP), herunder sertifiseringskrav, operasjonelle krav og vedlikeholds krav, vurderes dekket i norske forskrifter og standarder. Det vil likevel vurderes en ytterligere presisering av norske krav når det gjelder krav til ytelse for enkelte funksjoner i BOP-ventilene i bruk på dypt vann.
- De anbefalte tiltakene rettet mot brønnkontrollretningslinjene og prosedyre for borevæskefortrengning vurderes dekket i dagens HMS-regelverk.
- De anbefalte tiltakene rettet mot brønndesign og brønnkonstruksjon vurderes i all hovedsak ivaretatt i norske forskrifter, men det vurderes likevel mulige forbedringer hva angår metoder for verifisering av sementering av foringsrør og plugger.
- Det anbefalte tiltaket om generell forsterket håndheving av regelverk anses foreløpig ikke å være nødvendig på norsk sokkel. Det tas likevel et forbehold når det gjelder de ovennevnte forhold der det er vurdert om det kan være hensiktsmessig å presisere kravene overfor aktørene.
- DoI annonserte 30.9.10⁶ nye reguleringer for offshore petroleumsvirksomhet som i stor grad reflekterer det som ble varslet 27.5.10. Nye krav⁷ til styringssystemer, herunder risikostyring, innføres og en tidligere frivillig standard fra API er nå et krav (American Petroleum Institute Recommended Practice 75).

⁴ Report no/DNV Reg No.: 2010-1220/ 12P3WF5-9, "OLF/NOFO - Summary of differences between offshore drilling regulations in Norway and U.S. Gulf of Mexico"
<http://www.olf.no/getfile.php/Dokumenter/HMS%20og%20Drift/Report%20no%202010-1220%20Summary%20of%20differences%20REV%2002%202010-09-10%20signed.pdf>

⁵ US Department of the Interior, "Increased safety measures for energy development on the outer continental shelf", may 27, 2010

⁶ <http://www.doi.gov/news/pressreleases/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=45793>

⁷ <http://www.doi.gov/news/pressreleases/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=45791>

Amerikanske myndigheter besluttet en midlertidig stans på leteaktiviteter på dypt vann (det vil si i dette tilfellet dypere enn 150 m). Dette moratoriet ble opphevet 12. oktober 2010.

Tiltakene som amerikanske myndigheter så langt har satt fokus på må også sees på som et foreløpig behov i en tidlig fase av ulykkesoppfølgingen. Kommende granskningsrapporter kan medføre flere og mer presise behov for revurdering av sikkerhetskrav, både i USA og Norge.

4.1.2 Myndighetenes reguleringsstrategi

Dols rapport av 27. mai 2010 gir summarisk informasjon om amerikansk regelverk. Som nevnt ansees Dols rapport til å være en pålitelig kilde, idet det er skrevet av amerikanske myndigheter selv. Denne beskrivelsen tyder på at det er en rekke fellestrekk mellom norsk og amerikansk regelverk hva angår blant annet bruk av funksjonskrav, henvisninger til standarder og bransjenormer, dekningsgrad av ulike faser i petroleumsvirksomheten mv. Myndighetene synes å ha tilsvarende intensjoner med hensyn til forutsigbarhet, fleksibilitet, myndighetenes muligheter til å gripe inn ved visse milepæler eller ved regelverksovertredelse osv.

Denne beskrivelsen kan også tyde på at det amerikanske regelverket har flere detaljkrav enn det norske regelverket og at ansvarsfordeling mellom myndighetene og aktørene er forskjellige fra Norge. Det er Petroleumstilsynets vurdering at det så langt ikke er fremkommet informasjon som utfordrer grunnleggende prinsipper ved det norske regelverket, spesielt hva angår behovet for å legge ansvar for samsvar på aktørene, ansvarliggjøre aktørene i forhold til risiko som gjelder i deres konkrete virksomhet og i forhold til funksjoner som løsninger skal ivareta. Flere av de regelverksforbedringene som amerikanske myndigheter har identifisert synes heller å bekrefte berettigelsen av disse prinsippene.

4.1.3 Myndighetenes oppfølging av kravetterlevelse

I Norge legges ansvaret for samsvar med regelverket på hver enkelt aktør som deltar i virksomheten. Myndighetsansvaret innebærer oppfølging og påvirkning av aktørenes arbeid med kravetterlevelse i alle faser. I Norge skal myndighetstilsynet komme i tillegg til, og ikke som erstatning for, den oppfølging av egen virksomhet som næringen er forpliktet til å gjennomføre selv for sikre samsvar med regelverket. Medvirkning fra de som er involvert i virksomheten og partssamarbeid inngår som viktige forutsetninger. Myndighetsrollen i USA og Norge er, slik det framgår av Dols rapport, noe forskjellige. Disse forskjellene reflekteres også i regelverket og myndighetstilsynet. Noen av tiltakene som er identifisert i Dols rapport anses derfor ikke å være like aktuelle i Norge.

Dols rapport av 27. mai 2010 tyder på at det er noen fellestrekk ved myndighetenes oppfølging, spesielt med hensyn til myndighetenes intensjoner om synlighet offshore, oppfølging i designfasen, prioritering av aktører som har demonstrert dårlig kravetterlevelse. Amerikanske myndigheter synes å prioritere inspeksjoner offshore høyere, at inspeksjoner er oftere frekvensbasert, at det gjennomføres både varslede og ikke-varslede inspeksjoner. I Norge synes tilsynsregimet å være mer utpreget risikobasert enn i USA. Et risikobasert regime innebærer at tilsyn prioriteres der og når sikkerhets- og arbeidsmiljørisiko vurderes størst, og der tilsynet vurderes å kunne gi størst effekt med hensyn til forsvarlighet, gitt

myndighetenes tilmålte ressurser. Det er i Norge en klar overvekt av risikobasert tilsyn og lite rutinemessig eller frekvensbasert tilsyn. Myndighetenes ressurser brukes både offshore og på land, og adresserer kanskje i større grad samspillet mellom det som skjer offshore og onshore, styringssystemer, landorganisasjonens støtte til operasjonene offshore, ledelses- og beslutningsprosesser på land som kan føre til negative konsekvenser for personell offshore etc.

Informasjon fra Dols rapport av 27. mai 2010 kan tyde på amerikanske myndigheter har betydelig mer ressurser til oppfølging av petroleumsvirksomheten enn norske myndigheter. Deepwater Horizon-ulykken bidrar til en innskjerpet kritisk gjennomgang av etatens tilsyn offshore og onshore med tanke på å vurdere nødvendige forbedringsprosesser.

4.1.4 Myndighetenes organisering

Det er i kjølvannet av Deepwater Horizon-ulykken satt søkelys på blant annet konsekvenser av myndighetenes organisering for deres habilitet til å føre tilsyn med sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Det er besluttet å omorganisere tidligere Minerals Management Service (MMS) slik at oppgaver som tidligere var samlet i en etat blir separert i tre nye uavhengige etater. Denne omorganiseringen innebærer at en skiller fra hverandre oppgaver tilknyttet ressursforvaltning, sikkerhets- og miljøtilsyn og innkreving av skatter og avgifter.

I Norge har myndighetenes uavhengighet og habilitet vært et prioritert hensyn. Før 2004 rapporterte ulike divisjoner i OD til to forskjellige departementer for å sikre uavhengighet mellom ressursforvaltning og sikkerhetsspørsmål. Oppsplittingen av OD, med opprettelse av Petroleumstilsynet i 2004 var også en bekreftelse av et sterkt behov for uavhengighet og habilitetsvern. Petroleumstilsynet har også i kjølvannet av Deepwater Horizon-ulykken foretatt en revurdering av sine etiske retningslinjer og etikkrelaterte prosesser med tanke på å identifisere eventuelle forbedringsområder.

Et annet viktig trekk ved organisering av selvstendige myndigheter med oppgaver i petroleumsvirksomhet angår miljøvern, og i denne sammenheng forholdet mellom Petroleumstilsynet, Klima og forurensningsdirektoratet (Klif) og Kystverket. Det norske HMS-regelverket inneholder krav som både Petroleumstilsynet og Klif stiller til petroleumsvirksomheten til havs. Myndighetene samarbeider også i tilsyn av virksomheten.

I Norge har det de senere årene utviklet seg nye samarbeidsmodeller og samordningsprosesser mellom ulike departementer og underliggende etater som er blitt samlet omkring ett felles prinsipp om helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene. Det er ikke kjent om det er lagt opp til tilsvarende helhetlig regulering og samarbeid i det amerikanske systemet. Det er også fortsatt uklart hvilke forhold det er mellom delstatlige og nasjonale lovgivninger og tilsynsordninger i USA hva angår sikkerhetsspørsmål i petroleumsvirksomheten.

4.2 Krav til petroleumsvirksomhetens beredskap mot akutt forurensning

4.2.1 Beskrivelse av norsk regelverk

Petroleumsvirksomhetens beredskapsplikt som er fastsatt i forurensningsloven innebærer blant annet at operatørselskapene skal analysere sitt behov for beredskap, og sette

ytelseskrav til beredskap i kyst- og strandsone som funksjon av antatt oljemengde i nærmere angitte eksempelområder langs kysten. Det skal søkes om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. Beredskapskrav inngår i Klifs tillatelse til virksomhet. Beredskapsplikten blir dermed ytterligere presisert ved at det gis spesifikke krav til beredskapens ytelse til hver enkel leteboring og produksjonsvirksomhet med hjemmel i forurensningsloven.

I HMS forskriftene stiller Klif en rekke funksjonskrav til beredskap mot akutt forurensning, herunder:

- Krav til samarbeid operatørene imellom blant annet om fjernmåling og etablering av regional beredskap.
- Det skal utføres miljørettede risikoanalyser blant annet for akutt forurensning, for den enkelte innretning. Det skal være mulig å sammenligne samme type miljørisikobidrag fra ulike innretninger på en entydig måte. Det skal også utføres miljørettede beredskapsanalyser. Resultater fra karakterisering av olje og kjemikalier, samt reelle effektivitetstall for beredskapsmateriell skal inngå i analysegrunnlaget.
- Operatøren skal etablere et fjernmålingssystem. Med dette menes et system som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage og kartlegge posisjon, areal, mengde og egenskaper til akutt forurensning. Formålet med fjernmålingen er å sikre tilstrekkelig informasjon om forurensningen til å sette i verk riktig tiltak for å stanse, avgrense og kartlegge den.
- Miljøundersøkelser skal iverksettes snarest mulig ved akutt forurensning for å identifisere og beskrive skade på sårbare ressurser på åpent hav, ved kysten og i strandsonen. Resultatene av slike undersøkelser bør kunne brukes både til å vurdere aktuelle tiltak for optimal bekjemping av forurensningen, og i saneringsfasen med hensyn til identifisering av ressurser som skades.
- Dersom det påvises olje eller kondensat i tilknytning til leteaktivitet, skal det snarest mulig foretas en karakterisering av oljen eller kondensatet. Med karakterisering menes innhenting av kjemiske og fysiske data som grunnlag for dimensjonering av beredskap mot akutt forurensning. Slikt grunnlag kan være forvitringsegenskaper og skjebne i marint miljø, fargetykkelsesegenskaper eller effektivitet av beredskapsmateriell.
- Det er krav til hvordan håndtering av akutt forurensning skal beskrives i beredskapsplanene. Beredskapsstrategien bør omfatte mål for beskyttelse av prioriterte sårbare miljøressurser. Beskrivelsen av beredskapstiltak og beslutningskriterier for beredskapsfasene bør omfatte responstid for aktuelle beredskapstiltak, fjernmåling, valg av beredskapstiltak og miljøundersøkelser. Det er også krav om at beredskapstiltak skal iverksettes raskest mulig. Den regionale beredskapen mot akutt forurensning skal være avtalefestet og oppdatert.
- Ved aksjon mot akutt forurensning skal det så snart som mulig utarbeides en plan for utføring av aksjonen. Den første versjonen av planen skal foreligge senest en time etter at aksjonsledelsen er etablert. Planen skal oppdateres regelmessig gjennom alle

aksjonens faser. Aksjonen skal ikke avsluttes før målene er nådd, og dette er dokumentert.

- Innretninger skal til enhver tid ha tilgang til materiell som effektivt kan settes inn i aksjon mot akutt forurensning. Materiellet skal være utprøvd under realistiske forhold med hensyn til funksjonalitet, operativitet og oppsamlingseffektivitet.
- Behovet for beredskapsfartøy og krav til fartøyenes beredskapsfunksjoner skal gå fram av risiko- og beredskapsanalysene. Beredskapsfartøy skal utformes slik at de kan ivareta sine funksjoner på havet, nær kysten og i strandsonen. Beredskapsfunksjoner kan blant annet være overvåking og ledelse av aksjoner eller håndtering av lensesystemer og oljeopptakere. Luftbårne fartøy som planlegges brukt, bør utformes slik at de kan brukes til utføring av dispergeringstiltak og til overvåking av forurensning og dirigering av sjøgående fartøy i aksjonen.
- Forurensningsforskriftens kap. 19 regulerer sammensetning og bruk av dispergeringsmidler og strandrensemidler. Virksomhet som er beredskapspliktig, kan benytte dispergerings- eller strandrensemidler når dette følger av deres beredskapsplan som er behandlet av Klif. Bruk som ikke framgår av beredskapsplanen krever tillatelse fra Kystverket i hvert enkelt tilfelle. Bruker av dispergerings- eller strandrensemiddel har ansvaret for at midlene er testet for akutt giftighet og effektivitet. Strandrensemidler skal i tillegg testes for virkningsmekanisme. Dersom virkningsmekanismen er bioremediering, skal det vises at produktet ikke inneholder genmodifiserte eller patogene organismer, eller bakterier med resistensgener mot antibiotika. Bioremedieringsmidler tillates ikke benyttet på Svalbard. Bekjempning av akutt oljeforurensning ved bruk av dispergerings- eller strandrensemidler skal velges når dette totalt sett gir minst miljøskade, sammenliknet med andre bekjempningsmetoder.

4.2.2 Sammenlikning av amerikanske og norske krav til petroleumsindustriens beredskap mot akutt forurensning

National Oceans Atmospheric Administration (NOAA) er sentral i oppfølgingen av hendelser innenfor akutt forurensning i USA. Federal Water Pollution Control Act er lovgrunnlag for etablering av nasjonal beredskapsplan. Bureau of Ocean Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE) lager en Environmental Impact Assessment (EIA) som er særlig aktuell ved letebrønner i miljøfølsomme områder. EIA reguleres gjennom National Environment Policy Act (NEPA) der Environmental Protection Agency (EPA) er myndighet.

I USA er regionale beredskapsplaner underlagt godkjenning fra myndighetene, og de kan pålegge en spesifikk beredskapsplan dersom den regionale planen ikke er tilstrekkelig. Planen skal oppdateres årlig, og oppdateringene skal godkjennes av BOEMRE. Operatører i Mexicogolfen er dermed underlagt en godkjenningsordning for beredskapsplaner som vi ikke praktiserer i Norge. Denne praksisen ble etablert i forbindelse med OPA 90 (Oil Pollution Act).

Ifølge OPA 90 skal "worst case"-scenarioer legges til grunn for beredskapsplanleggingen. Opplysninger så langt tyder imidlertid på at kriteriene i USA for å definere et scenario som "worst case" er slik at dimensjoneringsgrunnlaget likevel blir lavere enn i Norge for sammenlignbar aktivitet. Dette vil bli fulgt opp videre når flere opplysninger foreligger. I Norge baseres beredskapen på miljørisiko – og beredskapsanalyser der full sannsynlighetsfordeling for rate og varighet oppgis til Klif som basis for valg av dimensjonerende scenario. Analysene sendes på offentlig høring. Operatør er aksjonsansvarlig uansett utslippets størrelse.

BP's gjeldende krav og beredskapsplan er foreløpig ikke kjent, opplysninger så langt tyder på at BP ikke har fått spesifikke beredskapskrav tilknyttet hver enkelt letebrønn eller til boreoperasjoner tilknyttet utbygging og drift slik som i Norge. Kravene er knyttet til etablering av regionale løsninger. Det stilles ikke krav til test av oljeegenskaper til bruk i beredskapsplanleggingen slik som i Norge.

EPA er myndighet for dispergering. Dispergeringsmidlene Corexit 9500 og 9527 er benyttet, mens i Norge planlegges hovedsakelig bruk av Dasic NS. Corexit 9500 og 9527 oppfyller testkravene i norsk regelverk. I Mexicogolfen testes det på giftighet på blandingen olje og dispergeringsmiddel, mens i Norge testes dispergeringsmiddelet uten olje fordi det da oppnås mer entydige resultater. BP har fått krav om miljøundersøkelser i vannsøylen som følge av dispergeringen, i Norge er dette forskriftskrav.

OLF har engasjert DNV til å foreta en beskrivelse/sammenligning av myndighetsroller og regelverk i Norge og USA⁴. Rapportens beskrivelse av Klifs arbeidsområde inneholder feil og misvisende informasjon. I tillegg er det fremkommet kritikk av rapporten fra myndighetene i USA. Rapporten er derfor ikke lagt til grunn for Klifs bidrag til denne rapporten.

4.2.3 Behov for endring av norsk regelverk

I Fellesrapporten ble det påpekt at det er behov for å gjennomgå petroleumsvirksomhetens beredskapsbehov i kyst- og strandsone. Dette behovet er ytterligere forsterket som følge av utslippet i Mexicogolfen.

I HMS-forskriftene er det som nevnt krav blant annet til regionalt beredskapssamarbeid. Det er så langt ikke vurdert som hensiktsmessig å gi spesifikke krav til den regionale beredskapen i forskriften, blant annet fordi regionene har ulikt beredskapsbehov, og behovet kan endres som følge av endringer i miljørisikoen i regionen.

Klif har ikke grunnlag i forurensningsloven for å stille spesifikke krav til petroleumsvirksomhetens beredskap før det foreligger en søknad fra et operatørselskap om tillatelse til virksomhet. Regional beredskapsetablering er tid- og ressurskrevende, og mye av grunnlaget for beredskapsetableringen legges derfor før det foreligger en slik søknad. Det bør derfor vurderes om det er behov for endring av lovgrunnlaget, og om det bør stilles mer spesifikke krav i HMS forskriftene til de enkelte regionenes beredskap. For forvaltningsplanområdet vil dette sannsynligvis innebære spesifikke krav for to regioner, Lofoten /Vesterålen/Troms og Barentshavsområdet.

4.3 Organisering av aksjoner mot akutt forurensning

4.3.1 Håndtering av akutt oljeforurensning i USA.

Håndtering av akutt oljeforurensning i USA er et føderalt ansvar der delstatene blir styrt fra føderalt nivå under aksjoner.

Environment Protection Agency (EPA) og US Coast Guard (USCG) koordinerer store aksjoner mot akutt oljeforurensning, der USCG har ansvaret for kystområdene. Den nasjonale beredskapsorganisasjon (National Response Team, NRT) består av 15 føderale departementer og etater. Videre er det etablert 13 regionale aksjonsteam (Regional Response Team, RRT) hvor både representanter på føderalt nivå og på delstatsnivå inngår. Når det gjelder ledelsesstruktur benyttes The Incident Command System (ICS).

Denne hendelsen har berørt fire delstater (Florida, Louisiana, Mississippi, Alabama) hvor Florida er minst rammet.

I denne aksjonen ble det etablert en "Unified Area Command" (UAC) i New Orleans hvor USCG, EPA, NOAA, BP og andre sentrale institusjoner inngikk i en felles ledelsesorganisasjon (Unified Command) under ledelse av USCG (Kystvakten). Ifølge Kystvakten var det utarbeidet en regional beredskapsplan, men planen ivaretok ikke fullt ut dimensjonen denne hendelsen innebar. I UAC var det ca. 400 personer på jobb samtidig og med vaktordning utgjorde dette nærmere 800 personer. Tre admiraler fra USCG hadde aksjonslederrollen gjennom en skiftordning.

I hver av de fire berørte delstatene ble det opprettet en Incident Command Post (ICP). I tillegg ble en ICP i Houston, Texas, opprettet for å følge arbeidet med sikring av brønnen.

ICP anvender "Unified Command-ledelse", men også her har USCG det siste ordet. I ICPen i Houma, Louisiana, som hadde ansvar for å bekjempe olje på sjø og land innenfor delstatens område, var mer enn 80 ulike etater og ca. 40 kontraktører trukket inn i aksjonen.

Under ICP var det organisert såkalte "Branch offices" som hadde ansvaret for bekjempelsestiltakene på lokalt nivå. Hensikten med disse enhetene, som også var organisert og ledet etter "Unified Command-prinsippet", var å sørge for hensiktsmessig lokal aksjonering og samhandling i tråd med overordnet strategi. Viltmyndigheter og andre lokale myndigheter kan inngå i "Branch Office", lokale forhold avgjør deltakelsen. Totalt 19 "Branch Offices" har vært involvert. I Louisiana var det for eksempel etablert ni "Branch offices". Disse kontorene stod selv for den taktiske disponeringen av ressursene, og var tilknyttet et omfattende logistikkapparat, herunder avfallsmottak.

Erfaringer fra aksjonen viste at det generiske planverket som var utarbeidet for f.eks. Louisiana ikke var tilstrekkelig dekkende for hendelser som dette. Nye aksjonsspesifikke planer måtte utarbeides.

En annen utfordring er at få aktører er involvert i planlegging av beredskap mot akutt forurensning. Ved denne type hendelser vil "krisemyndigheter", som ikke deltar i planleggingsprosessene, inngå i aksjonsorganisasjonen.

Ifølge Kystverkets observatør ble "Unified Command-prinsippet" under ledelse av USGC positivt omtalt fra samtlige organisasjonsledd.

USCG la i denne situasjonen vekt på både å kunne øke kompetansen og ikke minst få større tilgang på kvalifisert personell. Det ble hevdet at det etter Exxon Valdez hadde det vært få store aksjoner mot akutt oljeforurensning slik at viktig fagkompetanse etter Exxon Valdez hadde gått tapt. USCG deltok for øvrig med mer enn 3000 personer fra reservestyrkene i denne aksjonen.

USCG har videre opplyst at det av sikkerhetsmessige årsaker ikke ble foretatt oljeoppsamling i mørke.

Opplæring av beredskapspersonell i stabsarbeid på ICP nivå ble foretatt av private selskap som også kan stille ulike fagekspertise til rådighet for aksjonsledelsen.

Strategien er å stanse kilden, samle opp mest mulig oljeforurensning nærmest mulig kilden og iverksette alle mulige tiltak for å hindre og begrense olje drivende mot kysten. Først fremst dreier dette seg om mekanisk oppsamling, kjemisk dispergering og brenning.

