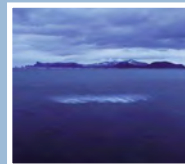
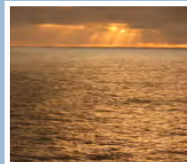




OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Konsekvensutredning



Åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst

Konsekvensutredning etter petroleumsløven.
17. oktober 2012



INNHALDSFORTEGNELSE

Forord.....	4
Sammendrag	5
1 Innledning.....	9
1.1 Bakgrunn	9
1.2 Lovverk.....	11
1.3 Saksbehandling og tidsplan	12
1.4 Innspill til forslag til program for konsekvensutredning	14
2 Forutsetninger og grunnlag for utredningsarbeidet.....	16
2.1 Scenarioer for petroleumsvirksomhet.....	16
2.1.1 Basis for etablering av scenarioer	17
2.1.2 Høyt scenario	17
2.1.3 Lavt scenario	19
2.2 Kunnskapsgrunnlag for naturmiljø	20
2.2.1 Fysiske forhold i havområdet.....	20
2.2.2 Havbunn, forurensningssituasjon og kulturminner	26
2.2.3 Levende ressurser i området	28
2.2.4 Sjøfugl.....	32
2.2.5 Isbjørn	35
2.3 Andre forhold	35
2.3.1 Fysiske miljøutfordringer.....	35
2.3.2 Utbyggingstekniske forhold.....	36
2.3.3 Infrastruktur og logistikk	36
2.3.4 Sikkerhetsberedskap	36
2.3.5 Beredskap mot akutt forurensning	38
3 Samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomhet.....	39
3.1 Inntekter fra petroleumsvirksomhet.....	40
3.2 Lokal, regional og nasjonal verdiskaping og sysselsetting.....	41
3.3 Lokale og regionale verdiskapings- og sysselsettingeffekter.....	41
3.4 Nasjonale sysselsettingeffekter	45
3.5 Kompetansebehov	47
3.6 Øvrige virkninger for samfunnet	47
3.7 Konsekvenser for infrastruktur og offentlige tilbud	48
3.7.1 Havner, baser og transport	48
3.7.2 Lufthavner og helikopterbasen	49
3.7.3 Kraftforsyning.....	49
3.8 Muligheter for industriell bruk av gass.....	50
3.9 Virkninger på samiske interesser	51
4 Konsekvenser for miljø ved normal petroleumsvirksomhet.....	53
4.1 Rammebetingelser	53
4.2 Regulære utslipp til sjø	54
4.2.1 Kilder til utslipp	54
4.2.2 Kunnskap om negative virkninger av regulære utslipp til sjø	55

4.2.3	Utslippsprognoser som basis for modellering.....	56
4.2.4	Modellerte konsekvenser for scenarioene.....	57
4.3	Regulære utslipp til luft.....	58
4.3.1	Kilder til utslipp.....	58
4.3.2	Generelt om luftforurensninger i Arktis.....	59
4.3.3	Forutsetninger for modelleringene.....	60
4.3.4	Modellering.....	61
4.3.5	Miljøsituasjon og bidrag til negative virkninger.....	61
4.4	Avfallshåndtering.....	63
4.5	Andre miljøkonsekvenser.....	65
4.5.1	Fysiske inngrep til havs.....	65
4.5.2	Marin støy.....	66
4.5.3	Etablering av landanlegg.....	67
4.6	Vurdering av samlet miljøpåvirkning.....	69
5	Konsekvenser for andre havbaserte næringsaktiviteter ved petroleumsvirksomhet.....	72
5.1	Konsekvenser for fiskeri.....	72
5.2	Konsekvenser for havbruk.....	81
5.3	Konsekvenser for sjøtransport.....	81
6	Konsekvenser ved akutt forurensning.....	84
6.1	Forutsetninger og grunnlag for analyse.....	84
6.1.1	Utslippsscenarioer.....	84
6.1.2	Oljedriftmodellering.....	86
6.1.3	Akuttutslipp av gass.....	91
6.2	Miljømessige konsekvenser av store akuttutslipp.....	91
6.2.1	Metoder for vurdering av konsekvens.....	91
6.2.2	Kunnskapsgrunnlag.....	92
6.2.3	Konsekvenspotensial for sjøfugl.....	93
6.2.4	Konsekvenspotensial for marine pattedyr.....	93
6.2.5	Konsekvenspotensial for strandhabitat og ressurser ved iskant.....	94
6.2.6	Konsekvenspotensial for plankton, fisk og bunndyr.....	95
6.3	Miljørisiko ved store akuttutslipp.....	95
6.3.1	Miljørisiko for sjøfugl.....	95
6.3.2	Miljørisiko for strandhabitat og ressurser ved iskant.....	96
6.3.3	Oppsummering miljørisiko.....	97
6.4	Konsekvenser for fiskerivirksomhet.....	97
6.5	Konsekvenser for reiselivsnæring og turisme.....	99
6.6	Risikoreduserende tiltak.....	100
6.7	Beredskap mot akutt forurensning.....	102
6.7.1	Strategier for bekjempelse av akuttutslipp av olje.....	102
6.7.2	Utfordringer i utredningsområdet.....	104
6.7.3	Effekt av oljevernberedskap - eksempelstudier.....	105
	Referanser.....	107