Formålet var å "beskytte ressursene", uten at ressurstypene ble nærmere spesifisert. Erfaringene fra forurensningen fra "Deepwater Horizon" viser at både naturinteresser, næringsinteresser og rekreasjonsinteresser ble forsøkt beskyttet.

USA's beredskapsdimensjonering er basert på et utslipp fra "worst case scenario" hvor kapasitet oppgitt fra produsent av oppsamlingsutstyret multipliseres med 1,2 (20 %) ut fra at amerikanerne antar 80 % oppsamlingseffektivitet.

Kystverket kjenner foreløpig ikke til nye konkrete tiltak innenfor beredskap mot akutt oljeforurensning som USA vurderer å iverksette som resultat av Deepwater Horizon-ulykken. Det er grunn til å anta at en av problemstillingene som vil vurderes vil være tiltak for å bedre oppsamlingseffekten rundt utslippskilden slik at oljedrift i størst mulig grad kan begrenses.

Den føderale amerikanske strategien for bekjempning av akutt oljeforurensning er i hovedsak lik den norske når det gjelder prioriteringer. Når det gjelder tiltak, er dispergering og brenning mer innarbeidet i den amerikanske strategien enn den norske.

I Norge er statens beredskap mot akutt forurensning ikke innrettet mot utslippspotensialet fra petroleumsvirksomheten, men mot skipsulykker og dimensjonert for å kunne håndtere et akuttutslipp fra skip på 20 000 tonn olje.

4.3.2 Sammenligning av organiseringen og ledelsen av aksjonen mot den akutte oljeforurensningen i Mexicogolfen med organiseringen av en tilsvarende aksjon i Norge

USA's aksjonsorganisasjon baserer seg på at det etableres en felles ledelse der både ansvarlig forurensner og myndigheter inngår. Denne ledelsen har ansvar for alle tiltak når det gjelder stansing og bekjempning av oljeutslippet.

Aksjonsorganisasjonen benytter seg i stor grad av private underleverandører både når det gjelder kompetanse (opplæring) og tilgang på stabs-, logistikk- og innsatspersonell.

I Norge er det ansvarlig forurensere som leder aksjoner mot akutt forurensning fra egen virksomhet, med materiellbistand fra blant annet offentlige beredskapsaktører (kommune og stat). Statlig forurensningsmyndighet ved akutte forurensningshendelser (Kystverket) fører tilsyn med ansvarlig forurensers tiltak mot den akutte forurensningen. Når det gjelder tiltak, benytter USA mekanisk oppsamling i stor skala, likeledes dispergering og brenning. I Norge satses det først og fremst på mekanisk oppsamling, men også i noen grad dispergering. Det er kommet frem opplysninger som tyder på at norsk oljevernutstyr har fungert godt under "Deepwater Horizon"-aksjonen.

De fleste typer beslutningsstøttesystemer som benyttes i USA, anvendes også i Norge.

Ved en ukontrollert utblåsning på norsk sokkel vil ansvaret for å hindre og begrense akutt oljeforurensning påhvile det berørte operatørselskapet. Den operative beredskapen til operatørselskapene ivaretas av Norsk Oljevernforening For Operatørselskap, NOFO. Beredskapsplaner og prosedyrer er etablert og øvet, og operatørene har tilgang på betydelig private, internasjonale beredskapsressurser. Alle offentlige myndigheter skal i den utstrekning det er forenlig med deres øvrige oppgaver yte bistand ved omfattende tilfeller av akutt forurensning, ref. forurensningsloven § 47 fjerde ledd. NOFO har i tillegg inngått bistandsavtaler med 22 av de interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUAene) om bistand dersom oljeforurensning truer kysten.

I henhold til forurensningsloven § 46 tredje ledd kan Kystverket overta ledelsen av aksjonen helt eller delvis dersom ansvarlig forurensere ikke aksjonerer på en tilfredsstillende måte. I et slikt tilfelle vil alle tilgjengelig private beredskapsressurser stilles til disposisjon for Kystverket. Kystverket vil også kunne benytte seg av internasjonale beredskapsressurser som følge av internasjonale avtaler.

Ved omfattende ulykker som kan medføre akutt forurensning kan det i henhold til § 45 i forurensningsloven oppnevnes et aksjonsutvalg. Dette "Aksjonsutvalget for staten" (AKU) vil bestå av representanter fra berørte myndigheter og skal samordne myndighetenes arbeid med å bekjempe forurensningen. AKU har ikke vært sammenkalt ved reelle ulykker siden 6. oktober 1985 (West Vanguard).

Regjeringens kriseråds rolle er ikke vurdert når det gjelder denne type hendelse, men erfaringer fra en kriseøvelse i 2009 viste at de vil ha en viktig rolle ved større hendelser der akutt forurensning inngår.

4.3.3 Mattrygghet

I forbindelse med oljeutslippet i Mexicogolfen ivaretas mattryggheten av U.S. Food and Drug Administration (FDA) and National Oceanic Atmospheric Administration (NOAA) i samarbeid med berørte stater (Louisiana, Mississippi, Alabama og Florida). NOAA har myndighet til å

stenge og åpne fiskeriene i føderale vann, mens de enkelte stater kan stenge og åpne fiskeriene i områder under sin myndighet.

5 Forutsetninger for oljedriftsmodelleringer

I dette kapittelet gjennomgås forutsetninger for oljedriftsmodelleringer foretatt ifm utarbeidelsen av Fellesrapporten, basert på sikkerhets – og geofaglig vurdering, og det diskuteres hvordan erfaringer etter Deepwater Horizon-ulykken evt kan påvirke disse forutsetningene fra sikkerhets- og geofaglig synspunkt.

5.1 Hvordan Risikogruppens mandat påvirker valg av utblåsningsscenarioer

Området som dekkes av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene ved Lofoten er på 1400 000 km², tilsvarende om lag fire ganger Norges landareal. Å beskrive ”alle” potensielle hendelser som kan føre til en ulykke i et så stort område og i en kontekst som er i kontinuerlig endring er en umulig oppgave. En ”fullstendig” risikobeskrivelse vil med andre ord aldri foreligge.

Enhver beskrivelse av risiko vil således i beste fall være en beskrivelse av et begrenset utvalg av aktuelle risikoer, basert på en rekke forutsetninger, antagelser og forenklinger.

Risikogruppen har for å ivareta sitt mandat brukt en tradisjonell scenariobasert tilnærming. Valg av utblåsningsscenario som omtales i denne rapporten påvirkes av Risikogruppens mandat og målet om å bidra til en kontinuerlig risikoreduksjon gjennom en helhetlig økosystembasert forvaltning.

Risikogruppen er et myndighetsforum som er satt til å beskrive blant annet utblåsningsrisiko og følgende miljørisiko i et stort geografisk område i et langsiktig perspektiv (2025) og i et samfunnsperspektiv. Risikogruppen har siden forrige forvaltningsplan lagt vekt på blant annet følgende premisser:

- Risikogruppen legger til grunn mål, prinsipper og kriterier for bærekraftvurderingene som er forankret i Naturmangfoldloven⁸.
- Risikogruppen legger til grunn internasjonale standarder for terminologi tilknyttet risiko (ISO Guide 73:2009) og risikostyring (ISO 31000:2009).
- Risikogruppen legger vekt på å få frem beslutningsrelevant informasjon i angjeldende kontekst. Risikobeskrivelsene går således lengre enn det folkelige ”sannsynlighet multiplisert med konsekvens”, idet det legges vekt på å få frem:
 1. informasjon som er relevant gitt type beslutning som skal tas (relevant for å ta stilling til forutsetninger for en bærekraftig utvikling av BHL)
 2. informasjon som fremmer en god/nyansert forståelse av risiko (åpenhet om forutsetninger, usikkerhet og begrensninger)
 3. informasjon som fremmer en god forståelse av det som kan gjøres for å ivareta målet om å holde risiko i BHL på et lavt nivå
 4. informasjon som fremmer beslutninger som kan bidra til risikoreduksjon i tråd med mål for BHL

⁸ Utdypet i Ot.prp. nr. 52 (2008-2009) kapittel 8

Risiko handler om fremtiden og dermed om usikkerhet. I Risikogruppens kontekst er usikkerheten betydelig, idet tidshorisont for risikobeskrivelsene er 2025 og datamaterialet om BHL og utblåsninger er svært begrenset. Scenarioer reduserer ikke usikkerhet om fremtiden, men har til hensikt å støtte beslutninger under usikkerhet. Valg av scenarioer bygger på helhetlige vurderinger som tar utgangspunkt i tilgjengelig kunnskap og erfaringer om petroleumsvirksomhet, norsk sokkel, BHL, ulykker og styring av ulykkesrisiko.

Det faktumet at enhver menneskelig aktivitet er forbundet med en risiko er sjeldent en tilstrekkelig informasjon for å ta stilling til om en aktivitet er forsvarlig eller ikke. Tilsvarende er det faktum at Macondo-utblåsningen har skjedd, og at verre ulykker enn Macondo ikke kan utelukkes, i seg selv heller er ikke tilstrekkelig raffinert informasjon til å underbygge angjeldende beslutninger i BHL.

Risikogruppens mandat er ikke avgrenset til kun å beskrive det som faktisk har skjedd og hva som teoretisk også er tenkelig, men å bruke denne kunnskap sammen med øvrig kunnskap, erfaringer og usikkerhet om både BHL og petroleumsvirksomhet, for blant annet å kvalifisere et øvre utfallsrom for et utblåsningsscenario som ikke kan avvises i en beslutningssituasjon (for urealistisk, for usannsynlig og lignende).

En risikostøttet beslutning vil alltid innebære en avveining mellom risiko for tap og mulighet til å få en gevinst. Helhetlig økosystembasert forvaltning innebærer blant annet en avveining mellom verdiskapingspotensialet av petroleumsvirksomhet i BHL opp mot risiko for miljøskade som følge av petroleumsvirksomhet. I Risikogruppens kontekst er det derfor viktig å synliggjøre at det utblåsningsscenarioet som er valgt for å representere det verst scenarioet er relevant nok til å bli vektlagt når det blir veid opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med økt petroleumsvirksomhet i BHL.

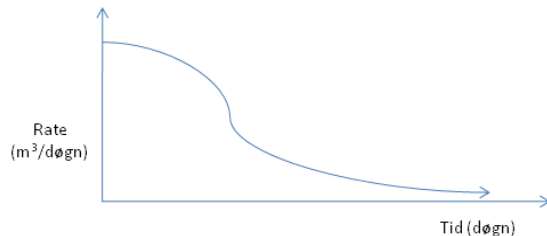
5.2 Hva som påvirker utblåsningsrate og –varighet

En bruker ofte betegnelsen utblåsningsrate for å beskrive hvor mye olje og/eller gass som på et gitt tidspunkt vil kunne strømme ut dersom en utblåsning skulle inntreffe, der raten beskriver mengde per tidsenhet (for eksempel: tonn/døgn eller m³/døgn). Utblåsningsraten på et gitt tidspunkt er avhengig av en rekke faktorer eller forhold som blant annet:

- Type bore- eller brønnoperasjoner som gjennomføres: leteboring, boring av produksjonsbrønn, komplettering, intervensjon (wireline, coiled tubing, snubbing), brønnoverhaling, normal drift, som vil påvirke hvilket utstyr som er i brønnen, og hvilke restriksjoner utstrømningen har.
- I hvilken fase en er (hvor langt en har kommet) med den bestemte bore- eller brønnoperasjonen
- Geologiske forhold: Poretrykk, fraktureringstrykk, temperatur, porøsitet, permeabilitet, reservoarstørrelse, strømningsmønster, kollapsgradient, sandproduksjon, vann- eller gass-koning, mv.
- Utformingen til den bestemte brønnen: reservoareksposering, brønnbane, skin-faktor, indre diameter, lengde, brønnbane, vertikalt dyp mv.

- Andre forhold: Strømningsvei, restriksjoner, oljeegenskaper (tetthet, viskositet, gassinhold), vanddyb mv.

Utblåsningsraten vil som følge av faktorene beskrevet ovenfor, og som følge av de tiltakene en velger å implementere/iverksette i forkant av eller under en utblåsning, også kunne variere over tid. En snakker da om en rateprofil, der raten uttrykkes som en funksjon av tid (illustrert i figuren nedenfor).



Det er tilsvarende en rekke faktorer som vil påvirke varigheten til en utblåsning. Et utblåsningsforløp kan stanses eller bli avbrutt som følge av ulike mekanismer. Disse kan deles inn i:

- *Aktive tiltak fra rigg* – tiltak gjennomført av installasjonens faste besetning eller tilkomne brønnkontrollekspertiser som resulterer i kontroll over utblåsningen. En kan skille mellom:
 - Mekanisk stenging av brønnen
 - Dreping ved hjelp av ulike typer slam og sement
- *Bridging* – innebærer at utblåsningen stanser som følge av endring av strømningsforhold i brønnen uten aktiv menneskelig medvirkning. En kan skille mellom:
 - Plugging eller fylling av brønnen med løsmasser eller formasjonsfragmenter
 - Global kollaps av brønnen
- *Boring av avlastningsbrønn* – en eller flere ny brønner bores inn i nedre del av brønnen som er kommet ut av kontroll. Den nye brønnen brukes som arbeidskanal for å stanse utblåsningen ved hjelp av ulike typer slam og sement.
- *Naturlig stans* – innebærer at forholdene i reservoaret endrer seg gjennom utblåsningsforløpet, slik at oljestrømning opphører. En kan skille mellom:
 - Trykkfall i reservoaret
 - Trykkøkning i brønnen
 - Endring av strømningsmedium på grunn av vann- eller gasskoning.

Risikogruppen er et myndighetsforum som er satt til å beskrive blant annet utblåsningsrisiko og følgende miljørisiko i et stort geografisk område i et langsiktig perspektiv (2025) og i et samfunnsperspektiv, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaringer. Risikogruppens arbeid med utblåsningsrisiko er dermed noe forskjellig fra de vurderingene som industriaktører utfører når de vil underbygge beslutninger avgrenset til en konkret brønn med en konkret innretning.

Det finnes en rekke retningslinjer og dataverktøy for å understøtte brønnspesifikke/kortsiktige beslutninger, som aktørene bruker for å dimensjonere sikkerhets- og beredskapstiltak i hver enkel aktivitet. BOEMRE har etter Macondo-utblåsningen presisert krav til brønnspesifikke analyser, som blant annet har resultert i at SPE arbeider med retningslinjer for slike analyser⁹. OLF¹⁰, IRIS og andre har i lengre tid hatt mer raffinerte retningslinjer på slike analyser.

Det er derimot ikke utviklet tilsvarende retningslinjer og verktøy for å understøtte myndighetenes områdebaserte langsiktige vurderinger som det Risikogruppen jobber med. Det er utgitt 8 underlagsrapporter¹¹ som inngår i det faglige underlaget til kommende HFB, som beskriver hvordan myndighetene (så langt) tilnærmer seg ulykkesrisiko, herunder utblåsningsrisiko, i et områdeperspektiv, med tanke på å underbygge samfunnsmessige beslutninger.

5.3 Risikoanalyserapporter som inngår i vurderinger av utblåsningsrate og – varighet

Scenariorapporten¹² støtter seg blant annet til ulike risikoanalyser for å vurdere utblåsningsrate og -varighet.

Referanse	Øvre utfallrom for utblåsningsrate	Øvre utfallrom for utblåsningsvarighet
Ref 4: Appendix A - Spill frequencies and volumes. Lilleaker Consulting. Rapport nr.: LA-2007-16. Rev. 02. 31.10.2007. (Goliat)	4200 m3/dag	71% sannsynlighet for brønnsk kontroll innen 2 døgn 81% sannsynlighet for brønnsk kontroll innen 5 døgn 13% sannsynlighet for mer enn 15 døgn
Ref 5: Simulering av oljeutblåsning utenfor Lofoten og Vesterålen. DNV. Rapport nr.: 125POAF-6. Rev. 0. 26.08.2009.	Øverste grense: 2700 tonn/dag (3213 m3/dag når vi bruker gjennomsnitt oljetype på norsk sokkel med 0,84 kg/l)	5 dager
Ref 7: Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet. DNV. Rapport nr.: 2006-0054. Rev 01. 11.01.2006.	Øverste grense: 2700 tonn/dag (3213 m3/dag når vi bruker gjennomsnitt oljetype på norsk sokkel med 0,84 kg/l)	

⁹ http://www.spe.org/notes/wp-content/uploads/2010/09/spe_wcd_final.doc

¹⁰

<http://www.olf.no/getfile.php/Dokumenter/SJEKK%20Milj%C3%B8rapporter/Dokumenter/Retningslinjer%20for%20beregning%20av%20utbl%C3%A5sningsrater.pdf>

¹¹ 7 underlagsrapporter: <http://www.ptil.no/nyheter/ptils-underlagsrapporter-for-oppdateringen-av-forvaltningsplanen-for-barentshavet-og-lofoten-article6828-24.html>

¹² Se referanseliste til Proactima "Forslag til scenarioer for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet om havområdene utenfor Lofoten".

Ref 14: Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging. DNV. Rapport nr.: 2008-1305. Rev 01. 07.10.2008.	Verst tenkelig: For Realgrunnenolje: 20000 m3/dag (teoretisk størrelse, 0,0003 sannsynlighet gitt at det skjer en utblåsning) For Kobbeolje: 10000 m3/dag (teoretisk størrelse, 0,001 sannsynlighet gitt at det skjer en utblåsning)	45 dager (ca 2% sannsynlighet, gitt en utblåsning) 80% sannsynlighet for brønnkontroll innen 5 døgn Skiller mellom overflateutslipp og sjøbunnsutslipp
Ref 24: Scandpower - " Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2008, Rapport no.: 80.005.003/2009/R3, dato: 2009-02-26" (felt i drift på norsk sokkel)	Øverste grense: 6346 tonn/dag (7551 m3/dag når vi bruker gjennomsnitt oljetype på norsk sokkel med 0,84 kg/l) For letebrønner vurderes rater over 4000 tonn/døgn for å være et konservativt anslag	
Ref 11: Innspill til vurdering av miljørisiko forbundet med utblåsning ved utbygging av Gjøa. Teknisk notat. Hans Christian Karlsen og Thomas Nilsen, TNE PPT HSET. 27.11.2007.		60 dager (forutsetter kontroll med avlastningsbrønn, havdyp er 360 m)
Ref 20: Miljørisikoanalyse for letebrønn 7120/12-5 Lunde. DNV. Rapport nr.: 2009-0402/126H314-3. Rev. 01. 28.04.2009		50 dager (forutsetter kontroll med avlastningsbrønn, havdyp er 187 m) Skiller ikke mellom overflateutslipp og sjøbunnsutslipp
Ref 17: Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet: Spredning av olje ved akutte utslipp. DNV. Rapport nr. 2003-0385. Rev. 01. (ULB)	Finnmarkøst : 6000 m3/d Alle andre lokasjoner: 3000 m3/dag FPSO: 7000 m3/dag (varighet 1 dag)	60 dager Skiller mellom overflateutslipp og sjøbunnsutslipp

Disse rapporter viser at en potensiell utblåsning kan ende opp i et stort spekter av ulike størrelser på utblåsningsrate og -varighet. Følgende avsnitt viser hvordan en har avledet derfra utblåsningsscenarioer som kan være relevante for BHL.

5.4 Historiske data om utblåsninger

Pålitelige data over utblåsninger foreligger for Nordsjøen (UK, Norge og Nederland) og US Gulf of Mexico (USGoM). For andre deler av verden er tallene meget usikre. Den mest

anerkjente kilden for utblåsningsdata er SINTEF Offshore Blowout Database, ref. /1/¹³. Denne databasen ansees i Norge og Nordsjøen for øvrig å være den mest pålitelige databasen utblåsninger og "well releases" (alvorlige brønnhendelser som *kunne* ha ført til en utblåsning dersom flere barrierer hadde sviktet). Den inneholder blant annet oversikt over hvor mange brønner som har blitt boret og hvor mange utblåsninger som har skjedd frem til og med 2007 (med referanser). Scandpower gjennomfører en årlig gjennomgang av SINTEF offshore blowout databasen og analyserer tallene videre for å etablere utblåsningsfrekvenser spesielt for Nordsjøen (og andre områder med sammenlignbart utstøys- og sikkerhetsnivå). Denne gjennomgangen er dokumentert i ref. /2/¹⁴. Tallene som gjengis nedenfor er basert på ref. /1/ og ref. /2/.

	Antall brønner boret i periode januar 1988 tom desember 2007	Antall utblåsninger i forbindelse med boring
USGoM	19870	20
UK	6153	1
Norge	3198	0
Nederland	635	0
Totalt	29856	21

USGoM har hatt i størrelsesorden 95% av utblåsningene og 2/3 av brønnene, mens Nordsjøen har hatt i størrelsesorden 5% av utblåsningene og 1/3 av brønnene. Andelen utblåsninger har med andre ord vært betydelig høyere i USGoM enn i Nordsjøen; i størrelsesorden 9 ganger så høy som i Nordsjøen. I /2/, er forskjellen mellom USGoM og Nordsjøen statistisk signifikant. Dette gjør at det kan hevdes at 21 utblåsninger i forbindelse med boring av 29856 brønner ikke gir et relevant bilde av risikoen i Norge. I ref. /2/ er det valgt å ta høyde for at det er en statistisk signifikant forskjell mellom USGoM og Nordsjøen. Dette innebærer det at det i Nordsjøen historisk har vært én utblåsning per 9986 brønnboringer, ref. /2/. Basert på dette og gitt Risikogruppens mandat ansees det dermed relevant å ta hensyn til kunnskap og erfaringer fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel ved valg av et utblåsningsscenario for BHL.

Andre historiske data som er funnet relevante for å vurdere utblåsningsrisiko i BHL er RNNP-data og EW-data, ref. /3/¹⁵, i det de omhandler historiske data for norsk sokkel. Det publiseres en årlig rapport som viser både positive og negative trender med hensyn til en rekke sikkerhets- og arbeidsmiljøfaktorer. Dette gir et faktabasert underlag for å mobilisere partene omkring nødvendige forbedringsprosesser og verifisere effektiviteten av slike prosesser.

¹³ /1/: Sintef (2009). Blowout and well release characteristics and frequencies. Rapport nummer SINTEF F13809. 18.12.2009

¹⁴ /2/: Scandpower (2010). Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2009. Rapport nummer 80.005.003/2010/R3

¹⁵ RNNP 09 http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202009/RNNP_hovedrapport_sokkel_2009.pdf
RNNP-Akutte utslipp 2005-2008 : http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsrapport_5_Risikoniv%C3%A5%20i%20petroleumsvirksomheten%20E2%80%93%20Pilotprosjekt.pdf (oppdatert rapport for perioden 1999-2009 utgis om kort tid)

RNNP har frem til nå prioritert overvåking av risiko som personell i petroleumsvirksomheten utsettes for. Det er mange hendelser som både kan utgjøre en fare for mennesker og som kan føre til at et akutt utslipp til sjø. Det er siden 2000 samlet et omfattende datamateriale i forbindelse med RNNP, som nå er brukt i et større arbeid for å kunne overvåke risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomheten. Dette arbeidet dekker risiko for akutte utslipp av olje og kjemikalier til sjø. Det tar utgangspunkt i historiske data om både faktiske akutte utslipp, og om hendelser som *kunne* ha ført til et akutt utslipp dersom flere barrierer hadde sviktet. Det er brukt tilgjengelige data for perioden 1999-2009. Dette arbeidet er nå avsluttet og resultater planlegges publisert snart. Dette representerer en forbedring av faktagrunnlaget og er viktig input til arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner.

5.5 Den historisk verste utblåsning

I følgende tabell oppstilles informasjon om de alvorligste oljeutblåsninger historisk sett. Utblåsningsrate har vært varierende i ulike faser av hver ulykke og anslag på totalt utsluppet volum har vært beheftet med betydelig usikkerhet i samtlige ulykker.

Oljeutblåsning	år	anslag for total volum (m3)	varighet (dag)	anslag på rate (m3/dag)	havedyp (m)
Macondo	2010	780000	87	8954 (foreløpig anslag) (Initiell strømningsrate 9900 m3/d, redusert til 8400 m3/d.)	1500
Ixtoc I	1979	650000	306	4790 (innledende periode), 1818 (etter injisering av stålkuler i strømmen)	50
Montara (lavt anslag)	2009	4542	74	61	83
Montara (høyt anslag)	2009	34068	74	460	83
Bravo (lavt anslag)	1977	12718	7	1816	70
Bravo (høyt anslag)	1977	20032	7	2861	70
Santa Barbara (lavt anslag)	1969	12000	12	1000	57
Santa Barbara (høyt anslag)	1969	16000	12	1330	57

Den historisk verste utblåsning med hensyn til utblåsningsrate (9 900 m3/d) og total utslippsvolum (780 000 m3) er Macondo-utblåsningen, mens den historisk verste utblåsning med hensyn til varighet er IXTOC I (306 dager).

5.6 Det verst tenkelige utblåsningsscenarioet

Det verst tenkelige scenario som er omtalt i det faglige underlaget for HFB¹⁶ er en utblåsning med en rate på 20 000 m3/døgn. Dette er en utblåsningsrate som er ca 4 ganger større enn

¹⁶ http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsrapport_2_Forslag%20til%20scenarioer.pdf

den historisk verste utblåsning pr. mars 2010 (Ixtoc I: innledende rate anslått til 4790 m³/døgn). Det er også dobbelt så stort som nåværende historisk verste utblåsningsscenario (Macondo: innledende rate anslått til 9900 m³/døgn).

Det verst tenkelige utblåsningsscenario "konstrueres" ved å bruke ytterverdiene for alle parametrene i modeller som er brukt i en tidlig analyse av Goliat-feltet¹⁷, uten hensyn til hvorvidt det er fysisk mulig at alle ytterverdiene for alle parametrene kan komme til å inntreffe samtidig og uten hensyn til en konkret design av brønn, innretning mv.

5.7 Hvordan regionale forhold kan påvirke utblåsningsscenarioet

Utblåsningsrisiko, -rate og -varighet påvirkes av blant annet reservoarforhold og havdyp i BHL. Denne type informasjon er et viktig input for å vurdere blant annet relevante utblåsningsrater og oljetype som kan strømme ut i tilfelle en utblåsning. Utblåsningsrater vil som nevnt blant annet påvirkes av reservoartrykk, GOR, og reservoarkvalitet (porositet, permeabilitet mv) og utblåsningsvarighet vil blant annet påvirkes av type utblåsning, havdyp og reservoar.

Det er lagt vekt på ODs vurderinger¹⁸ av geologiske og geofysiske forhold i BHL, herunder hvor det er vurdert som aktuelt å kunne finne oljebærende reservoarer, og hvilke reservoaregenskap som kan forventes. Scenarioreportens tabell 2 viser noe av informasjonsgrunnlaget om BHL som er lagt til grunn for scenariovalget.

Tabell 2: Oljetype, reservoartrykk og gass-/oljeforhold for det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten

Oljefelt	Oljetype	Reservoartrykk (bara)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	API
Nordland V	Svale	250	100	23
Nordland VI	Svale	136	50	23
Nordland VII	Svale	74	50	23
Bjørnøya Sør	Goliat	304	200	44
Bjørnøya Øst	Goliat	369	200	44
Lophøgda Øst	Goliat	254	200	44

OD bekrefter at oversikten i ovenstående tabell fortsatt gjelder pr. 01.10.10.

På norsk sokkel er det erfaring med trykk på opp mot 1 000 bar i Norskehavet (Kristin-området) og i sørlige del av Nordsjøen (i 2/12-1 Mjølnar i Sentralgraben). Norske myndigheter betegner brønner der trykket er over 690 bar og temperaturen over 150 °C som HTHT-brønner (Høyt Trykk Høy Temperatur). De dypeste letebrønnene på dypt vann i Norskehavet når ned til litt over 5 000 meter under havnivå. Maksimalt reservoardyp her er 3 800 meter under havbunnen. Det er ikke påtruffet reservoar med så høyt trykk som 690 bar på dypt vann i Norskehavet. Det stilles i dag ekstra strenge krav til kvalifisering av de

¹⁷ Appendix A - Spill frequencies and volumes. Lilleaker Consulting. Rapport nr.: LA-2007-16. Rev. 02. 31.10.2007.

¹⁸ se rapportens pkt. 3.5.2, og http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/hav_vannforvaltning/Forvaltningsplanen_Barentshavet/rapporter/OD_seismikk_rapport_150410.pdf

selskaper som skal være ansvarlig for å gjennomføre denne type boreoperasjoner, selskapenes organisasjon, kompetanse og erfaringer med denne type boringer.

Det er ikke forventet svært høye trykk på sokkelen og sokkelskråningen i Lofoten-Vesterålen på grunn av den geologiske historien i området. Heving av sokkelområdet og erosjon har ført til en betydelig reduksjon i trykk og temperatur, slik det også er i de utforskete områdene av Barentshavet. For forvaltningsplanområdet utenfor Lofoten og Vesterålen er det vurdert både olje- og gasstilfeller for prospektene. I oljetilfellene er det anslått et gass-/oljeforhold på 50 til 150 Sm³/Sm³.

Lett olje med høyt gassinhold vil ha høyere strømningsrater enn en gassfattig olje. For forvaltningsplanområdet utenfor Lofoten og Vesterålen er det vurdert både olje- og gasstilfeller for prospektene. I oljetilfellene er det anslått et gass-/oljeforhold på 50 til 150 Sm³/Sm³. Dette innebærer en mer gassfattig olje enn i Macondo-prospektet. Dette kommer av at prospektene utenfor Lofoten i all hovedsak ligger langt grunnere enn Macondo-prospektet. (Til info: Generelt så avtar gassinholdet i olje når begravningsdypet avtar).

OD har redegjort for at Barentshavet for det meste er grunnere enn 300 meter. I de uåpnede dypvannsområder utenfor Barentshavet er det lite sannsynlig å finne olje. På kontinentalsokkelen utenfor Lofoten og Vesterålen ligger de 50 prospektene som OD har kartlagt hovedsakelig på havdyp ned mot 200 meter. Tre prospekter er kartlagt på sokkelskråningen på havdyp fra 1 000 til 1 200 meter. På norsk sokkel er det bare i Norskehavet at det er boret brønner på store havdyp. Her er det boret tre letebrønner på havdyp fra 1 495 til 1 721 meter, men alle var tørre. Av dypvannsområdene på norsk sokkel er det i Norskehavet det er størst sannsynlighet for å påtreffe olje. Men generelt er det forventet mest gass i dypvannsområdene på norsk sokkel.

Vi er bedt om å redegjøre for erfaringene med samsvar mellom prediksjon av brønntrykk og observert reelt brønntrykk etter boring av brønner, dvs. en vurdering av hvor treffsikre antagelser som kan gjøres ut fra bl.a. seismiske undersøkelser av geologien og erfaringsdata.

På de utforskete delene av norsk sokkel er utbredelsen av ulike poretrykksregimer rimelig godt kjent. OD har en database over målte trykkdata i undersøkelsesbrønner på sokkelen, og disse dataene viser at ned til 2000-2500 m dyp vil en som regel støte på hydrostatisk trykk der reservoaret er vannfylt. Hydrostatisk trykk vil si at poretrykket svarer til vekten av en vannsøyle på samme dyp. I dypere begravde områder kan en imidlertid påtreffe hydrostatisk trykk til vesentlig større dyp der det er god trykkmessig kommunikasjon til grunnere lag. Overtrykk er utbredt i lag som er dypere begravd enn ca 2500 m under havbunnen. Poretrykket vil alltid være lavere enn den totale vekten av overliggende bergart og vann. På norsk sokkel er forskjellen mellom bergtrykket og det maksimale poretrykket typisk ca 100 bar. Disse forholdene brukes blant annet av industrien når en skal predikere poretrykksregime før en ny boring og av myndighetene ved vurdering av tildeling av nye blokker.

Mindre avvik fra forventet poretrykk er nokså vanlig under boring og særlig under leteboring. Regelverket og alminnelig praksis tilsier at bore- og brønnoperasjoner, brønnutstyr og brønnskrollutstyr er dimensjonert med en sikkerhetsfaktor for å kunne håndtere avvik fra forventet trykk.

Risikogruppen er satt til å få frem blant annet aktuelle utblåsningsscenarioer i et stort og lite utbygd område frem mot 2025. Datamaterialet om BHL er fortsatt begrenset og det kan ikke utelukkes at det i fremtiden vil påvises andre reservoarforhold enn det en har kjennskap til i dag. Det antas at eventuell ny kunnskap vil brukes i de etablerte fora for helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene slik at forvaltningsplaner også i fremtiden reflekterer faglige vurderinger som bygger på til enhver tid best tilgjengelig kunnskap i forvaltningen.

5.8 Det valgte verst tenkelige utblåsningsscenario i BHL – mars 2010

Risikogruppen må legge til grunn et eller flere utblåsningsscenarioer som kan vurderes relevant for BHL, scenarioer som er representative for et område tilsvarende 4 ganger Norges areal i et langsiktig perspektiv (2025), gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring. I Risikogruppens kontekst er det viktig å synliggjøre at det utblåsningsscenarioet som er valgt for å representere det verst scenarioet er relevant nok til at det blir vektlagt når det blir veid opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med økt petroleumsvirksomhet i BHL. Sagt med andre ord så er det viktig at de valgte scenarioene ikke kan avises som fysisk umulige eller irrelevante, når en skal veie potensielle positive og negative konsekvenser av eventuell fremtidig petroleumsvirksomhet.

Som nevnt ovenfor er internasjonale statistikker og erfaringer tilknyttet utblåsninger vurdert ved valgt av utblåsningsscenario i BHL. Forskjellen mellom antall utblåsninger i USGoM og Nordsjøen er i den forbindelse vurdert til å være statistisk signifikant. Informasjon om petroleumsvirksomhet på norsk sokkel er derfor vektlagt. Forvaltningsplanarbeidet søker dessuten å få frem nødvendige regionale hensyn for å sikre beslutninger som er tilpasset de ulike havområder. Informasjon om BHL er derfor vurdert relevant.

Oversikten over de verste utblåsninger i historien dekker periode 1969-2010 og viser at utblåsningsrate og -varighet varierer mye også for de historisk verste ulykkene. Det er ikke vurdert som faglig forsvarlig å legge statistiske analyser alene til grunn for valg av utblåsningsscenario i BHL. Utblåsninger er sjeldne ulykker. Mengde, kvaliteten og representativitet av datamateriale knyttet til utblåsninger generelt (internasjonalt og gjennom historien), utblåsninger i Nordsjøen, utblåsninger på norsk sokkel og utblåsninger i BHL spesielt er temmelig begrenset, og det er derfor ikke grunnlag for å etablere eksempelvis konfidensintervall for rate og/eller varighet. Heldigvis.

Det er vurdert relevant å undersøke utblåsningsrater og -varigheter i 8 ulike risikovurderinger som er gjort for ulike aktiviteter i BHL og på norsk sokkel for øvrig. Informasjonen fra de kildene som ble brukt i det faglige grunnlaget viser også at en potensiell utblåsning er vurdert til å kunne ende opp i et stort spekter av ulike rater, et mindre spekter av ulike varigheter.

Det er heller ikke funnet meningsfullt å søke å behandle et så begrenset og heterogent datamateriale med statistiske analyser tilsvarende det som er normalt å gjøre når en har store populasjoner/-utvalg. Det er således behov for å bruke mer informasjon enn kun utblåsningsstatistikker for å kvalifisere et utblåsningsscenario for BHL.

Som redegjort for ovenfor er geologi i BHL viktig informasjon for å vurdere hva som kan anses som relevante utblåsningsrater for BHL-området.

I konteksten av en helhetlig økosystembasert forvaltning av BHL, vurderes total mengde forurensning og type forurensning å være kritisk for omfang av miljøskadene. I det faglige underlaget for HFB er det verste utblåsningsscenarioet for BHL derfor valgt utfra en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper, som gir en total mengde forurensning tilsvarende halvparten av IXTOC I.

Da scenariorapporten ble lagt ut til høring 15.04.10 var IXTOCI den verste historiske utblåsningen, både med hensyn til rate, varighet og utsluppet volum. Reservoartrykk, GOR og havdyp som gjaldt for IXTOC I ble vurdert relevante i forhold til BHL. Innledende rate for IXTOC I var innledningsvis 4790 m³/dag og ble redusert til 1818 m³/dag etter injisering av stålkuler i brønnstrømmen. Gitt at IXTOC I skjedde i 1979, gitt vår kunnskap om og erfaring med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, gitt sannsynlighetsfordelinger på utblåsningsrater som fremkom i analysene som ble vurdert, ble en rate på 4500 m³/dag vurdert som kvalifisert som øvre grense i BHL. Det er valgt å holde raten konstant gjennom hele utblåsningens varighet, til tross for at, som nevnt tidligere, raten erfaringsmessig ofte vil avta etter relativt kort tid. Det ble dermed brukt en konstant utblåsningsrate tilsvarende den innledende utblåsningsrate til IXTOC I, som på det tidspunktet var den verste utblåsningen i historien.

Da scenariorapporten ble lagt ut til høring 15. april 2010 var IXTOCI den verste historiske utblåsningen også med hensyn til varighet (306 dager). Utblåsningsvarighet for de verste utblåsninger siden 1969 varierer fra 7 dager til 306 dager. Det er tatt hensyn til at IXTOC skjedde i 1979, til kunnskap om og erfaring med petroleumsvirksomhet på norsk sokkel og til at det er rimelig å forvente noe kunnskaps- og teknologiutvikling frem til 2025. Risikoanalyser som er vurdert i scenariorapporten bruker øvre grenser for utblåsningsvarighet som varierer mellom 45 dager og 60 dager og tar utgangspunkt i at ca 80% av utblåsninger blir brakt under kontroll innen 5 dager.

Det er 2 analyser som tar utgangspunkt i avlastningsbrønn som brønnkontrollmetode. Den ene studien¹⁹, ref. /X/ bruker en varighet på 50 dager på et havdyp på 187 m, noe som forholdsmessig er mer konservativt, enn den andre analysen²⁰, ref. /X/, som bruker en varighet på 60 dager på et havdyp på 360 m, og som dessuten tar utgangspunkt i lavere rate enn det som legges til grunn i analysen for Goliat (som bruker en maksimal varighet på 45 dager).

Tiden det tar å gjenvinne kontroll med en avlastningsbrønn påvirkes av blant annet geologiske og geofysiske forhold i området, havdyp og riggmobilisering.

Barentshavet er for det meste grunnere enn 300 meter. Geofaglige vurderinger viser at det er lite sannsynlig å finne olje i de uåpnede dypvannsområder utenfor Barentshavet. På

¹⁹ Miljørisikoanalyse for letebrønn 7120/12-5 Lunde. DNV. Rapport nr.: 2009-0402/126H314-3. Rev. 01. 28.04.2009

²⁰ Innspill til vurdering av miljørisiko forbundet med utblåsning ved utbygging av GjØa. Teknisk notat. Hans Christian Karlsen og Thomas Nilsen, TNE PPT HSET. 27.11.2007

kontinentalsokkelen utenfor Lofoten og Vesterålen ligger de 50 prospektene som Oljedirektoratet har kartlagt hovedsakelig på havdyp ned mot 200 meter. Tre prospekter er kartlagt på sokkelskråningen på havdyp fra 1 000 til 1 200 meter. Det er ikke forventet svært høye trykk på sokkelen og sokkelskråningen i Lofoten-Vesterålen på grunn av den geologiske historien i området. Heving av sokkelområdet og erosjon har ført til en betydelig reduksjon i trykk og temperatur, slik det også er i de utforskete områdene av Barentshavet. Skulle en avlastningsbrønn være nødvendig er det på norsk sokkel tilrettelagt for å redusere tid for å planlegge en avlastningsbrønn og redusere tid for å mobilisere rigg til dette formålet, ved at det er et krav at det for hver brønn foreligger en aksjonsplan som beskriver hvordan den tapte brønnskrollen kan gjenvinnes²¹ og som blant annet skal dekke planer for at avlastningsbrønn kan igangsettes innen 12 dager.

I en analyse av Goliat-feltet²², er maks varighet vurdert til å være 45 dager, og det skilles mellom overflate- og sjøbunnutblåsninger (mest krevende å kontrollere). Goliat er den første oljefeltutbygging i BHL. Analyser omkring dette feltet er naturlig nok mest detaljerte og de tekniske og operasjonelle barrierer mot akutt forurensning som er anvendt på dette feltet vurderes som et minimumsnivå for eventuelle fremtidige utbygginger i området. Det gjelder for eksempel:

- brønndesign, bl.a. med valg av hulldiameter for å redusere potensielle utstrømningsvolumer,
- kompletteringsdesign med et livsløpsperspektiv som reduserer behov for brønnintervensjoner,
- brønnprogram, med blant annet boring av pilotbrønner og borerekkefølge på brønner,
- robust design på brønnbarrierer, herunder dobbel sikkerhetsventil i brønnene,
- kun ett åpent reservoar til enhver tid,
- nedstenging av alle brønnene ved nedstenging av prosessanlegget,
- robust design og materialvalg tilpasset forventede vær- og isingsforhold,
- minimering av lekkasjepunkter gjennom bruk av sveiste rørforbindelser,
- avstengingsventiler på stigerørene på havbunnen,
- materialvalg, utforming og pålitelighet av lekkasjedeteksjon for undervannsanlegg,

Som nevnt er det valgte verste utblåsning utformet med utgangspunkt i en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper, som gir en total mengde forurensning tilsvarende halvparten av IXTOC I. I scenariorapporten er det er valgt en oljetetthet på 0,92 kg/l, det vil si i øvre sjikt av det som ansees som realistisk i dette området, gitt ODs vurdering av geologi i BHL. Det er også brukt en for BHL høy utblåsningsrate som er konstant og som ikke tar hensyn til vannkutt.

Av ovennevnte grunner er det vurdert faglig forsvarlig å velge en max varighet på 50 dager, tilsvarende det som er lagt til grunn for Lunde-brønnen.

²¹ Aktivitetsforskriften § 77, som refererer til Norsok D010, kap 4.8.2

²² Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging. DNV. Rapport nr.: 2008-1305. Rev 01. 07.10.2008.

Basert på ovenstående kombinasjon gir det valgte verste utblåsningsscenario for BHL en total utslippsvolum på 225 000 tonn (ca 266 000 m³). Dette tilsvarer en utblåsning med størrelse:

- nærmere halvparten av den hittil (mars 2010) verste utblåsning internasjonalt (IXTOC I, 650 000 m³),
- ca 13 ganger større enn Bravo-utblåsninger (basert på det høyeste anslag for Bravo)
- ca 7,8 ganger større enn Montara-utblåsningen (basert på det høyeste anslag for Montara)
- ca 2 ganger større enn Exxon Valdez (basert på det høyeste anslag for Exxon Valdez)

	Macondo	IXTOC1	Det valgte verste utblåsningsscenario i BHL (kun utfra sikkerhetshensyn)
Reservoaregenskap	825 bar GOR 500 (lettolje)	391 bar GOR 127 (33 API)	BHL: 74 – 369 bar BHL: GOR 50-200 (23-44 API)
Oljetype	lett	0,86 kg/l	Mars 2010: 0,92 kg/l Oktober 2010: Balderolje (0,914 kg/l og Goliatolje (0,822 kg/l)
Utblåsningsrate	8 954 (foreløpig anslag) (Initiell strømningsrate 9900 m ³ /d, redusert til 8400 m ³ /d.) <i>Historisk verste</i>	4 790 (innledende periode), 1 818 (etter injisering av stålkuler i strømmen)	4 500 m ³ /d Stabil rate Ikke hensyn til vannkutt tilsvarer IXTOC max tilsvarer Macondo max x 0,45
Utblåsningsvarighet	87 dager	306 dager <i>Historisk verste</i>	50 dager
Total volum utsluppet	780 000 m ³ <i>Historisk verste</i>	650 000 m ³	266 000 m ³ tilsvarer IXTOC x 0,5 tilsvarer Macondo x 0,34
Havdyp	1 500 m	50 m	BHL: for det meste grunnere enn 300 m (3 prospekter er kartlagt på havdyp fra 1 000 til 1 200 meter)

Det valgte verste scenario for utblåsning i BHL som er beskrevet i scenariorapporten er en tenkt utblåsning av svært alvorlig omfang sett i et historisk perspektiv, både nasjonalt og internasjonalt. Det er et scenario som tar hensyn til ulykkesstatistikker, kunnskap, usikkerhet om BHL, og om petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Det er et utblåsningsscenario forbundet med lav sannsynlighet, men som det likevel vurderes relevant og forsvarlig å legge til grunn for miljørisikoanalyser og dimensjonering av risikoreduserende tiltak i BHL.