Forord

Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Petroleumsnæringen sysselsetter snevert definert om lag 43 000 personer. Over 200 000 arbeidsplasser kan direkte eller indirekte knyttes til etterspørselen fra petroleumsnæringen.

Norsk petroleumsvirksomhet vil bidra til betydelig verdiskaping til det norske samfunnet i generasjoner framover. Sommeren 2011 presenterte regjeringen Meld. St. 28 (2010 - 2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten*. Der presenteres blant annet hovedmålet i petroleumspolitikken, som er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. For å nå målet om langsiktig forvaltning og verdiskaping fra petroleumssressursene, må aktivitetsnivået opprettholdes på et jevnt nivå. Dette legges det best til rette for gjennom en parallell offensiv satsing på tre områder:

1. Økt utvinning fra eksisterende felt og utbygging av drivverdige funn
2. Fortsette en aktiv utforskning av åpnet areal, både i modne og umodne områder
3. Gjennomføre åpningsprosessene for Jan Mayen og Barentshavet sørøst, som kan gi grunnlag for ny økonomiske aktivitet i Nord-Norge.

Overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011. Stortinget har sluttet seg til regjeringens ønske om å igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsløven, med sikte på tildeling av utvinningstillatelser, og en datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør.

Før et område kan åpnes for petroleumsakktivitet må det, i henhold til petroleumsløvens § 3-1, gjennomføres en åpningsprosess. Petroleumsløven gir hjemmel for ressursforvaltningen, herunder igangsetting av åpningsprosesser. En slik prosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget slik at Stortinget kan fatte en beslutning om åpning. En åpningsprosess består av to deler. Den ene delen er en kartlegging av geologien og dermed ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området. En slik vurdering gjøres ved at det utarbeides en konsekvensutredning i regi av Olje- og energidepartementet. Med utgangspunkt i kunnskapsstatus,

ble programmet for konsekvensutredningen fastsatt sommeren 2012. Et omfattende utredningsarbeid for å fremskaffe ytterligere og oppdatert kunnskap er gjennomført. Den nå foreliggende konsekvensutredningen sammenfatter det oppdaterte, styrkede kunnskapsgrunnlaget.

Forutsatt at konsekvensutredningen gir grunnlag for det, vil regjeringen legge frem en stortingsmelding som anbefaler åpning av området som ligger vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør.

Det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet vurderes av Oljedirektoratet som interessant å utforske med tanke på petroleumforekomster. Det er påvist hydrokarboner øst og vest for området. Dette gjør at det sannsynligvis også er hydrokarboner i den delen som ligger vest for avgrensningslinjen. Åpning av dette området kan gi funn og senere produksjon som vil bidra til å opprettholde norsk olje- og gassproduksjon fra omkring 2030. Som del av åpningsprosessen har Oljedirektoratet gjennomført en geologisk kartlegging av området. De første resultater fra denne vil foreligge tidlig i 2013.