Til sammenligning er det i mars 2010 konkludert med at det utblåsningsscenarioet som vurderes mer representativ for aktiviteter i BHL tar utgangspunkt i samme utblåsningsrate og oljetetthet, men har en utblåsningsvarighet på 2 dager.

5.9 Konsekvenser av Macondo-utblåsningen for det verste utblåsningsscenario som er valgt i BHL

5.9.1 Kvaliteten av informasjon om Macondo-utblåsningen pr. 01.10.2010

Petroleumstilsynet har helt siden Macondo-utblåsningen startet arbeidet kontinuerlig for å kunne vurdere alle faser av ulykken opp mot norske forhold og norsk regelverk, slik at eventuelle endringer kan initieres så tidlig som mulig. Petroleumstilsynet har 7. mai 2010 etablert en tverrfaglig intern prosjektgruppe for å følge opp katastrofen med Deepwater Horizon i GoM og etatens nasjonale og internasjonale nettverk er mobilisert. Etaten følger opp ulike høringer i USA, det er avholdt en rekke møter med ulike aktører og ressurspersoner i Norge, USA, EU, North Sea Offshore Authorities Forum, International Regulatory Forum etc.

Petroleumstilsynet overvåker, samler inn og vurderer fortløpende svært mye informasjon om boretekniske og -operasjonelle forhold ved ulykken, og om mange andre spørsmål som vurderes å ha betydning for risikostyring på norsk sokkel. Det berører alt fra tekniske og operasjonelle barrierer, beredskap, styringssystemer, aktørbilde, HMS-kultur, til myndighetenes regelverksstrategi, tilsynsstrategi, partssamarbeidet, FOU mv.

Det er svært mye informasjon om ulykken som er tilgjengelig og som brukes i en overveldende mengde vurderinger i manges regi. Gitt etatens rolle og mandat som selvstendig fag- og tilsynsetat, er Petroleumstilsynet avhengig av et **pålitelig** informasjonsgrunnlag. Gitt sine tilmålte ressurser, vurderer Petroleumstilsynet det slik at det pr. 01.10.2010 fortsatt er begrenset informasjon om Macondo-ulykken som vurderes pålitelig. Dette begrenser det Petroleumstilsynet anser som faglig forsvarlige konklusjoner så tidlig etter ulykken. Petroleumstilsynets konklusjoner på det nåværende tidspunktet er således å anse som foreløpige konklusjoner.

Gitt informasjon som vurderes pålitelig pr. 01.10.2010, oppsummeres i etterfølgende avsnitt de faglige vurderingene som Petroleumstilsynet har hatt kompetanse og kapasitet til å gjennomføre for å revurdere de faglige innspill som etaten leverte til Risikogruppen og Faglig Forum, slik de fremgår i høringsdokumenter som er lagt frem i mars 2010, i lys av Macondo-utblåsningen.

5.9.2 Validitet av kunnskap og erfaringer som er lagt til grunn for det verste scenarioet

Det er i tatt utgangspunkt i forutsetningene for risikobeskrivelser som ble lagt frem i mars 2010. Det er foretatt innledende vurderinger av om det foreligger pålitelig informasjon om Macondo-utblåsningen som utfordrer disse forutsetninger.

Pr. 01.10.2010 er Macondo blitt den verste utblåsning historisk sett, med en total utslippsvolum som foreløpig anslås til 780000 m³ (659 000 tonn). Foreløpige anslag på totalt utsluppet volum fra Macondo-brønnen viser at det er 1,2 ganger større enn IXTOC I, 22 større enn Montara, 39 ganger større enn Bravo.

Det er ikke kommet frem opplysninger etter Deepwater Horizon-ulykken som skulle tilsi at denne ulykken var utenkelig. University of California, Berkeley DHSG fremhever for eksempel at denne ulykken kunne vært forhindret og at denne synes å være resultatet av et mangfold av regelverksbrudd og manglende kontroll av regelverksetterlevelse. Det er foreløpig ikke avdekket årsak/virkningssammenhenger som ikke var kjent fra før ulykken skjedde, heller ikke nye, tidligere ukjente tekniske operasjonelle, organisatoriske problemstillinger. Petroleumstilsynet har ikke informasjon om at tidligere antagelser om hvilke risikopåvirkende faktorer som er av betydning for storulykkesrisiko ikke er valide.

Tidligere antagelser om aktivitetsbilde i BHL, om lokasjonsspesifikke forhold i BHL og om kjennetegn ved potensiell fremtidig virksomhet i BHL bygget i stor grad på andre etaters faglige vurderinger. Petroleumstilsynet er ikke kjent med at det er foretatt andre endringer i disse antagelsene enn ODs oppdaterte aktivitetsbeskrivelse. Det er ikke registrert at Macondo-utblåsningen vurderes å endre tidligere vurderinger av relevant fremtidig virksomhet i BHL, relevante lokalisering, havdyp, avstand fra land, reservoarmessige forhold (herunder type hydrokarboner, oljeegenskap, trykk- og temperaturforhold), meteorologiske forhold, ressursgrunnlag og -tilstand, skipstrafikk mv. Disse forhold er som tidligere nevnt viktige for å begrunne scenariovalget. Det er med andre ord hittil ikke fremkommet ny kunnskap om hvilke områdespesifikke forhold som påvirker utblåsningsrisiko og hvor mye områdespesifikke forhold påvirker utblåsningsrisiko. Det foreligger pr. 01.10.10 ikke informasjon om Macondo-utblåsningen som tilsier at vår kunnskap om hva som påvirker utblåsningsrate og -varighet ikke er valid.

Det at Macondo-utblåsningen har skjedd betyr ikke at petroleumsvirksomheten på norsk sokkel plutselig er blitt farligere. Macondo-utblåsningen demonstrerer for så vidt kjente begrensninger av brønnskrolltiltak når så mange barrierer har sviktet. Montara-utblåsningen viser at disse begrensningene er uavhengige av om utblåsning skjer på dypvann eller ikke. Det er foreløpig klart at teknologi- og kunnskapsutvikling på dette området ikke har vært prioritert og at dette må bli et prioritert FOU-område fremover.

Petroleumsnæringen er en internasjonal næring, og Macondo- og Montara-utblåsninger inntreffer så tett opp til hverandre i tid at det er grunn til å reise alvorlige spørsmål ved aktørens prioritering av sikkerhet. Det reiser også viktige spørsmål om regelverk, aktørens regelverksetterlevelse, myndighetenes kontroll av regelverksetterlevelse mm. Det er foretatt innledende vurderinger av disse forholdene, slik det fremgår av et annet kapittel i denne rapporten. Det er pr. 01.01.10 ikke informasjon som er egnet til å endre det valgte verste utblåsningsscenario for BHL.

Petroleumstilsynet har ikke informasjon om Macondo-utblåsningen som er egnet til å begrunne en endring i metodisk tilnærming til analyse av ulykkesrisiko i BHL. Det er også foretatt vurderinger av ulike dokumenter som omhandler forslag til metodisk tilnærming til utblåsningsscenarioer herunder SPE-respons²³ til dokumentasjonskrav som BOEM har varslet), som så langt ikke bringer ny kunnskap, verken i et enkeltbrønnperspektiv eller i et regionalt perspektiv. OLF²⁴, IRIS og andre har i lengre tid hatt mer raffinerte retningslinjer på slike analyser. Disse inngår i kunnskapsgrunnlaget som er brukt for å velge utblåsningsscenario i BHL.

Macondo-utblåsningen kan endre noen statistikker og sannsynlighetsberegninger, men det er for tidlig å forutsi hva og hvor mye vil endres. Relevant informasjon antas å være tilgjengelig på et senere tidspunkt. Valg av utblåsningsscenario i BHL baserer seg dessuten som nevnt på langt mer informasjon enn kun utblåsningsstatistikker.

5.9.3 Geofaglige vurderinger

Som nevnt er informasjon om geologi i BHL viktig for å vurdere hva som kan ansees som relevante utblåsningsscenarioer for BHL-området.

OD bekrefter at informasjon om reservoartrykk, GOR og oljetyper i BHL som lå til grunn for scenariorapportens vurderinger av utblåsningsscenarioer fortsatt er relevant pr 01.10.2010.

Det vises for øvrig til ODs vurderinger i kapittel 3.5 om at det ikke funnet geologisk grunnlag for den samme kombinasjonen av gode reservoaregenskaper, meget høyt reservoartrykk, flyktig olje og stort havdyp som på Macondo i Mexicogolfen.

Det vurderes med andre ord ikke faglig forsvarlig å bruke utblåsningsrate til Macondo (innledende rate anslått til 9900 m³/d, deretter redusert til 8400 m³/d) som øvre grense for det verste utblåsningsscenario i BHL.

Som nevnt ovenfor er den verst tenkelige utblåsningsrate (20 000 m³/dag) som er omtalt i scenariorapporten en teoretisk rate som bruker de verste ytterverdier på samtlige parametre i en modell, uten hensyn til relevansen av det i praksis. Det er et scenario som overgår de historiske verste utblåsningene (4 ganger større enn IXTOC og 2 ganger større enn Macondo). Å velge en øvre ramme for utblåsningsrate på 20 000 m³/dag i BHL vurderes ikke som faglig forsvarlig.

Det valgte verste utblåsningsscenario bruker en stabil utblåsningsrate på 4 500 m³/dag over 50 dager, til tross for at utblåsningsrate erfaringsmessig ofte avtar over tid. Det har vært mye usikkerhet omkring utblåsningsrate under selve Macondo-utblåsningen, og selv om det pr. 01.10.2010 fortsatt foreligger usikkerhet om utblåsningsrate, er det anslått en initiell rate på 9900 m³/dag og en senere rate på 8400 m³/dag. En del av brønnstrømmen (anslått til ca 100 000 m³) ble etter hvert avledet til boreinnretninger.

²³ http://www.spe.org/notes/wp-content/uploads/2010/09/spe_wcd_final.doc

²⁴ <http://www.olf.no/getfile.php/Dokumenter/SJEKK%20Milj%C3%B8rapporter/Dokumenter/Retningslinjer%20for%20beregning%20av%20utbl%C3%A5sningsrater.pdf>

Macondo-utblåsningen ble stanset etter 87 dager ved hjelp av en topp kill-metode, men 2 avlastningsbrønner ble også boret. Den ene avlastningsbrønnen ble brukt til bottom-kill, etter at top-kill var avsluttet. Utblåsningsvarighet påvirkes blant annet av type utblåsning, havdyp og reservoaregenskaper. En undervannsutblåsning (slik Macondo-utblåsningen var) vil som regel være den mest krevende type utblåsning å bringe under kontroll, spesielt på store havdyp og høye rater. Macondo-utblåsningen skjedde på et havdyp på 1500 m. Som redegjort for vurderes relevante utblåsningsrater å være lavere i BHL, oljerelatert virksomhet i BHL forventes ikke på store havdyp og reservoaregenskaper på slike havdyp vurderes dårligere på norsk sokkel enn i GoM. Geofaglige vurderinger som foreligger pr. 01.10.10 understøtter ikke en endring av det verste utblåsningsscenarioet som er valgt for BHL.

5.9.4 Øvrige vurderinger av havdyp som risikopåvirkende faktor

Macondo-utblåsningen skjedde i forbindelse med boring på dypt vann (1500 m). USA har snart etter ulykken valgt å beslutte et moratorium (opphevet 12.10.2010) på alle boreaktiviteter på havdyp dypere enn 500 ft (ca 150 m) i påvente av mer informasjon fra granskinger som er iverksatt etter katastrofen. Petroleumstilsynet har umiddelbart etter katastrofen prioritert oppfølging av pågående og planlagte dyptvannsboring, samt igangsatt et arbeid for å revurdere erfaringene med dyptvannsboring på norsk sokkel.

Med utgangspunkt i RNNP-databasen er det gjort en egen analyse av tilløpshendelsene som har inntruffet på havbunnsbrønner fra 1999 til 2009. Analysen dekker såkalte brønnhendelser, som er tilløpshendelser som hadde potensial til å føre til akutte oljeutslipp og som kunne føre til en ukontrollert utblåsning dersom flere barrierer hadde sviktet. Brønnskrollhendelser knyttet til vanninjeksjon og grunn gass ble ikke inkludert, da slike tilløpshendelser vurderes å ikke kunne føre til akutt utslipp av råolje til sjø.

For brønner på havdybde større enn 1500 meter er det ikke registrert noen brønnskrollhendelser. Det er kun boret to brønner i denne havdybdekategorien på norsk sokkel siden midten av 90-tallet. Datagrunnlaget for brønner på denne havdybden er dermed minimalt. Det er registrert fem brønnskrollhendelser på letebrønner i havdybdekategori 1000-1500 meter i perioden 1999-2009, alle i Norskehavet. Tre av hendelsene er på samme letebrønn, hvor to av disse var knyttet til vanninnstrømning.

Analysen som er gjennomført viser at det er registrert relativt få brønnhendelser på havbunnsbrønner per år. Ingen av disse har utviklet seg til en hendelse med akutt utslipp til sjø. Totalt sett er det en klar overhyppighet av brønnhendelser for dypvannsbrønner (havybde over 600 meter), som i de fleste tilfeller er statistisk signifikant høyere enn for ikke dypvannsbrønner. Hvis en kun ser på letebrønner, og regner alle tre hendelsene på brønn 6302/6-I (2005) som en hendelse, så blir det for lite data til å konkludere om en statistisk høyere hyppighet av brønnskrollhendelser for dypvannsbrønner. Foreløpig har mer detaljerte undersøkelser av de tilløpshendelsene som har oppstått i forbindelse med dyptvannsoperasjoner ikke identifisert at det er havdypet som sådan som alene kan forklare denne overhyppigheten.

Oversikt over de verste utblåsningene i periode 1969-2010 viser at med unntak av Macondo har de alvorligste ukontrollerte utblåsninger historisk sett skjedd på havdyp grunnere enn

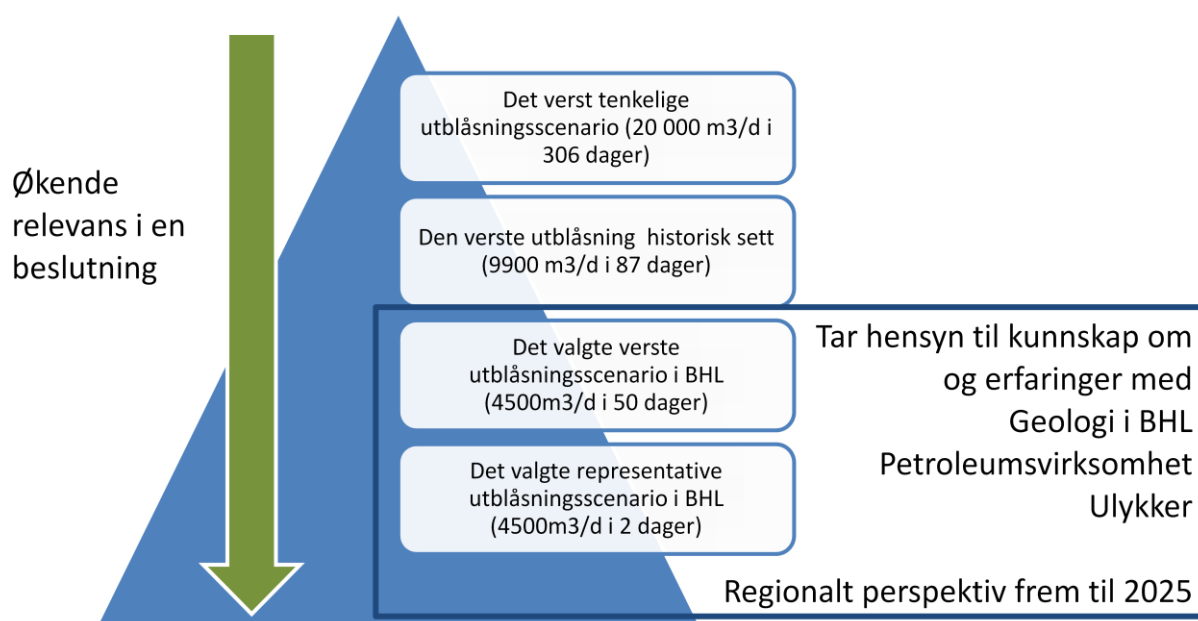
100 m (Montara: 83 m, Bravo: 70 m, IXTOC: 50 m, Santa Barbara: 57 m²⁵). Det er pr. dags dato Petroleumstilsynets vurdering at læring fra Macondo-utblåsningen ikke kan avgrenses til leteboring på dypvann. All erfaring tilsier at årsak til en storulykke ikke kan avgrenses til lokasjonsspesifikke, tekniske og operasjonelle forhold på en innretning, men at det er resultatet av omfattende og langvarig svikt i et helt system, som går langt utover en konkret operasjon på en innretning.

Som nevnt er det etter OD's vurdering ikke funnet geologisk grunnlag for den samme kombinasjonen av gode reservoaregenskaper, meget høyt reservoartrykk, flyktig olje og stort havdyp som på Macondo i Mexicogolfen.

Det er med andre ord Petroleumstilsynets vurdering at det foreløpig ikke foreligger informasjon om Macondo-utblåsningen, BHL eller norsk sokkel, som tilsier at tidligere vurderinger av havdyp som risikopåvirkende faktor ikke er gyldige.

5.10 Petroleumstilsynets konklusjon med hensyn til konsekvenser av områdespesifikke forhold for det valgte verste utblåsningsscenarioet i BHL

Det er redegjort for de vurderingene som er gjort for å velge det verste utblåsningsscenarioet for BHL, gitt Risikogruppens mandat. Det forklarer blant annet hvorfor det kan være forskjell mellom det verst tenkelige utblåsningsscenarioet (dersom alt svikter, dersom de verste betingelser gjelder når alt svikter osv.), den verste historiske utblåsningen (Macondo-utblåsningen) og det verste utblåsningsscenarioet i BHL (det verste scenarioet, gitt foreliggende kunnskap og usikkerhet om ulykker, virksomheten, området mv.).



²⁵ Det må tas i betraktning at 3 av disse hendelsene skjedde for så lang tid siden at 100 m var det dypeste vanddyp en da gjennomførte boreoperasjoner på.

Mulig utfallsrom for en utblåsning er veldig stort og en sentral utfordring ved valg av ulykkesscenario er at BHL er et svært geografisk område med begrenset petroleumsvirksomhet og begrenset datamateriale. Det verste utblåsningsscenarioet for BHL er valgt utfra en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper, som gir en total mengde forurensning tilsvarende halvparten av IXTOC I.

Valg av utblåsningsscenarioer bygger på helhetlige vurderinger som tar utgangspunkt i tilgjengelig kunnskap og erfaringer om petroleumsvirksomhet, norsk sokkel, BHL, ulykker og styring av ulykkesrisiko. Det er med dette utgangspunktet foretatt en revurdering av det valgte verste utblåsningsscenarioet i lys av Macondo-utblåsningen.

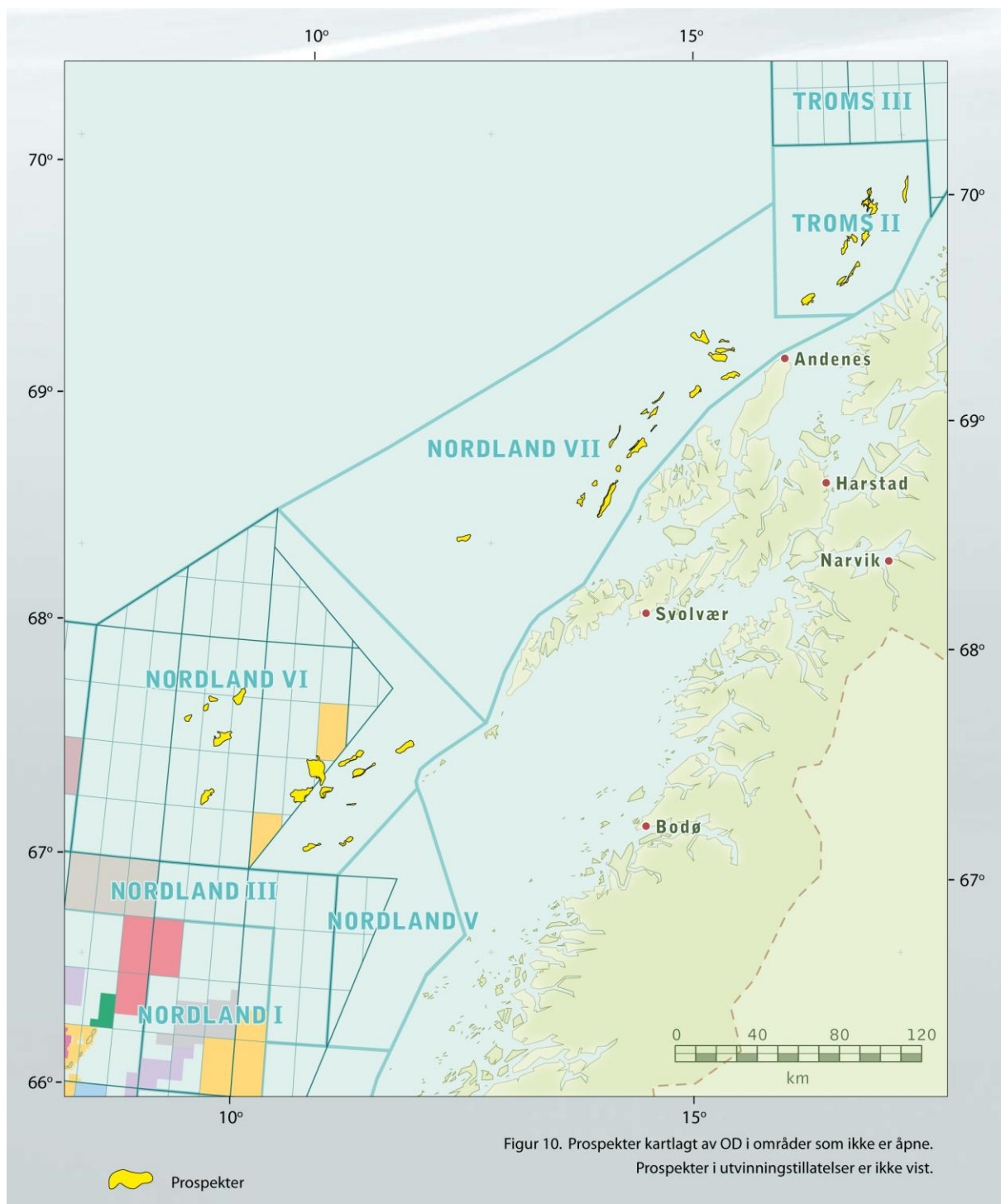
Macondo-utblåsningen og IXTOC-utblåsningen står begge i en særklasse med hensyn til utslippsvolumer, -rate og -varighet historisk sett (1969-2010). Macondo-utblåsningen anslås å ha ført til et akutt utslipp 1,2 ganger større enn IXTOC.

Vurderinger som pr. 01.10.10 er mulig å gjennomføre om forskjeller mellom GoM og BHL hva angår geologi, havdyp, petroleumsvirksomhet mv gir foreløpig ingen faglig grunn til å konkludere at det verste utblåsningsscenarioet som er valgt for BHL ikke er konservativ nok.

Gitt Risikogruppens mandat, gitt risikovurderingers funksjon i en beslutningsprosess, og gitt det vi foreløpig vet om BHL og Macondo-utblåsningen er det, innenfor Petroleumstilsynets kompetanseområde, foreløpig ikke faglige argumenter for å forsvare en oppdatering av det verste utblåsningsscenario for BHL. En har pr. 01.10.2010 ikke informasjon til å forsvare å legge til grunn Macondo-brønnens utblåsningsrate, -varighet og -volum for å definere det verste utblåsningsscenarioet for BHL. Det ansees nødvendig med ny/mer/mer pålitelig informasjon før det verste utblåsningsscenarioet eventuelt endres for ikke å risikere å redusere scenarioets beslutningsrelevans for BHL.

5.10.1 Ny kartlegging av prospekter

Oljedirektoratet har pr. april 2010 kartlagt 50 prospekter utenfor Lofoten og Vesterålen. Det innebærer at det kan være hensiktsmessig å vurdere aktuelle utslippspunkt i forhold til dette arbeidet. Nye utslippsmodelleringer bør modelleres ut fra de forutsetninger som gjelder for Lofoten og Barentshavet, og ikke med reservoardata fra Mexicogolfen. Prospektene ligger hovedsakelig i områder med grunt vann, men tre er kartlagt på havdyp fra 1000 til 1200 meter.



6 Gjennomføring av supplerende oljedriftsmodelleringer

6.1 Innledning

Ulykken i Mexicogolfen viser at store uhell knyttet til petroleumsvirksomheten kan skje. Sett i lys av dette vurderes det som viktig at store, relevante utslippsscenarioer knyttet til evt. fremtidig petroleumsvirksomhet ligger inne i beslutningsgrunnlaget når drift og spredning av potensielle hendelser i planområdet skal vurderes.

Det ble i forbindelse med Fellesrapporten gjennomført modelleringer av oljens drift og spredning for noen utvalgte lokasjoner, og for noen identifiserte utslippsscenarioer. Det er nå gjort en vurdering av om foreliggende beslutningsgrunnlag er dekkende, sett i lys av erfaringene fra Macondo-ulykken. Ny kunnskap om mulige petroleumsprospekter i området (ref avsnitt 5.7.1) er også tatt inn i disse vurderingene.

Basert på disse vurderingene er det identifisert behov for å gjennomføre noen nye oljedriftssimuleringer for å supplere det foreliggende analysegrunnlaget for området. Risikogruppen har bestilt supplerende oljedriftssimuleringer fra tre punkter identifisert ut i fra Oljedirektoratets kartlegging av april 2010, og ut i fra rater og varigheter som hele risikogruppen vurderte som hensiktsmessige (se for øvrig merknad til dette under).

- Punkt 3 – lokalisert 32 km fra nærmeste land som er øyområdene på Røst i Lofoten, havdyp 156 m. Lokasjonen ligger i et område med flere prospekter, og i kyststrømmen. Punktet er tidligere modellert for utslipp med kort varighet, men vurderes relevant å modellere også for en større hendelse.
- Punkt 4 – lokalisert 117 km fra nærmeste land (Røst), havdyp 1238. Punkt 4 ligger i et område med flere prospekter, og er valgt å modellere for å undersøke oljens drift og spredning fra lokasjoner på større havdyp.
- Punkt 6 – lokalisert 18 km fra nærmeste land i Vesterålen, havdyp 90 m. Punkt 6 modelleres som supplement til tidligere modelleringer i Nordland VII, for å dekke opp nye mer kystnære prospekter.

Punktene nr 3, 4 og 6 er markert på kartet nedenfor. Nye simuleringer er gjennomført for en rate på 4 500 Sm³/d og med varigheter på henholdsvis 2 og 50 døgn. Dette representerer to scenarioer som også er modellert i de tidligere oljedriftsberegningene.

- 4500 Sm³/d i 2 døgn modelleres som et representativt utblåsningsscenarie for planområdet, og vurderes som viktig å ha med i tillegg til høyt scenario som sammenligningsgrunnlag
- 4500 Sm³/d i 50 døgn modelleres som et beslutningsrelevant høyt scenario i BHL (basert på vurderinger i kapittel 5)

Oljetype Balder, med egenvekt 914 kg/Sm³, vil benyttes ved begge varigheter, mens oljetype Goliat Blend (en lettere olje), med egenvekt 822 kg/Sm³, vil benyttes bare ved den lengste varigheten. Oppdraget er gitt til DNMI (enkeltsimuleringer) og DnV (oljedriftsstatistikk).

Resultatene fra de nye oljedriftssimuleringene anses som et viktig supplement til beslutningsgrunnlaget i Fellesrapporten, både for å fange opp relevante lokasjoner som tidligere ikke har vært modellert, samt for å modellere store utslipp for alle utslippspunktene. Det er imidlertid viktig å påpeke at dette representerer eksempelhendelser for de modellerte punktene og scenariene, og ikke medfører informasjon for hele forvaltningsplanområdet.



Figur 6 Utslippsposisjoner benyttet i oljedriftsmodelleringen. De gule punktene er de opprinnelige posisjonene. (Figur hentet fra "Grunnlagsrapport (HFB). Nye oljedriftssimuleringer. 22 nov 2010)

6.2 Valg av rater og varigheter for supplerende oljedriftssimuleringer

Det har vært diskusjoner i Risikogruppen om hva som er mulig utfallsrom ved en eventuell utblåsning i Lofoten- Barentshavet, og hva man anser for å være et verst tenkelig scenario for Lofoten – Barentshavet sett i lys av Macondo-utblåsningen.

Risikogruppen har blitt enige om å gjennomføre nye oljedriftssimuleringer for de rater og varigheter alle gruppens medlemmer kunne enes om (4500 m³/d i 50 døgn). Dette representerer et relevant høyt utblåsningsscenario i Barentshavet - Lofoten, med beslutningsrelevans relatert til egnethet for å fremme sikkerhetshensyn i en beslutningssituasjon.

Det er imidlertid ikke etablert klare kriterier for hva som ansees beslutningsrelevant i relasjon til miljørisiko, og det er ikke klarlagt hvorvidt det er beslutningsrelevant å trekke inn hendelser med større utfall enn det som benyttes i de nye oljedriftssimuleringene.

Risikogruppen mener det er behov for å videreutvikle kriteriene for utvelgelse av beslutningsrelevant informasjon som gir riktige scenarioer tilknyttet miljørisiko.

6.2.1 Merknad til valg av rater og varigheter for supplerende oljedriftsmodelleringer

Flere etater (Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og Direktoratet for Naturforvaltning) har i tillegg til igangsatte modelleringer ønsket å gjennomføre simuleringer for eksempel scenarioer med høyere rate/varighet enn det som nå modelleres. Dette begrunnet med at det så langt ikke er klarlagt omstørre hendelser i planområdet er realistisk eller ikke. Det ansees som relevant å ha kunnskap om mulig drift og spredning av oljeutslipp for eksempel hendelser i de øvre mulige utfallsrommene for slike hendelser i Lofoten-Barentshavet. Dette er også relevant som underlag for videre vurderinger av risiko for miljøet. Den valgte raten på 4500 m³/d stammer blant annet fra en vurdering av rater for Goliat feltet og ligger under den vektete middelverdien for feltet. I forbindelse med planleggingsprosessen for flere leteboringer i Barentshavet har det vært identifisert høyere sannsynligheter for høyere rater enn 4500 m³/d, og enkelte leteboringer har inkludert lengre varigheter enn 50 døgn i analysegrunnlaget. Det har imidlertid så langt i dette arbeidet ikke vært mulig å identifisere en høyere rate og varighet for planområdet som utgangspunkt for modelleringer, gitt vurderingene i kapittel 5 og fordi det har vært lagt vekt på å legge fram beslutningsrelevant informasjon om ulykkesrisiko i et lite utbygd område på 14 000 km², og i et langsiktig perspektiv.

Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og Direktoratet for Naturforvaltning anbefaler derfor at det i forvaltningsplansammenheng jobbes videre for å definere hva som er mulig utfallsrom i Barentshavet-Lofoten, samt om det ut i fra et kvantitativt / statistisk grunnlag er mulig å identifisere hendelser (rater og varigheter) i øvre del av utfallsrommet i planområdet, som relevante eksempel hendelser for modellering av oljens drift og spredning. Videre er det behov for å videreutvikle kriteriene for utvelgelse av beslutningsrelevant informasjon som gir riktige scenarioer tilknyttet miljørisiko.

Klima- og forurensningsdirektoratet har omtalt sitt syn på valg av rater og varigheter i kapittel 7.2.1. Klif mener også at det er viktig å få best mulig grunnlag for ytterligere beskrivelser av mulige miljøkonsekvenser og vurderinger av beredskapsbehov. I det videre arbeidet med forvaltningsplanen er det behov for å diskutere hva som er riktige scenarioer for å analysere miljørisiko. Herunder må vi også diskutere hva vi mener er beslutningsrelevant informasjon tilknyttet miljørisiko. For Barentshavet mener Klif at det allerede nå er grunnlag for å anbefale spredningsmodellering av scenarioer med høyere rater.

6.3 Resultater av Oljedriftsimuleringer

6.3.1 Enkeltsimulering oljedrift

6.3.1.1 Modell

Til enkeltsimuleringer ble oljedriftmodellen ved met.no (OD3D) benyttet (Wettre et al., 2001). Modellen benytter oljeforvittringsdata og algoritmer utviklet av SINTEF. Dette inkluderer tabeller for forvitring over tid, men oljepartiklene har en maksimal levetid på 20 dager.

Driverdata kommer fra met.nos operasjonelle modeller for hav (MIPOM), atmosfære (HIRLAM) samt bølgemodellen WAM som benytter vind i 10 m høyde i HIRLAM-modellen for å beregne vindbølger og dønning. Bølger er viktig for oljedriftsimuleringer, siden Stokesdrift er en viktig komponent i den horisontale forflytningen (adveksjonen) av olje. Bølger driver også nedblanding og oppbrytingen av oljeflaket. Overflatestrøm, saltholdighet og temperatur kommer fra MIPOM-modellen. Alle modellene benyttet her har 4 km horisontal oppløsning. Stokesdrift og overflatestrøm er av samme størrelsesorden.

Det ble ikke lagt føringer på hvilken dato som skulle brukes i simuleringene, så det ble valgt å starte 50 døgns simuleringer 1. januar 2010. Simuleringene startet i overflaten, ettersom lengre tids simuleringer ikke kunne benytte strømdata i dypet.

For 2 døgns simuleringer ble den vanlige operasjonelle versjonen av OD3D benyttet, og dagens dato (som da var i oktober). Denne versjonen av oljedriftsmodellen benytter strøm i alle nivåer nedover i vannmassene, og simuleringene ble derfor initialisert på riktig dyp.

Merknader:

OD3D er en operasjonell beredskapsmodell, og ikke en statistisk oljedriftsmodell. Det er derfor ikke realistisk å sammenligne resultater fra OD3D med DNV's statistiske oljedriftsmodell direkte. Det er dog mulig å se på oljebudsjettene og oljedriften/spredningen for de to modellene og danne seg en mening om hvorvidt de beregnede sannsynlighetene fra DNV's modell ser realistiske ut.

Ved 50 døgns simuleringer ble det benyttet en versjon av OD3D som kun brukte strøm for overflaten, og ingen strømmen lenger ned i vannmassene. Dette førte til urealistisk lave tall for mengde dispergert olje.

Forskjellen i startdato på 2 døgns og 50 døgns simuleringer vil føre til ulike resultater for samme posisjon mht hvor mye olje som strander, når oljen strander osv., ettersom det dreier seg om ulike tider på året, og altså forskjellige driverdata (vind, strøm osv er ikke lik).

Med 4 km oppløsning vil kystlinjen ikke være veldig detaljert. Små øyer, skjær og bukter vil ikke bli oppløst. Met.no oppgraderer derfor for tiden sitt system til å benytte havmodell med under 1 km horisontal som driverdata til oljedriftsimuleringer.

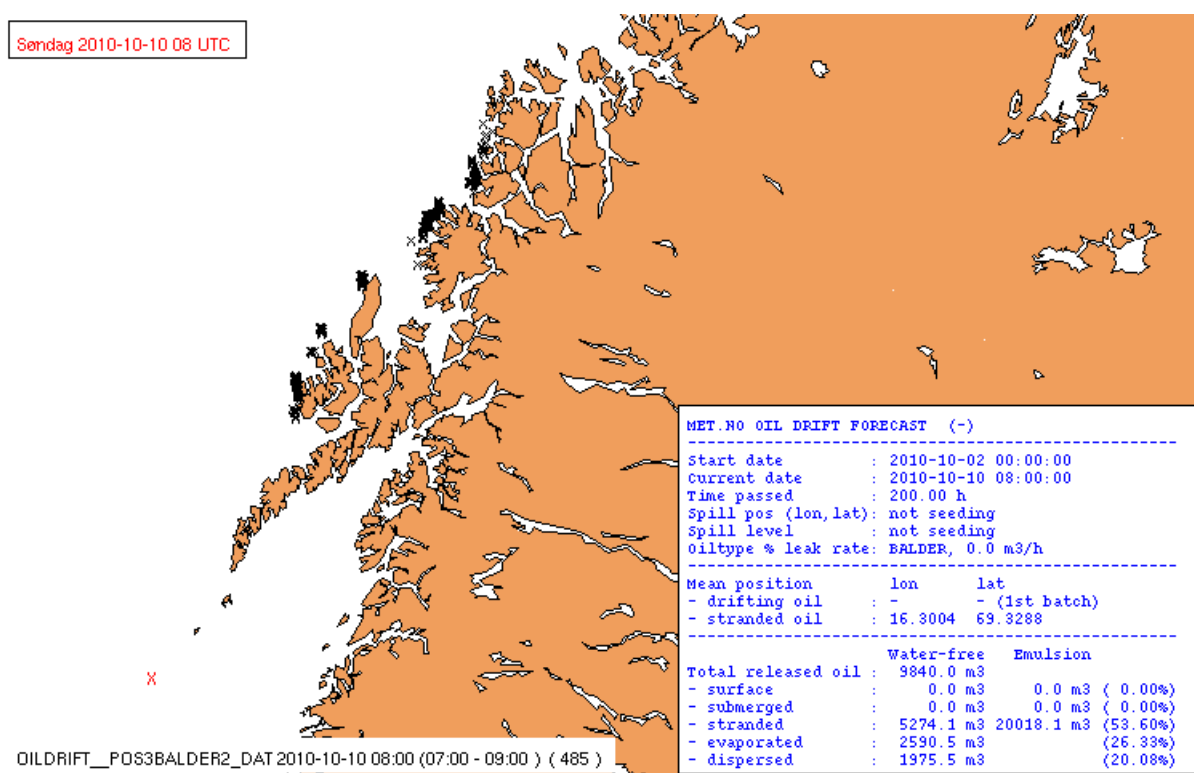
6.3.1.2 Oppsummering av OD3D simuleringer

Posisjon 3:

2 døgns simulering, *Balder* olje, utslipp på 160 m dyp. Dato 2.10 – 10.10. Første olje strander etter 140 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 54% av oljen strandet. Ca. 26% har fordampet, 20% er naturlig dispergert.

50 døgns simulering, *Balder* olje, overflateutslipp. Dato 1.1 – 11.3. Første stranding etter 216 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 60% av oljen strandet. Det er ingen olje på overflaten, 20% har fordampet. Ingen tall for naturlig dispersjon.

50 døgns simulering, *Goliat* olje, overflateutslipp. Dato 1.1 – 11.3. Første stranding etter 216 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 42% av oljen strandet. Det er ingen olje på overflaten, 41% har fordampet. Ingen tall for naturlig dispersjon.

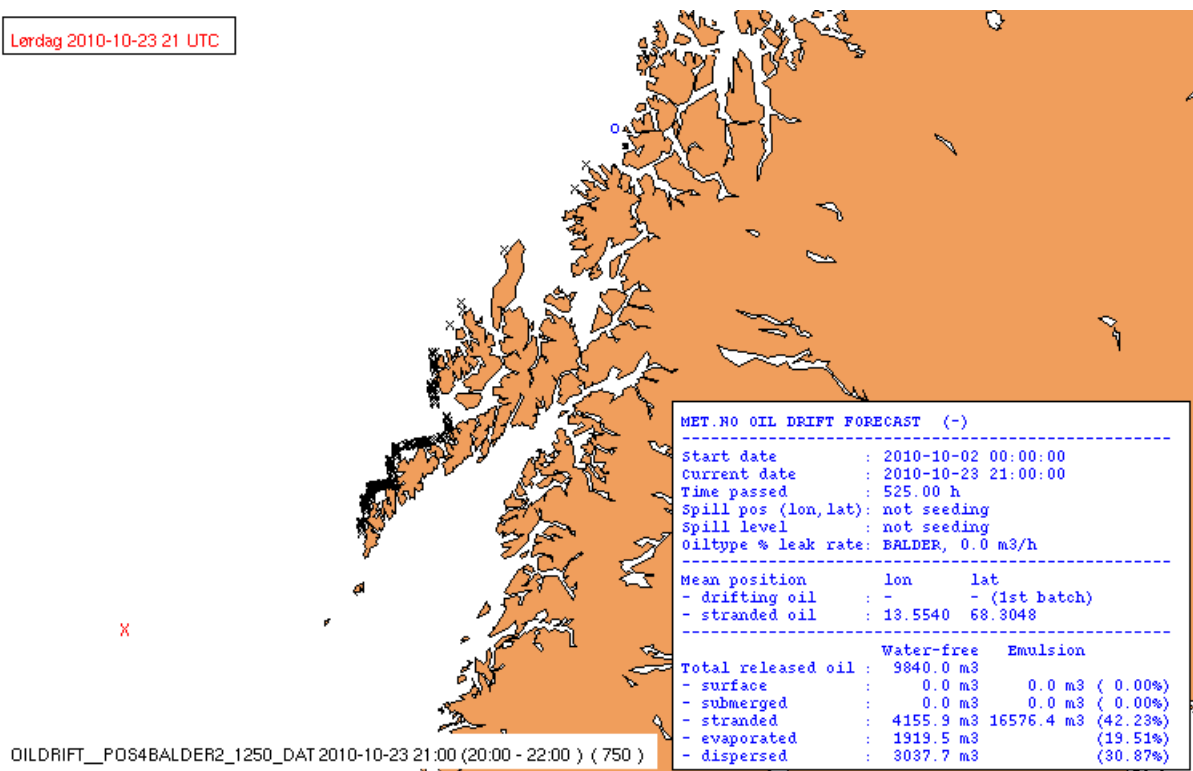


Figur 7. 2 døgns utslipp av Balder olje fra posisjon 3 (rødt kryss)

Posisjon 4:

2 døgns simulering, *Balder* olje, utslipp på 1250 m dyp. Dato 2.10 – 10.10. Første stranding etter 242 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca 42% strandet, ca. 20 % av oljen har fordampet, og 31% er naturlig dispergert.

50 døgns simulering, *Balder* olje, overflateutslipp. Dato 1.1 – 11.3. Første stranding etter 240 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 24% av oljen strandet. Det er ingen olje på overflaten, 20% har fordampet. Ingen tall for naturlig dispersjon.

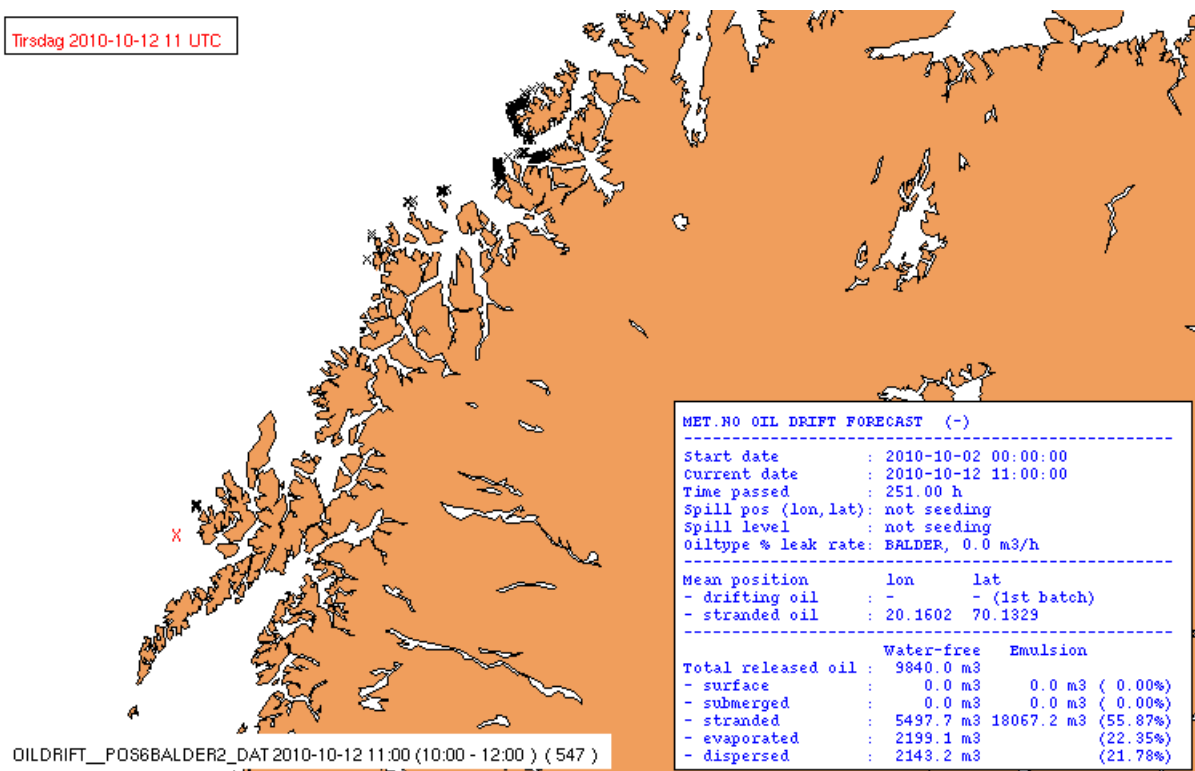


Figur 8. 2 døgns utslipp av Balder olje fra posisjon 4 (rødt kryss)

Posisjon 6:

2 døgns simulering, *Balder* olje, utslipp på 100 m dyp. Dato 2.10 – 12.10. Første olje strander etter 19 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 56% av oljen strandet. Ca. 22% har fordampet, 22% er naturlig dispergert.