Sentralt i konsekvensutredningsprosessen står involvering av berørte parter og kvalitetssikring. Konsekvensutredningen sendes med dette på offentlig høring og gir berørte interesser mulighet til å komme med innspill til det faglige arbeidet som er gjennomført, for således å sikre god faglig kvalitet. Det er satt av tre måneder til høring av konsekvensutredningen.

Høringsinstansene og andre med interesse for saken bes om å oversende sine kommentarer til Olje- og energidepartementet innen 16. januar 2013.

Ola Borten Moe

Olje- og energiminister

Sammendrag

Etter at overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011, startet arbeidet med en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i uåpnede områder i Barentshavet sør. Havområdene som omfattes av åpningsprosessen er på ca. 44 000 km², strekker seg nordover til 74° 30' N, og grenser mot russiske havområder i øst og områder tidligere åpnet for petroleum i Barentshavet sør i vest.

En konsekvensutredning utgjør en viktig del av beslutningsgrunnlaget for åpnings spørsmålet. Arbeidet med et forslag til program for konsekvensutredning ble startet sommeren 2011. Forslaget ble sendt på offentlig høring 22. november 2011. Høringsfristen gikk ut 29. februar 2012. Samtidig ble utredningsarbeidet igangsatt. Basert på programutkastet og innkomne uttalelser fastsatte departementet endelig utredningsprogram 5. juli 2012.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet basert på det fastsatte utredningsprogrammet og i henhold til petroleumslovens bestemmelser.

Forvaltningsplanarbeidet har for utredningsområdet vurdert at kunnskapsstatusen i dette området skiller seg ikke vesentlig fra andre deler av Barentshavet, kanskje med unntak av geologisk kartlegging av petroleumspotensialet. Arbeidet med konsekvensutredningen har på denne bakgrunn tatt utgangspunkt i den samme kunnskapen som reflekteres i forvaltningsplanarbeidet, for så å styrke og komplettere denne med studier av spesifikke temaer som f.eks. meteorologi og isbjørnutbredelse, sammenstilling av tidligere undersøkelser og litteratur, samt kartlegging av aktiviteter som fiskeriaktivitet og skipstrafikk i området. Det er gjennomført totalt 23 studier for å sammenfatte kunnskap om relevante forhold og utrede mulige virkninger av petroleumsvirksomhet i havområdet.

Utredningene er offentlig tilgjengelige og vedlagt denne konsekvensutredningen som utrykte vedlegg.

Oljedirektoratet har kartlagt geologien i utredningsområdet i 2011 og 2012. Informasjonen vil bli brukt til å etablere et ressursestimert for området. Ressurspotensialet i området vil bli nærmere omtalt i en egen rapport fra Oljedirektoratet. Denne legges fram tidlig 2013. Som grunnlag for konkrete og aktivitetsspesifikke vurderinger av konsekvenser av petroleumsvirksomhet er det etablert to scenarioer for olje- og gassvirksomhet. Scenarioene, omtalt som henholdsvis høyt og lavt, legger til grunn utbygging av felt til havs med produksjon av olje og/eller gass ved hjelp av ulike utbyggingsløsninger. Basert på dagens kunnskap har Oljedirektoratet størst forventning om funn av gass i området.

Det er behov for betydelige funnstørrelser for å kunne gi lønnsomme utbygginger i området. I scenarioene tas det hensyn til dette. Hvilke funn som blir gjort og hvilke utbyggings- og eksportløsninger som vil være mest hensiktsmessig hvis området åpnes, er det ikke mulig å forutsi med sikkerhet i dag.

Petroleumsvirksomhet i området vil gi betydelige investeringer og medføre verdiskaping og sysselsetting lokalt, regionalt og nasjonalt. Olje- og gassressurser i scenarioene er anslått å ha en bruttoverdi på henholdsvis 460 mrd. kroner i høyt scenario og 270 mrd. kroner i lavt scenario. Omfang vil være nært knyttet til mengden av utvinnbare ressurser som påvises i området. Gjennom den nye geologiske kartleggingen vil en få et bedre grunnlag for å vurdere ressurspotensialet, men hvor store ressurser som faktisk er i et område vil ikke kunne bli avklart uten leteboringer. Ressursinnsatsen for utvinning av disse ressursene danner grunnlag for ringvirkninger. Det vil skapes ringvirkninger i alle faser av virksomheten.