50 døgns simulering, *Balder* olje, overflateutslipp. Dato 1.1 – 11.3. Første stranding etter 96 timer. Ved slutten av simuleringsperioden har ca. 76% av oljen strandet. Det er ingen olje på overflaten, 16% har fordampet. Ingen tall for naturlig dispersjon.



Figur 9. 2 døgns utslipp av Balder olje fra posisjon 6 (rødt kryss)

Konklusjoner:

Utslipp fra posisjon 4 fører til minst andel av olje som strander, både ved 2 døgns og 50 døgns utslipp. Utslipp fra posisjon 6 fører til størst andel av olje som strander, både ved 2 døgns og 50 døgns utslipp. Olje sluppet ut fra posisjon 6 har kortest ankomsttid av alle oljescenariene; for eksempel 19 timer ved 2 døgns utslipp. Olje sluppet ut fra posisjon 4 har lengst ankomsttid, rundt 240 timer. Dette stemmer overens med de statistiske simuleringene utført av DNV, selv om de to modellenes resultater ikke kan sammenlignes direkte.

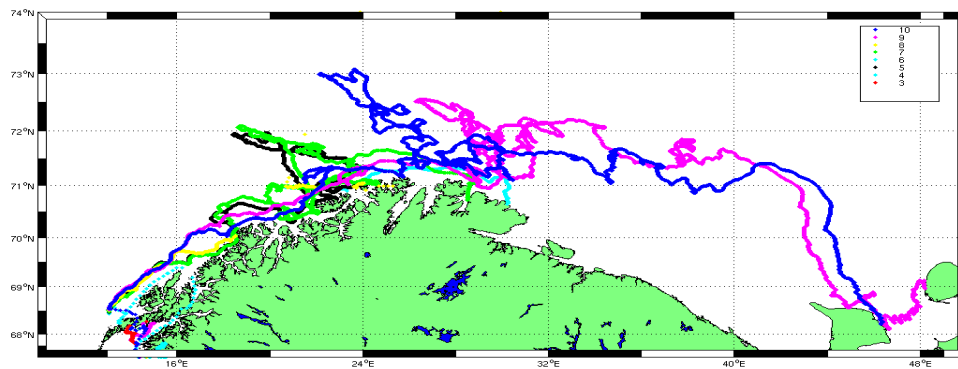
I motsetning til DNV ser man i OD3D en merkbar forskjell i oljebudsjetten for de to oljetypene Balder og Goliat ved samme utslippsscenario (posisjon 3, 50 døgns simulering.)

Simuleringene viser generelt at utblåsning fra en kystnær lokasjon mest sannsynlig gir stranding av brorparten av oljen i nærområdet i løpet av få dager. Utslippssposisjonen har mye å si for hvor stor andel av oljen som strander, og hvor mye av oljen som har mulighet til å spre seg nordover langs kysten og forurensse større strekninger. Når det tar lang tid før oljen strander, vil en større andel av oljen kunne spre seg over et større område, selv om det også gir oljen mer tid til å forvitte.

Kontinentalsokkelen er på sitt smaleste rett vest for Lofoten og Vesterålen, og ved utslipp et stykke fra kysten vil en stor del av oljen kunne fanges opp av kyststrømmen og den norske

atlanterhavsstrømmen og fraktes nordover, hele veien opp til Nordkapp og inn i Barentshavet. Dette stemmer overens både med forskningsresultater og med empiriske forsøk. Pågående forskningsprosjekter ved met.no (modellresultater og drivbøyeslipp) viser at oljeutslipp kan spres langs hele kysten av Troms og Finnmark i løpet av få uker og at dette er et realistisk scenario (Fig 5).

Det er altså vesentlig å ha gode strømndata av høy oppløsning tilgjengelig, i tillegg til informasjon om vind og bølger. Langs norskekysten ser man at strømmen til en stor grad bestemmer i hvilken retning og hvor raskt oljen vil drive.



Figur 10. Drivbaner for overflatebøyer (ISPHERE) som ble sluppet ved Vesterålen/Lofoten i 6.-8. april 2010. Noen av bøylene strandet i løpet av få dager, mens andre drev østover i Barentshavet i løpet av våren og sommeren. De raskeste bøylene nådde Nordkapp i løpet av to uker. ISPHERE-bøylene er konstruert for å drive på samme måte som olje på overflaten.

6.3.2 Oljedriftstatistikk

Det Norske Veritas (DNV) har gjennomført nye oljedriftssimuleringer basert på scenarioene beskrevet i kapittel 6.1. Disse resultatene bør sammen med tidligere resultater legges til grunn for det videre arbeidet med oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet – Lofoten. I det følgende presenteres noen resultater av de nye modelleringene. For øvrig vises det til rapporten "Grunnlagsrapport (HFB). Nye Oljedriftsmodelleringer." datert 22 nov 2010.

De nye resultatene bekrefter at valg av lokasjoner, rater og varigheter som legges til grunn for modelleringene har stor betydning for resultatene, både når det gjelder olje på havoverflaten, i strandsonen og vannsøylekonsentrasjoner. Noen viktige observasjoner er at dersom det skjer en utblåsning fra en kystnær lokasjon vil olje strande langs kysten, og dersom utblåsningen er langvarig er det sannsynligheter for at store oljemengder vil ramme kystområdene. En utblåsning lengre fra kysten og på dypt vann vil i større grad ramme

havområdene, men har også store sannsynligheter for å ramme kysten, og ut ifra resultatene spesielt i områdene der sokkelen er på sitt smaleste. Videre viser resultatene at det generelt er liten forskjell på de to oljetyperne mhp kystareal berørt (fig.6-6), mens totalt sjøareal berørt og oljemengdene er høyere for Balder sammenlignet med Goliat Blend. Alle punktene viser høye sannsynligheter for stranding både for utslipp i 2 døgn og i 50 døgn (100 % for punkt 6, og tilnærmet 93-100 % for punkt 3 jf. tabell 6-3). I pkt 3 er det opptil 20 % sannsynlighet for spredning til Vestfjorden ved sjøbunns – og overflateutslipp med 2 døgns varighet for Balderolje.

Punkt 3:

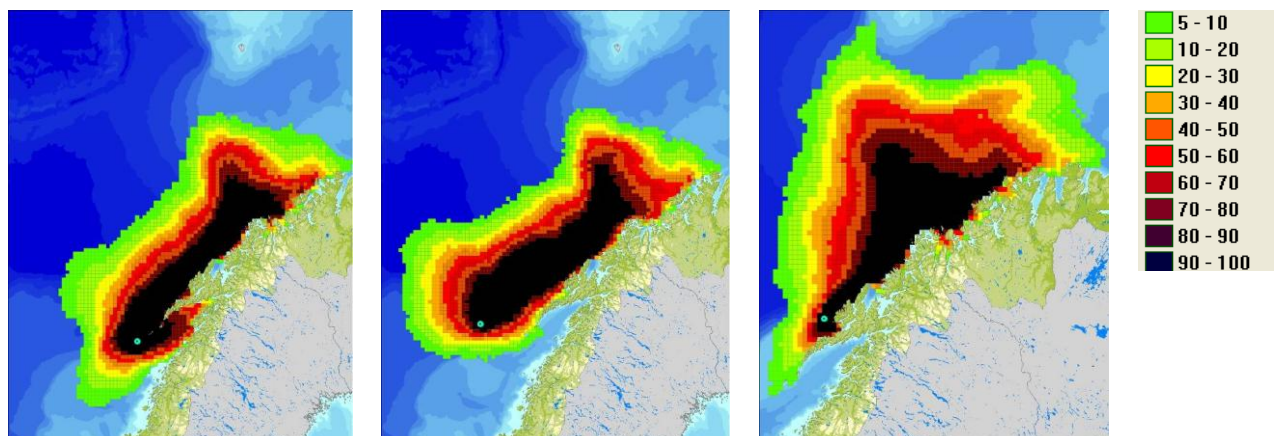
Modelleringen av overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Nordland VI – punkt 3 med 50 døgn varighet (Figur 6-2) viser at olje vil strekke seg inn i Vestfjorden, og influensområdets utstrekning går langs kystlinjen fra Meløy til Måsøy. Det er 5-10 % sannsynlighet for treff så langt nord som deler av Nordkapp. Dersom utblåsningen stanses etter 2 døgn er det større sannsynlighet for at oljen kun vil berøre et mindre område, men det er fremdeles høye sannsynligheter (inntil 80%) for at store deler av Lofoten og Vesterålen kan bli rammet, samt havområdene utenfor Steigen, Bodø og Gildeskål (5-20 % sannsynlighet for treff). Influensområdene for sjøbunnsutblåsning er noe mindre i utstrekning og treffsannsynlighet enn for overflateutblåsning.

Punkt 4:

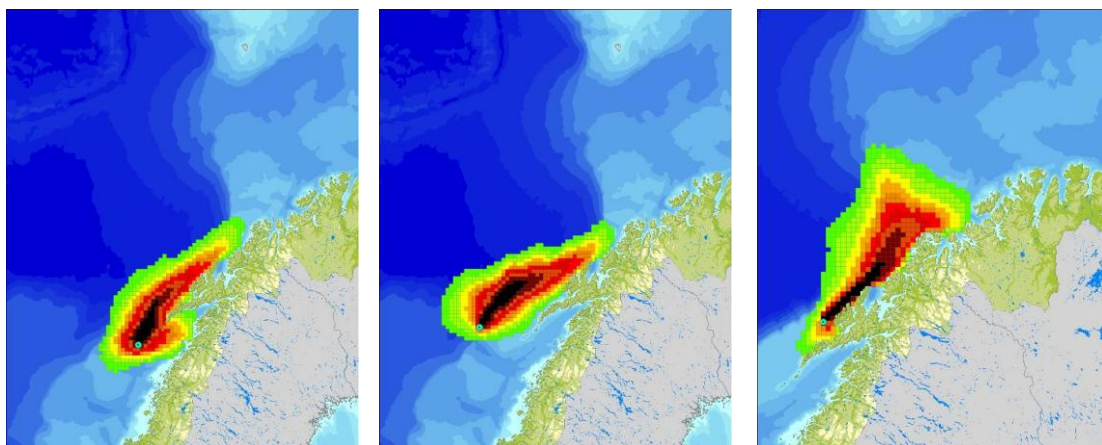
Modelleringen av overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Nordland VI – punkt 4 med 50 døgn varighet (Figur 6-2) viser omtrent samme nordlig-sørlig utstrekning som fra punkt 3, men oljen vil drive på utsiden av Lofoten og ikke strekke seg inn i Vestfjorden. Influensområdets utstrekning på havoverflaten er for øvrig større enn for punkt 3. Dersom utblåsningen stanses etter 2 døgn er sannsynligheten for stranding av olje betydelig redusert, men fortsatt høy i områdene der sokkelen er på sitt smaleste. Det er størst sannsynlighet for treff i kystområdene av Bø og Øksnes kommune, med inntil 40 % gitt et overflateutslipp. Influensområdene for sjøbunnsutblåsning er lik i utstrekning som overflateutslippet, men har betydelig mindre oljemengder på overflaten og strand.

Punkt 6:

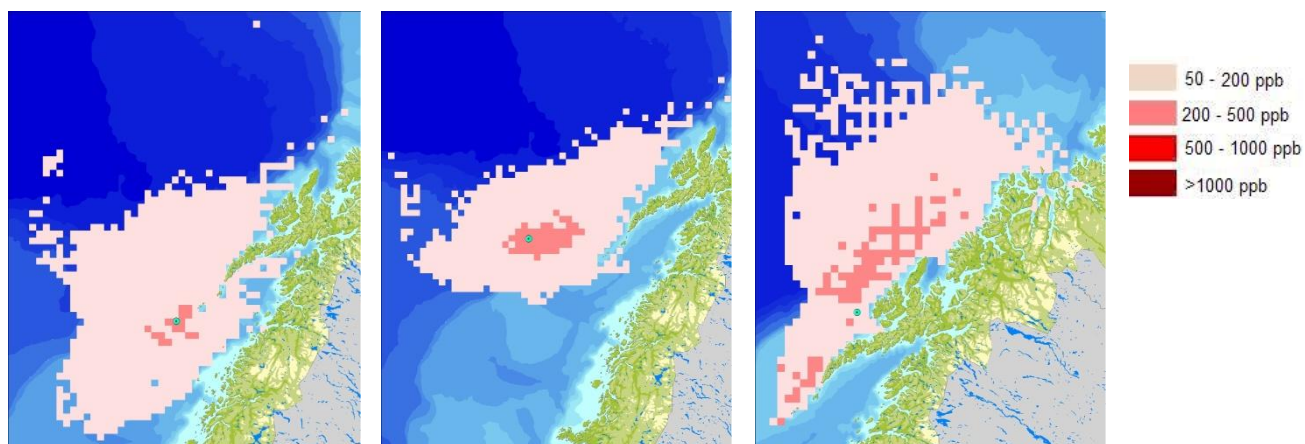
Modellering av overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Nordland VII – punkt 6 med 50 døgn varighet (Figur 6-3) medfører treffsannsynlighet av olje fra Røst (5-10 %) til Nordkapp (5-10 %). Det er høyest treffsannsynlighet fra Bø kommune i Vesterålen til Sørøya i Hasvik kommune med 90-100 %. Dersom utblåsningen stanses etter 2 døgn er treffsannsynligheten av olje langs kysten betydelig redusert, men fremdeles svært høy spesielt i områdene Vesterålen, Andøy, Senja. Det er kun små forskjeller i influensområdet for overflate- kontra sjøbunnsutblåsning på grunn av relativt lite havdyp (90 meter).

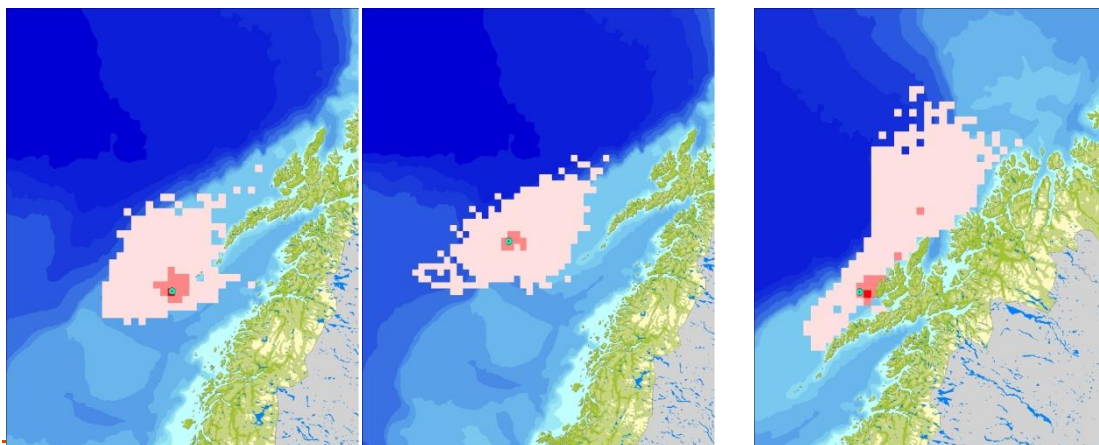


Figur 6-2. Sannsynlighet (≥ 5 %) for treff av olje i 10×10 km gridruter gitt utslippsscenarioer fra overflaten ved 330 modellerte oljeutslipp på 4500 tonn/døgn Balderolje i 50 døgn, fra venstre: Punkt 3, punkt 4 og punkt 6.

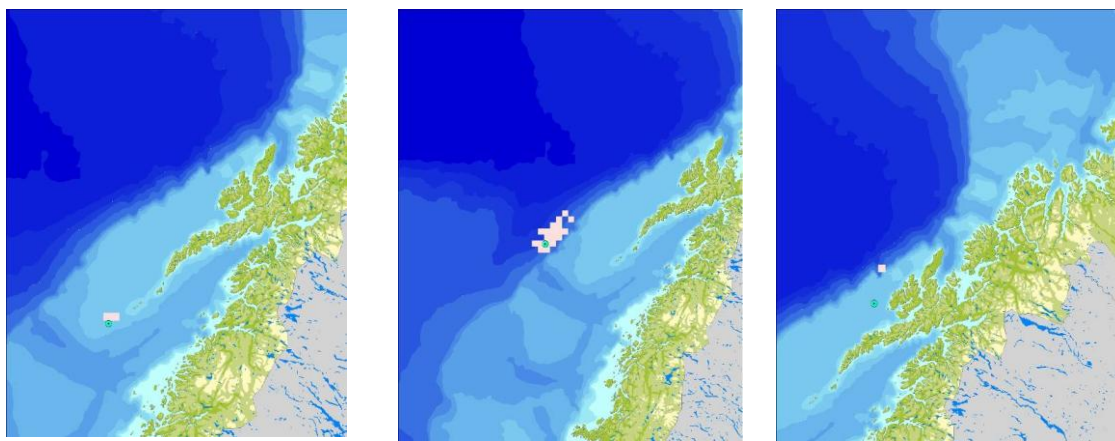


Figur 6-3. Sannsynlighet (≥ 5 %) for treff av olje i 10×10 km gridruter gitt utslippsscenarioer fra overflaten ved 1120 modellerte oljeutslipp på 4500 tonn/døgn Balderolje i 2 døgn, fra venstre: Punkt 3, punkt 4 og punkt 6.





Figur 6-4. Sannsynlighet ($\geq 5\%$) for treff av olje i 10×10 km gridruiter gitt utslippsscenarioer fra sjøbunnen ved 330 modellerte oljeutslipp på 4500 tonn/døgn Balderolje i 50 døgn, fra venstre: Punkt 3, punkt 4 og punkt 6.

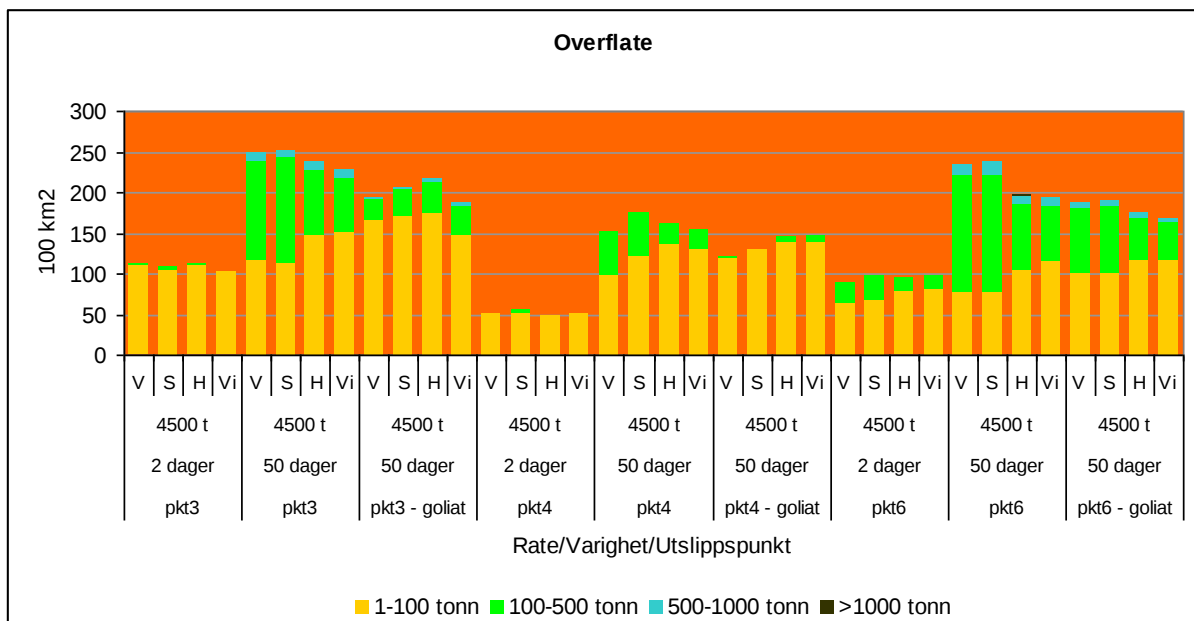


Figur 6-5. Sannsynlighet ($\geq 5\%$) for treff av olje i 10×10 km gridruiter gitt utslippsscenarioer fra sjøbunnen ved 1120 modellerte oljeutslipp på 4500 tonn/døgn Balderolje i 2 døgn, fra venstre: Punkt 3, punkt 4 og punkt 6.

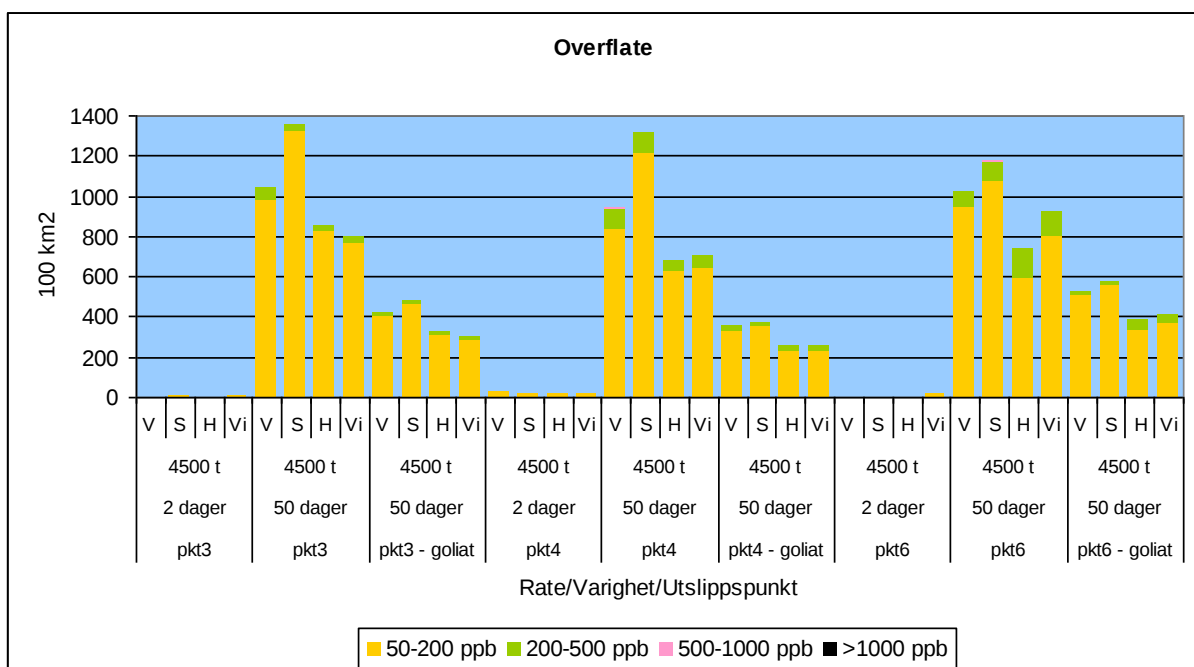
Noen utdrag av resultater som viser totalt kystareal berørt (figur 6-6), korteste ankomsttid for olje til land (tabell 6-1), største oljemengde på land (tabell 6-2), og sannsynlighet for stranding (tabell 6-3) for punktene 3, 4 og 6 er presentert i følgende figurer og tabeller. Resultatene viser generelt.

- Potensiale for å berøre store kyststrekninger, hvor totalt kystareal berørt av ulike oljemengdekategorier varierer mellom utslippene på 2 og 50 døgns varighet (figur 6-6)
- Influensområdene i vannsøylen viser området med $\geq 5\%$ sannsynlighet for ≥ 50 ppb THC (totalt hydrokarbon) per 10×10 km rute. Vannsøylekonsentrasjoner ved de ulike scenarioene er vist i Figurene 6-4, 6-5 og 6-7. Vannsøylekonsentrasjoner over 100 ppb THC kan gi effekter på fiskeegg/larver potensiale for svært korte ankomsttider til land for punktene 3 og 6, og lengre for punkt 6 (Tabell 6-1)
- Potensiale for store oljemengder på strand, hvor mengdene varierer mellom utslipp i 2 døgn og 50 døgn (Tabell 6-2)

- høye sannsynligheter for stranding for alle punktene både ved utslipp i 2 døgn og 50 døgn (Tabell 6-3)



Figur 6-6 Totalt kystareal berørt (antall 10×10 km kystruter innen ulike oljemengdekategorier summert for alle simuleringer) ved utblåsning fra overflaten fra hvert av utslippspunktene med henholdsvis 2 og 50 døgn varighet. Tall er vist for hver sesong (V= vår, S = sommer, H = høst, Vi = vinter). Oljetype Goliat Blend der det er markert, øvrige resultater for Balder olje.



Figur 6-7 Totalt vannsøyleareal (antall 10×10 km ruter innen ulike oljekonsentrasjoner summert for alle simuleringer) ved utblåsning fra overflaten fra hvert av utslippspunktene med henholdsvis 2 og 50 døgn varighet. Tall er vist for hver sesong (V= vår, S = sommer, H = høst, Vi = vinter). Oljetype Goliat Blend der det er markert, øvrige resultater for Balder olje.

Balder olje	Korteste ankomsttid (døgn)			
Rate - varighet	% persentil	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 6
Overflateutblåsning				
4500 tonn/d - 2 døgn	100	0.7	6.3	0.3
	95	1.3	9.9	0.4
4500 tonn/d - 50 døgn	100	0.8	6.7	0.3
	95	1.3	11.0	0.5
Sjøbunnsutblåsning				
4500 tonn/d - 2 døgn	100	1.5	6.6	0.3
	95	2.3	10.2	0.5
4500 tonn/d - 50 døgn	100	2.5	6.7	0.4
	95	1.7	10.9	0.6

Tabell 6-1 Korteste ankomsttid av olje til land for alle utslippspunktene modellert med oljetype Balder, 100 % og 95 % persentil for overflate- og sjøbunnsutblåsning.

Balder olje	Strandet oljemengde (tonn)			
Rate - varighet	% persentil	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 6
Overflateutblåsning				
4500 tonn/d - 2 døgn	100	4187	3648	6351
	95	2142	226	4896
4500 tonn/d - 50 døgn	100	37666	22535	43670
	95	30969	11225	33278
Sjøbunnsutblåsning				
4500 tonn/d - 2 døgn	100	1734	2077	4224
	95	1079	73	3056
4500 tonn/d - 50 døgn	100	16769	13122	23860
	95	13530	6236	19783

Tabell 6-2 Største oljemengde på strand for alle utslippspunktene modellert med oljetype Balder, 100 % og 95 % persentil for overflate- og sjøbunnsutblåsning.

Rate - varighet	Sannsynlighet for stranding (%)		
	Punkt 3	Punkt 4	Punkt 6
Balder			
Overflateutblåsning			
4500 tonn/d - 2 døgn	93.1 %	53.1 %	99.70 %
4500 tonn/d - 50 døgn	100 %	98.8 %	100 %
Sjøbunnsutblåsning			
4500 tonn/d - 2 døgn	94.4 %	51.6 %	100 %
4500 tonn/d - 50 døgn	100 %	98.2 %	100 %
Goliat Blend			
Overflateutblåsning			
4500 tonn/d - 50 døgn	100 %	98.5 %	100 %
Sjøbunnsutblåsning			
4500 tonn/d - 50 døgn	100 %	99.1 %	100 %

Tabell 6-3 Sannsynlighet for stranding av olje på kysten for alle utslippspunktene modellert med oljetypene Balder eller Goliat Blend, for overflate- og sjøbunnsutblåsning.

7 Vurdering av beredskapen mot akutt forurensning i Norge sett i lys av erfaringer fra utblåsningen i Mexicogolfen

7.1 Organisering av aksjoner i Norge

7.1.1 Dagens ansvars- og oppgavefordeling

I Norge er det ingen erfaringer fra bekjempelse av oljeforurensninger med tilsvarende volum og på tilsvarende vanndyp som fra Macondo-brønnen.

Med bakgrunn i ansvarlig forurensers beredskapsplikt og aksjonsplikt vil operatør sette inn alle egne og avtalefestede ressurser for å begrense og hindre spredning av oljeforurensning fra kilden. Kystverket vil yte materiellmessig bistand basert på forurensningslovens bestemmelser (§ 47 fjerde ledd).

Kystverket vil føre tilsyn med operatørens tiltak og vurdere om tiltakene står i et rimelig forhold til den miljørisiko utslippet representerer og om nødvendig stille konkrete krav angående operativ håndtering av forurensningssituasjonen. Kystverket vil også varsle mulige berørte kommuner i samsvar med nedfelte prosedyrer i Kystverkets beredskapsplan, samt forberede mulig statlig overtakelse av aksjonsledelsen.

Petroleumsvirksomheten ved operatør for den aktuelle aktiviteten er ansvarlig for å aksjonere mot akutt forurensning, uansett forurensningens omfang. De er også ansvarlige for at det foreligger tilstrekkelige ressurser for å lede aksjonen.

7.1.2 Ansvar og oppgaver ved hendelser av uforutsett størrelse og karakter – mulig organisering av aksjoner mot akutt forurensning

Det er i denne rapporten ikke forutsatt at et akutt oljeutslipp av en slik karakter og et slikt omfang som i Mexicogolfen vil kunne skje i forvaltningsplanområdet. Etter Kystverkets vurdering vil imidlertid et tilsvarende utslipp som det fra Macondo-brønnen medføre en langvarig og krevende aksjon som krever innsats fra nasjonens samlede ressurser, herunder Forsvaret og Sivilforsvaret, samt internasjonal bistand i henhold til avtaler som ivaretas av Kystverket. En slik forurensningssituasjon vil raskt føre til store samfunnsmessige konsekvenser og det er grunn til å anta at regjeringen vil be ansvarlige norske myndigheter om å lede og organisere aksjonen. Statlig overtakelse av aksjonsledelsen, helt eller delvis, er hjemlet i forurensningsloven § 46.

Basert på en slik evt beslutning om statlig overtakelse vil Kystverket ha den overordnede ledelsen av aksjonen mot den akutte forurensningen. Operatørs og andre relevante myndigheters ressurser vil inngå i aksjonsorganisasjonen. En hensiktsmessig rolle- og arbeidsdeling vil kunne være at operatør ivaretar den operative oppgaven med å ta opp olje på åpent hav og i størst mulig grad hindre spredning, mens Kystverket med bistand fra kommunene ivaretar oppsamling av olje i kystområdene og i strandsonen og andre skadebegrensende tiltak. Ansvarlig operatør skal dessuten bidra med alle sine beredskapsressurser i innsatsen for å beskytte kyst- og strandsonen, ref. forurensningsloven § 47.

Berørte kommuner vil gjennom sitt regionale aksjonsapparat ivareta de operative skadebegrensende tiltakene i kystnære områder og i strandsonen under ledelse av Kystverket. De kommunale ressursene som omfattes av NOFOs avtale, vil også inngå i aksjonsorganisasjonen. En slik organisering samsvarer i all hovedsak med prinsippene for "Unified Command".

Kystverket mener at denne modellen og arbeidsfordelingen ved et langvarig og krevende oljeutslipp på sokkelen er i liten grad drøftet og kommunisert mellom private og offentlige beredskapsaktører som følge av at den norske beredskapen i hovedsak er basert på miljørisiko.

Når det gjelder forholdet mellom myndigheter og ansvarlig operatørselskap, viser Kystverket til et ferskt og nylig offentliggjort arbeidsnotat fra presidentkommisjonen for Deepwater Horizon-ulykken hvor det stilles spørsmål ved BPs sentrale rolle på så godt som alle nivåene i den føderale håndteringen av ulykken.

7.1.3 Kystverkets erfaringer med akutte oljeutslipp i norske farvann

I forbindelse med det akutte oljeutslippet på Statfjordfeltet 12.12.2007, hvor ca. 4400 m³ råolje lekket ut, ble det ikke samlet opp fra sjøen. Dette skyldtes i all hovedsak at kraftig uvær førte til naturlig dispergering og nedbrytning av oljen, og at mekanisk oppsamling av oljen ikke var mulig under de rådende værforholdene de første døgnene.

De største, akutte oljeutslippene fra skipstrafikken i norske farvann de siste ti årene har ikke oversteget 5-600 m³ olje.

Oppsamlingseffektiviteten for frittflytende olje på sjø under statlige aksjoner har i de fleste tilfellene ligget på 12-15 %, regnet som opptatt ren olje relatert til total utslippsmengde. Dette er stort sett i samsvar med erfaringer med mekanisk oljeopptak internasjonalt.

Landpåslag av olje i Norge har ført til et langvarig rensearbeid på strender. Opp mot 6-7 måneder har ikke vært uvanlig varighet for strandrenseaksjoner etter de relativt små utslippshendelsene vi har erfaring med.

7.2 Klifs revurdering av beskrivelsen av petroleumsvirksomhetens beredskap i det faglige grunnlaget for HFB som følge av utslippet i Mexicogolfen

7.2.1 Bruk av resultater fra modellering

Risikogruppen har nå gjennomført modellering av drift og spredning av olje for flere aktuelle scenarioer enn det var mulighet for å få gjennomført da det faglige grunnlaget ble oppdatert. Det er viktig å få best mulig grunnlag for ytterligere beskrivelser av mulige miljøkonsekvenser og vurderinger av beredskapsbehov.

Beredskapen må også være god nok til å håndtere de verste aktuelle scenarier. I en slik vurdering må vi forutsette at upåvirkelige rammebetingelser, som vær- og lysforhold, er slik at det er mulig å gjennomføre en aksjon mot akutt forurensning.

I faggrunnlaget for forvaltningsplanen, og i tilleggsmodelleringene beskrevet over, er verste scenario satt til 4500 m³ pr døgn i 50 døgn. I det videre arbeidet med forvaltningsplanen er det behov for å diskutere hva som er riktige scenarier for å analysere miljørisiko. Herunder må vi også diskutere hva vi mener er beslutningsrelevant informasjon tilknyttet miljørisiko jfr Kap 5.1. For Barentshavet mener Klif at det allerede er nå grunnlag for å anbefale spredningsmodellering av scenarioer med høyere rater. I Barentshavet er det pågående aktivitet, i motsetning til i Lofoten. De sannsynlighetsfordelinger for rate og varighet som operatørene har utarbeidet for disse aktivitetene kan tyde på at høyere rater enn 4500 m³ pr døgn er relevante for miljørisiko og beredskap.

Det er modellert effekt av beredskapstiltak i det faglige grunnlaget for HFB av april 2010. I det faglige grunnlaget er det omtalt at effekt av tiltak ikke er entydig beskrevet. Nytteverdien av tiltaksmodelleringer kan dermed være diskutabel, men disse har en viktig funksjon som sammenligningsgrunnlag og beslutningsstøtteverktøy forutsatt at metodikken og forutsetningene ikke endres foran hver modellering.

7.2.2 Effekt av beredskapsmateriell

I Klima- og forurensningsdirektoratets krav til beredskapen settes det spesifikke krav til responstid for første opptakssystem og til responstid for fullt utbygget barriere. Det er operatørens ansvar å ivareta at tilstrekkelig antall opptakssystemer kan mobiliseres, det vil si at den oljemengden som når den aktuelle barrieren skal kunne tas opp. Det er behov for at operatørselskapene lager en mer entydig beskrivelse av beredskapens effektivitet i tråd med kravet i HMS-forskriftene om testing av materiell, og at denne beskrivelsen er koordinert med Kystverket. Det bør etableres en standard der metodikken framgår. Som det framgår av det faglige grunnlaget for HFB av mars 2010 er ikke olje på vann forsøkene som arrangeres regelmessig på Friggfeltet egnet til å vurdere hvor effektiv beredskapen er. Effektivitet av beredskap er sammensatt blant annet av følgende faktorer:

1. Testdata for effektivitet av fjernmålingsteknologi, lenser, oljeopptakere og annet relevant materiell som funksjon av oljekarakteristikk, strøm og bølgeforskylling
2. Beregnet effekt av opptakssystemer som funksjon av testdata fra pkt 1, slepekraft, operative ferdigheter og lys – og isingsforhold/ andre upåvirkelige rammebetingelser.

Funksjonen i pkt 2 ovenfor, dermed også effekt av opptakssystemer, er vanskelig å definere entydig.

7.2.3 Kapasitet til den havgående beredskapen.

Opplysninger om dokumentert effekt av opptakssystemer er komplisert å fremskaffe og krever mer enn faglig skjønn. Klif har derfor lagt til grunn at operatørene, blant annet gjennom NOFO, har tilstrekkelige havgående ressurser til å ivareta en aksjon. NOFO oppgir på vegne av petroleumsvirksomheten at næringen kan ha en reell ytelse over tid av sine opptakssystemer på 1000 m³ pr døgn der teoretisk verdi er 2400 m³ pr døgn, forutsatt at alle upåvirkelige rammebetingelser for aksjoner mot akutt forurensning som f.eks. sikt, strøm og bølgeforskylling er oppfylt. De kan ha 15 opptakssystemer operative utenfor Lofoten eller i Barentshavet innen 3 – 3,5 døgn. Deres kapasitet tilsvarer dermed 15 000 m³ pr døgn, og de

oppgir at de vil kunne opprettholde denne kapasiteten så lenge det er behov for det. Dersom det legges til grunn at maksimalt scenario er 4500 m³ pr døgn i 50 døgn, vil det si at operatørene har tilstrekkelig antall havgående opptakssystemer. Dette gjelder også dersom en utslippsrate på f.eks. 8500 m³ pr døgn legges til grunn. Gitt forutsetningene over er det mulig å ivareta aksjoner mot akutt forurensning på åpent hav, hvis de upåvirkelige rammebetingelsene for aksjoner mot akutt forurensning er oppfylt. Økning av antall havgående opptakssystemer vil ikke bidra til å endre disse rammebetingelsene. De havgående opptakssystemene som er i bruk av operatørselskapene via NOFO, har større kapasitet og er bedre egnet for havgående aksjoner enn de opptakssystemene som ble tatt i bruk i Mexicogolfen eller som er tilgjengelige internasjonalt.

Konklusjonen i det faglige grunnlaget vedrørende havgående opptaksutstyr er derfor fremdeles gjeldende, men det er samtidig viktig å understreke at god beredskap og en vellykket aksjon er avhengig av flere faktorer enn slikt utstyr. Det er viktig å sikre i det videre arbeidet at opptaksutstyret fungerer som forutsatt og at kapasiteten fortsatt er tilstrekkelig når aktivitetsnivået og miljørisikoen endres.

7.2.4 Styrking av beredskap i kyst- og strandsone

Det framgikk av det faglige grunnlaget for HFB av april 2010 at det ikke nødvendigvis er tilstrekkelig beredskapsmateriell i kyst- og strandsone for å ivareta en hendelse fra petroleumsvirksomheten, og det er ikke alltid mulig å ta i bruk de havgående beredskapsressursene i disse områdene.

Det er etter utslippet i Mexicogolfen enda større grunn til å igangsette arbeidet med å styrke beredskapen i kyst- og strandsone i det området som omfattes av HFB, slik som Klif påpekte et behov for i høringsbrevet til det faglige grunnlaget for HFB av april 2010.

7.2.5 Dispergering og strandrensing

Som følge av utslippet i Mexicogolfen er det grunn til å vurdere videreutvikling av den nasjonale dispergerings – og strandrenningsberedskapen, der petroleumsvirksomhetens beredskap inngår. Dette ble ikke omtalt i rapporten om det faglige grunnlaget.

Det framgår av forurensningsforskriften at dispergering skal velges der dette gir minst miljøskade. Grunnlaget for å vurdere om det er mekanisk opptak eller dispergering som gir minst miljøskade er videreutviklet. Prosjektet "Utvikling av analysemetodikk for dispergering vs mekanisk oppsamling" som ble omtalt i rapporten om det faglige grunnlaget er nå fullført. Basert på dette prosjektet og samarbeid med aktuelle faginstanser og myndigheter vil rammebetingelsene for dispergering videreutvikles ytterligere.

Siden reell effekt av mekanisk opptak av olje som nevnt varierer og er komplisert å forutsi, er det ikke riktig å basere beredskapsplanleggingen utelukkende på slikt opptak. Klima- og forurensningsdirektoratet har derfor fokusert på at dispergering og bruk av strandrensemidler bør inngå i petroleumsvirksomhetens beredskapsanalyser og operative beredskap. Operatørselskapene har operativ dispergering på Balder/Jotun, Troll/Oseberg, Tampen og Haltenbanken. I tillegg har Esso Slagentangen og Stureterminalen operativ dispergering. Operatørene har fått krav om videreutvikling av de operative løsningene, slik at

de blir så effektive som mulig. De samarbeider nå om slik videreutvikling, og løsningsforslag vil foreligge i løpet av 2010.

7.3 Er vi tilstrekkelig forberedt for en omfattende akutt forurensningssituasjon i Norge?

Etter Kystverkets vurdering er det viktig å understreke at den største utfordringen ved en langvarig aksjon vil være å samle olje ved hjelp av lenser og opprettholde en tykkelse på oljelaget som gjør at opptakerutstyret kan operere effektivt over tid. Operasjonelle betingelser vil være avgjørende for hvor mye olje som vil kunne tas opp fra sjøoverflaten. Kystverkets erfaringer viser at vind, bølgehøyde og andre ytre påvirkninger vil ha stor betydning for oljens geografiske spredning, tykkelsen på oljeflak, muligheter for å gjennomføre sjøgående operasjoner, osv. Aktiviteter i skadeområdet for å redde liv og hindre brann og eksplosjon vil også kunne begrense og forsinke iverksettelse av operative forurensningsbekjempelse nær kilden. Betydelig spredning av olje før tiltak iverksettes kan bli konsekvensen av dette.

Når det gjelder tilgang på dispergeringsmidler i Norge, finnes totalt, først og fremst hos operatørselskapene, ca. 650 m³ på lager. Dette tilsvarer omkring 10 % av mengden som ble brukt i Mexicogolfen. Kystverket har foreløpig ikke etablert en statlig dispergeringsberedskap. En så omfattende bruk av dispergeringsmidler som i Mexicogolfen er heller ikke detaljplanlagt eller forberedt av norske operatørselskaper når det gjelder operasjonell bruk og logistikk.

Når det gjelder nødvendig kompetanse og kapasitet for å håndtere en akutt oljeforurensning av et stort omfang, har NOFO har opprettet en innsatsstyrke på ca 50 personer for operasjonelle aspekter ved kyst- og strandaksjoner. Kystverket har tilknyttet ca. 170 personer til de statlige depotene langs kysten og på Svalbard. Ved omfattende og langvarig akutt oljeforurensning vil det mest sannsynlig ikke være tilstrekkelig tilgang på kvalifiserte arbeidsledere og mannskaper hos norske beredskapsaktører.

Kystverkets vurdering er at dersom en lengre kyststrekning rammes av store mengder olje og vedvarer over tid, er det grunnlag for å hevde at Norge i dag ikke godt nok forberedt.

8 Konklusjon og anbefalinger

8.1 Lærdommer fra ulykken

8.1.1 Miljøkonsekvenser

Det er foreløpig for tidlig til å kunne trekke noen konklusjoner av miljøkonsekvensene etter Deepwater Horizon utslippet, og det er derfor ikke gjort noen forsøk på å relatere miljøkonsekvensene fra dette utslippet til norske forhold. Det fysiske og biologiske miljøet i Mexicogolfen og områdene i Lofoten-Barentshavet har likhetstrekk, men også store forskjeller. Det vil være viktig fremover å trekke på erfaringene fra ulykken i Mexicogolfen, blant annet mhp kunnskap om hvilke konsekvenser ulykken har medført for det biologiske miljøet både på kort og lang sikt.

8.1.2 Beredskap mot akutt forurensing

En større akutt forurensningssituasjon i forvaltningsplanområdet, som truer kysten, vil by på store operasjonelle utfordringer når det gjelder bekjempelse. Spesielle betingelser med tanke på avstander, infrastruktur, mørke, klima og personelltilgang, gjør innsats mot akutt forurensning vanskelig i hele dette området.

Kystverket mener at følgende konklusjoner, basert på erfaringene fra aksjonen i Mexicogolfen, er relevante for arbeidet med videreutvikling av beredskap mot akutt forurensning i Norge:

- Her i landet har vi ingen erfaringer med akutte forurensninger av denne størrelse. Ved en aksjon med tilsvarende omfang som den i Mexicogolfen vil det måtte stilles store krav til organisering av arbeidet og tilgang på ressurser i form av materiell og kompetent personell.
- Effektiviteten av mekanisk oppsamling av oljeforurensning på sjø ved aksjonen i Mexicogolfen var lav. Dette samsvarer i all hovedsak med norske erfaringer.
- Kjemisk dispergering, under de rådende naturgitte betingelsene, var et viktig skadebegrensende tiltak.
- Naturlig dispergering og fordamping av råolje er prosesser som generelt bidrar til reduksjon av skadepotensial.
- Kontrollert brenning av råoljen på sjøoverflaten var, under de rådende, naturgitte betingelsene, et effektivt skadebegrensende tiltak i Mexicogolfen.
- Det operative samspillet mellom private og offentlige beredskapsaktører ved store akutte forurensningshendelser, herunder klargjøring av rolle- og arbeidsfordeling, vil være av stor betydning for resultatet av den samlede aksjonsmessige innsatsen.

8.1.3 Konklusjon med hensyn til sammenstilling av rammer og krav

Det er foreløpig begrenset informasjon om amerikanske rammer og krav som er kvalitetssikret av amerikanske myndigheter. Petroleumstilsynet har foreløpig lagt vekt på Dols rapport av 27.5.10, som antas å reflektere amerikanske myndigheters tidlige vurdering av regelverksbrudd som har medvirket til ulykken, og det som amerikanske myndigheter selv vurderer ikke var godt nok i eksisterende regelverk i USA.

Det er funnet indikasjoner på både likhetstrekk og forskjeller mellom det amerikanske og norske regelverk og tilsynsregime. Det er foreløpig ikke funnet mangler ved det norske regelverket på områder som er dekket av Dols rapport, men det pågår vurderinger om å presisere noen av de eksisterende kravene og kommende granskningsrapporter kan føre til at flere utviklingsbehov blir identifisert

Regelverk og tilsyn har stor betydning for sikkerhet i petroleumsvirksomheten, men myndighetenes regelverk og tilsyn alene kan ikke garantere forsvarlig virksomhet. Deepwater Horizon-katastrofen fører til at det legges stort press på myndighetene for mer krav, strengere krav, mer tilsyn, strengere reaksjon til regelverksbrudd etc.

Foreløpig informasjon om katastrofen viser også at virksomheten var preget av et mangfold av regelverksbrudd. Det er derfor viktig at forbedring av regelverk og tilsyn vurderes med hensyn til deres potensial for å forbedre næringens kravetterlevelse og at det også legges stor vekt på det næringen må gjøre for å forbedre kravetterlevelse.

Kravene til beredskap mot akutt forurensning er mer spesifikke tilknyttet til hver enkelt aktivitet på norsk sokkel enn i Mexicogolfen. Beredskapen i Mexicogolfen er basert på worst case, men opplysninger så langt tyder på at kriteriene for definisjon av worst case medfører at ratene som legges til grunn for beredskapsetablering i Norge likevel vil være høyere enn for ellers sammenlignbare brønner i Mexicogolfen. Etter at utslippet skjedde, ble det gitt krav om tiltak fra EPA blant annet tilknyttet dispergering og miljøundersøkelser som allerede er forskriftskrav i Norge.

Det er viktig å sikre at myndighetenes krav og forventninger legges til grunn for petroleumsvirksomhetens regionale beredskapsetablering. Det er ikke grunnlag i forurensningsloven for å stille spesifikke krav til petroleumsvirksomhetens beredskap før det foreligger en søknad fra et operatørselskap om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. Regional beredskapsetablering er tid – og ressurskrevende, og mye av grunnlaget for beredskapsetableringen legges derfor før det foreligger en slik søknad. Det bør derfor vurderes om det er behov for endring av lovgrunnlaget for å stille krav til beredskapsetablering.

Det er så langt ikke vurdert som hensiktsmessig å gi spesifikke krav til petroleumsvirksomhetens regionale beredskap i Norge, blant annet fordi regionene har ulikt beredskapsbehov, og behovet kan endres som følge av endringer i miljørisikoen i regionen. Det bør imidlertid gjøres en ny vurdering av om det likevel bør stilles mer spesifikke krav i HMS forskriftene til de enkelte regionenes beredskap. For forvaltningsplanområdet vil dette sannsynligvis innebære spesifikke krav for to regioner, Lofoten /Vesterålen/Troms og Barentshav-området.

8.2 Nye oljedriftssimuleringer

De nye oljedriftsmodelleringene som er gjennomført for utvalgte scenarioer i Lofoten-Barentshavet anses som et viktig supplement til beslutningsgrunnlaget i fellesrapporten. Både for å fange opp relevante lokasjoner, som tidligere ikke har vært modellert, samt for å modellere store utslipp for alle modellerte utslippspunkter. Resultatene gir nyttig informasjon om oljens drift og spredning knyttet til de utvalgte scenarioene.

- Det anbefales at disse resultatene sammen med tidligere resultater legges til grunn for det vider arbeidet med oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet-Lofoten.
- Det er imidlertid viktig å legge til grunn begrensningene og usikkerhetene i resultatene, spesielt med hensyn på utslag i kystsonen for de valgte punktene, grunnet oppløsningen på strømdata som er lagt til grunn for modelleringene. Forbedret modellering av kystnær oljedrift ville vært ønskelig.

8.2.1 Miljørisiko

Ut i fra de nye oljedriftsresultatene vil man kunne forvente at de modellerte scenarioene, spesielt for punktene 3 og 6 vil innebære høye utslag i miljørisiko grunnet store treffsannsynligheter langs store kyststrekninger, samt høye oljemengder, og store

forekomster av sårbare miljøverdier i vannmassene, på åpent hav og i kystsonen. Skal man si noe videre om miljøkonsekvensene og miljørisikoen knyttet til disse scenarioene, må det gjennomføres nye miljørisikoanalyser for den nye oljedriftsstatistikken. Basert på de nye oljedriftssimuleringene bør miljørisikoanalysene baseres på større oljemengde fra et utslipp i kyst- og strandsone i Vestfjorden og Lofoten, Vesterålen, Troms og Finnmark enn tidligere forutsatt i faggrunnlaget.

- Risikogruppen anbefaler at det gjennomføres miljørisikoanalyser basert på den nye oljedriftsstatistikken for punktene 3, 4 og 6, for å komplettere foreliggende analyser gjennomført som underlag for fellesrapporten. Dette vil innebære viktig supplement til foreliggende beslutningsgrunnlag.
- Det er behov for å videreutvikle metodikk for å definere relevante utfallsrom for utblåsningsscenarioer, samt kriteriene for utvelgelse av relevant informasjon og utblåsningsscenarioer for vurdering av miljørisiko.

8.2.2 Beredskap mot akutt forurensning

Basert på en samlet vurdering av resultatene fra spredningsmodelleringene i kunnskapsgrunnlaget og tilleggsmodelleringene som nå er gjennomført, mener Risikogruppen basert på de nye oljedriftssimuleringene at det bør legges til grunn i forvaltningsplanen at petroleumsvirksomheten iverksetter beredskapstiltak basert på større oljemengde fra et utslipp fra egen virksomhet i kyst- og strandsone i Vestfjorden og Lofoten, Vesterålen, Troms og Finnmark enn tidligere forutsatt i faggrunnlaget.

Risikogruppen anbefaler også at det gjennomføres tiltakssimuleringer for å vurdere effekten av de beredskapstiltakene som settes inn. Spesielt viktig er dette for å simulere konsekvensene av internasjonal bistand i en utslippssituasjon som drar ut i tid.

8.2.3 Etatens vurderinger av scenariovalg for oljedriftssimulering

Arbeidet med oppfølgingen av Macondoutblåsningen har vist at det er behov for å samordne etatenes vurdering av utslippsscenarioer for akutte oljeutslipp som legges til grunn for forvaltningsplanene også i det videre forvaltningsplanarbeidet.

8.2.3.1 *Petroleumstilsynets konklusjon med hensyn til konsekvenser av områdespesifikke forhold for det valgte verste utblåsningsscenarioet i BHL*

Det verste utblåsningsscenarioet er beskrevet som en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper. Gitt Risikogruppens mandat, gitt funksjonen til risikovurderinger i en beslutningsprosess, og gitt det vi foreløpig vet om BHL og Deepwater Horizon-katastrofen er det, innenfor Petroleumstilsynets kompetanseområde, foreløpig ikke faglige argumenter for å forsvare en oppdatering av det verste utblåsningsscenario for BHL. En har pr. 01.10.2010 ikke informasjon til å forsvare å legge til grunn Macondobrønnens utblåsningsrate, -varighet og -volum for å definere det verste utblåsningsscenarioet for BHL

8.2.3.2 Oljedirektoratets konklusjon med hensyn til sammenligning av BHL og Mexicogolfen

Basert på tilgjengelig informasjon ser det ut til at de geologiske forholdene for Macondo er normale for tilsvarende reservoardyp i Mexicogolfen. En kombinasjon av gode reservoaregenskaper, høye poretrykk og gassholdig olje medfører høye strømningsrater. I det geografiske området som defineres av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten er det ikke funnet geologisk grunnlag for den samme kombinasjonen av gode reservoaregenskaper, meget høyt reservoartrykk, flyktig olje og stort havdyp som på Macondo i Mexicogolfen.

Oljedirektoratet ser ut fra dette ikke behov for å tilpasse de reservoarmessige forutsetningene som er lagt til grunn i rapporten utarbeidet av Proactima og Petroleumstilsynet i mars 2010 til reservoardata fra Macondo.

8.2.3.3 Konklusjoner fra Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og Direktoratet for Naturforvaltning

Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og Direktoratet for Naturforvaltning har alle som et tillegg til igangsatte modelleringer ønsket å gjennomføre simuleringer for eksempelscenarioer som har høyere rate/varighet enn det som ble modellert i de nye oljedriftsberegningene, begrunnet med at det så langt ikke er klarlagt at det er urealistisk med større hendelser i planområdet enn det som nå er modellert. Det anses som relevant å ha kunnskap om mulig drift og spredning av oljeutslipp i de øvre mulige utfallsrom for slike hendelser i Lofoten-Barentshavet. Dette er også relevant for videre vurderinger av risiko for miljøet.

Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet, og Direktoratet for Naturforvaltning anbefaler derfor at det i forvaltningsplansammenheng jobbes videre for å definere hva som er mulig utfallsrom i Barentshavet-Lofoten, samt om det ut i fra et kvantitativt / statistisk grunnlag er mulig å identifisere hendelser (rater og varigheter) i øvre del av utfallsrommet i planområdet, som relevante eksempelhendelser for modellering av oljens drift og spredning. Videre er det behov for å videreutvikle kriteriene for utvelgelse av beslutningsrelevant informasjon som gir riktige scenarioer tilknyttet miljørisiko.

8.2.3.4 Konklusjoner fra Klif

Det er viktig å få best mulig grunnlag for ytterligere beskrivelser av mulige miljøkonsekvenser og vurderinger av beredskapsbehov.

I det videre arbeidet med forvaltningsplanen er det behov for å diskutere hva som er riktige scenarioer for å analysere miljørisiko. Herunder må vi også diskutere hva vi mener er beslutningsrelevant informasjon tilknyttet miljørisiko jfr Kap 5.1. For Barentshavet mener Klif at det allerede nå er grunnlag for å anbefale spredningsmodellering av scenarioer med høyere rater.

Nytteverdien av modelleringer av effekt av beredskapstiltak kan være diskutabel fordi effekt av tiltakene ikke er godt nok definert. Slike modelleringer kan likevel ha en viktig funksjon som sammenligningsgrunnlag og beslutningsstøtteverktøy i noen tilfeller, forutsatt at metodikken og forutsetningene ikke endres foran hver modellering.

8.3 Pågående arbeid i deltakende etater/institusjoner i RG

Det pågår en rekke prosjekter for å følge opp Macondo-utblåsningen i etatene som er medlem av Risikogruppen. Nedenfor er dette kort beskrevet.

8.3.1 Kystverkets videre arbeid med å styrke den nasjonale beredskapen

- Kystverket har startet arbeidet med en nasjonal plan for beredskap mot akutt forurensning som skal sikre samordning mellom myndigheter under aksjoner. I denne forbindelse vil Kystverket vurdere hvorvidt en tilsvarende organisasjon som den som ble benyttet i USA – ”Unified Command” – også bør etableres i Norge ved tilsvarende hendelser.
- I samarbeid med DSB og Klif er Kystverket i ferd med å etablere et nytt, enhetlig ledelsessystem (ELS) tilsvarende det amerikanske ”Incident Command System” (ICS). Kystverket, landets brannvesener og interkommunale utvalg mot akutt forurensning vil etter hvert bli organisert etter denne modellen.
- Kystverket vil sammen med petroleumsmyndighetene, miljøvernmyndighetene, OLF og NOFO diskutere problemstillingene knyttet til organiseringen av store, akutte oljeutslipp fra sokkelvirksomheten. Siktemålet er å komme fram til en hensiktsmessig rolle- og arbeidsdeling som samlet sett gir best mulig aksjonskapasitet.
- Forholdet mellom Kystverket og ”Aksjonsutvalget for staten” eller Regjeringens kriseråd under en slik hendelse når det gjelder beredskap mot akutt forurensning, bør drøftes.
- Kystverket vil legge vekt på felles og samordnede øvelser for involverte myndigheter og private aktører for å trene samhandling mellom private og offentlige beredskapsaktører.
- Bedre klargjøring overfor kommunene av deres rolle og medvirkning ved denne type utslipp er svært viktig. Heller ikke Norge har etablert regionale beredskapsplaner for å håndtere en slik hendelse, jf. erfaringene fra Louisiana. Etablering av ny organisasjonsmodell for det offentlige aksjonsapparatet for håndtering av akutt forurensning er som nevnt påbegynt. Hvorvidt organiseringen bør reguleres for eksempel gjennom retningslinjer eller egen forskrift må avklares. Operasjonell bistand fra fiskefartøy under aksjoner mot akutt forurensning vil kunne øke fleksibiliteten og kapasiteten til Kystverkets aksjonsorganisasjon. Arbeidet med å forberede av mulige avtaler om slik bistand er under forberedelse.
- Forberedelser til storskalabruk av dispergeringsmidler og avbrenning av olje på sjøoverflaten bør drøftes med tanke på å etablere beredskapsplaner for slike tiltak.

- Kystverket har invitert norske utstyrsleverandører som var til stede i Mexicogolfen til et møte for å drøfte erfaringer med det utstyret som ble benyttet og mulig teknologisk utvikling innenfor vern mot akutt oljeforurensning.
- I forbindelse med årets landsdekkende seminar om beredskap og aksjoner mot akutt forurensning vil organisering av aksjoner i kyst- og strandsonen være et sentralt tema.

8.3.2 **Klif's videre arbeid med å følge opp petroleumsvirksomhetens beredskap mot akutt forurensning.**

Klif vil i sitt arbeid:

- Prioritere krav til og tilsyn med effektiv fjernmåling, det vil si at utslipp oppdages tidligst mulig
- Fortsatt gi tillatelser til og og føre tilsyn med olje på vann forsøkene der operatørselskapene får en mulighet til å teste og videreutvikle beredskapsmateriell. Særlig fokus på oppfølging av at det har vært mye utstyrssvikt i sikringssystemene tilknyttet forsøkene
- Stille krav til forbedret effektivitet på den operative dispergeringsberedskapen
- Følge opp operatørselskapenes beredskap for håndtering av tynne oljeflak der tradisjonelle opptakssystemer ikke vil fungere
- Stille krav til beredskap mot akutt forurensning i kyst – og strandsone

8.3.3 **Havforskningsinstituttets arbeid med å følge opp miljøkonsekvensene etter Macondo-utblåsningen.**

Havforskningsinstituttet har i akuttfasen bistått NOAA med råd om hvordan oljeutslipp og dispergert olje kan detekteres vha. akustiske metoder, samt vurderinger av potensielle miljøkonsekvenser for dypvannskoraller.

NOAA har nå iverksatt arbeidet med de langsiktige miljøkonsekvensene, et arbeid som HI følger for å dra lærdom av metoder, utfordringer og resultater. HI og NOAA har jevnlig møter, både bilateralt og i internasjonale fora (eks. ICES) der vi får tilbakemelding om utviklingen. I tillegg følger HI opp den løpende rapporteringen fra NOAA om miljøkonsekvensen

8.3.4 **Petroleumstilsynets oppfølging av Macondo-utblåsningen**

Fordi det ikke kan utelukkes at en storulykke kan inntreffe på norsk sokkel, er læring fra Macondo-utblåsningen høyt prioritert. Det er et mål å høste all tilgjengelig lærdom både fra hendelsen, og årsakene til den, samt fra oppfølgingsarbeidet.

Petroleumstilsynet etablerte 7. mai 2010 en tverrfaglig intern prosjektgruppe for å følge opp katastrofen med Deepwater Horizon i GoM. Målet er å vurdere alle faser av hendelsen opp mot norske forhold og norsk regelverk, slik at eventuelle endringer kan initieres så tidlig som mulig. Petroleumstilsynet overvåker, samler inn og vurderer fortløpende svært mye informasjon om boretekniske og -operasjonelle forhold ved ulykken, og om mange andre spørsmål som vurderes å ha betydning for risikostyring på norsk sokkel. Det berører alt fra tekniske og operasjonelle barrierer, beredskap, styringssystemer, aktørbilde, HMS-kultur, til myndighetenes regelverksstrategi, tilsynsstrategi, partssamarbeidet, FOU mv.

Det er igangsatt flere uavhengige granskninger i USA, derav de viktigste vurderes å være granskninger som gjennomføres av:

- Deepwater Horizon Joint Investigation, med the U.S. Coast Guard og det nylig omdøpte Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE), tidligere Minerals Management Service. USCG rapporterer til Department of Homeland Security, mens BOEMRE rapporterer til Department of the Interior: rapporten forventes 27.01.11
- National Commission on the BP Deepwater Horizon Spill and offshore Drilling. (også kalt "Presidential Commission" eller "Graham-Reilly Commission"): rapporten forventes 15.12.10
- Chemical Safety Board: rapporten forventes 18.06.12
- U.S. Department of Justice (Civil Division og Criminal Division) - det er uklart når rapportene vil foreligge.
- National Academy of Engineering / National Research Council – det er uklart når rapportene vil foreligge

Disse granskningsrapporter vil gi mer pålitelig og detaljert informasjon enn det som så langt er tilgjengelig.

Petroleumstilsynet publiserte 15. juni en vurdering av foreløpige konklusjoner etter rapporten som USAs innenriksminister, Ken Salazar, avga etter ulykken i GoM. Petroleumstilsynet har (blant annet på dette grunnlaget) prioritert analyser av forhold knyttet til brønnintegritet, brønndesign og brønnkonstruksjoner, beredskapsprinsippene som ligger til grunn for å stanse en eventuell undervannsutblåsing i Norge. Deler av arbeidet som angår brønnintegritet, brønndesign og brønnkonstruksjon gjøres i samarbeid med Well Integrity Forum (WIF), en gruppe som ble opprettet på initiativ fra Petroleumstilsynet i 2006 og er underlagt Oljeindustriens Landsforening (OLF). Petroleumstilsynet har dessuten fulgt med ulike høringer i USA, gjennomført en rekke møter med flere aktører på norsk sokkel, samt gjennomført nye analyser av datamaterialet tilknyttet brønnhendelser på norsk sokkel. Dette arbeidet inngår blant annet i prosjektet om overvåking av utvikling av risiko for akutte utslipp på norsk sokkel (RNNP-Akutte utslipp), som startet høsten 2009 og som skal publiseres i november 2010.

Næringen prioriterer også læring fra Deepwater Horizon og Petroleumstilsynet har tidlig understreket behovet for at næringen vurderer godheten av beredskaps-prinsippene som ligger til grunn for å stanse en eventuell undervannsutblåsing i Norge. Tilsynet har også bedt OLF utrede nåværende strategier for å begrense skadevirkningene fra en utblåsing skjer til

den er stoppet - og identifisere eventuelle forbedringsbehov. OLFs prosjektgruppe har kartlagt de initiativer som er tatt internasjonalt og samarbeider med blant annet OGP om forslag til løsninger og vurderinger av om det lar seg gjøre å etablere felles ordninger. Dette arbeidet følges opp jevnlig og arbeidstakerorganisasjonene er informert.

8.3.5 Internasjonal oppfølging

Oppfølging av Macondo-utblåsningen medfører utstrakt informasjonssanking, kontakt og samhandling med fagmiljøer og myndigheter nasjonalt, gjennom for eksempel forvaltningsplanarbeidet, og særlig internasjonalt, gjennom for eksempel (North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF) og International Regulators Forum (IRF).

Petroleumstilsynet tok blant annet initiativ til et ekstraordinært møte i IRF med utgangspunkt i blant annet Macondo-utblåsningen i GoM og Montara-utblåsningen utenfor Australia. Hensikten er å styrke samarbeidet og erfaringsdeling om oppfølging av petroleumsvirksomheten, samt få en oversikt over hvilke tiltak og prosjekter som er på gang hos medlemslandene. IRF besluttet i møtet i Vancouver i oktober å legge særlig vekt på bla sikkerhetskultur og –lederskap, BOP integritet, ytelsesindikatorer, kvalifiseringskriterier for operatører og standardisering.

EUs energikommissær har også innledet en tett dialog med både næring og myndigheter i Europa, inkludert Norge, for å vurdere ulike tiltak. Det er tatt et tilsvarende initiativ i OSPAR-regi, og Russlands initiativ gjennom G8/G20 kalt GMEP (Global Marine Environment Protection Initiative) kan også nevnes.

9 Forkortelser

AKU	Aksjonsutvalget for staten
API	American Petroleum Institute
BHL	Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten
BOEMRE	Bureau of Ocean Energy Management, Regulations and Enforcement
BOP	En sikrings- (utblåsings-) ventil
DNV	Det Norske Veritas
DoI	Department of the Interior
EIA	Environmental Impact Assessment
EMSA	European Maritime Safety Agency
EPA	Environmental Protection Agency
GoM	Gulf of Mexico
GOR	Gas-oil-ratio
HFB	Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten
IBA	Important Bird Area
ICP	Incident Command Post
MMS	Minerals Management Service
NEPA	National Environmental Policy Act
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NOFO	Norsk Oljevernforening For Operatørselskap
NRT	National Response Team
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OPA 90	Oil Pollution Act
OSHA	Occupational Safety & Health Administration (det amerikanske arbeidstilsynet)
SCAT	Shoreline Clean-up and Assessment Teams
Sm ³	Standard kubikkmeter
UAC	Unified Area Command
USCG	US Coast Guard
VLCC	Very Large Crude Carrier (tankskip med lastekapasitet 180 000 - 280 000 tonn)