På nasjonalt nivå er det beregnet at aktiviteten vil gi en årlig verdiskapingseffekt på inntil 10 mrd. kroner og en årlig netto sysselsettingseffekt på 1 200 personer. For det lave scenarioet er de tilsvarende tallene rundt 3 mrd. kroner og 500 personer. Dette er ringvirkningseffekter som kommer i tillegg til salgsinntektene av olje og gass.

På lokalt nivå er det i høyt scenario forventet en verdiskaping i Finnmark på inntil 2,9 mrd. kroner per år for perioden 2023-2040. For lavt scenario i

samme periode er forventningen 700 mill. kroner per år. Petroleumsvirksomheten i utredningsområdet er videre forventet å gi en sysselsettingseffekt i Finnmark på henholdsvis 2 900 og 700 sysselsatte per år for de to scenarioene. De lokale sysselsettingseffektene er vurdert å være større enn de nasjonale, og dette forklares i hovedsak ved at man vil få tilflytting av arbeidstakere fra andre steder i landet.

Ringvirkninger oppstår som følge av at etterspørselen fra petroleumsvirksomheten vil medføre økt aktivitet lengre tilbake i verdikjeden. Makroøkonomiske forsterkningseffekter vil videre oppstå idet bedrifter vil måtte foreta investeringer for å levere varer og tjenester, og husholdningene bruker sine økte lønns- og næringsinntekter til boliginvesteringer og konsum. Makroøkonomiske dempnings effekter vil på den annen side også oppstå, hovedsakelig som følge av høyere lønns- og rentekostnader, og er inkludert i analysene. Til slutt er ringvirkningseffektene fra økt tjenesteproduksjon i kommunene inkludert.

Mulighet for utnyttelse av gass fra utredningsområdet til industrielle formål på land er et annet tema i konsekvensutredningen. Viktige forutsetninger for etablering eller utvikling av gassbasert industri er beskrevet, i tillegg til tilgang på gass i rett volum og kvalitet, langsiktig pris og kommersielle vilkår for gassen. Gassproduksjon fra utredningsområdet kan gi nye industrielle muligheter, men det er betydelige utfordringer knyttet til å koble gassproduksjonsmønster og industriavtak.

Petroleumsaktivitet vil medføre et stort behov for ulike typer kompetanse. Det er estimert høyest behov for sysselsatte med utdanning innen elektrofag, mekaniske fag, maskinfag og bygg- og anleggsgfag fra videregående skole eller fagskole.

Fremtidig petroleumsaktivitet i området kan berøre samiske interesser både positivt og negativt, i hovedsak gjennom nye sysselsettingsmuligheter for den samiske befolkningen og gjennom mulig berøring av reindriften ved arealbeslag og behov for infrastruktur. Der relevant, vil slike faktorer bli tatt hensyn til ved planlegging av konkret aktivitet.

Havområdene som omfattes av utredningsområdet har mange likhetstrekk med tilgrensende områder i Barentshavet sør som allerede er åpnet for petroleumsvirksomhet. Havområdet er dominert av atlantisk vann, og økosystemene er sammenlignbare med de lengre vest. I utredningsområdet finnes betydelige fiskeressurser, inkludert oppvekst- og beiteområder for fisk. Det er imidlertid ikke viktige/avgrensede gyteområder innen utredningsområdet. Nord for utredningsområdet møter kaldt arktisk vann det varmere atlantiske vannet og danner polarfronten. Denne kan i enkelte år berøre nordlige deler av utredningsområdet. Tilsvarende vil iskanten i enkelte måneder i enkelte år kunne berøre de helt nordligste delene av utredningsområdet. I perioden 2001 – 2011 har dette forekommet ett år, i 2003. Det er god kunnskap om isutbredelse, og denne overvåkes kontinuerlig. Iskanten og polarfronten gir grunnlag for høy biologisk produksjon, med viktigste perioder i vårsommersesongene. Forvaltningsplanen har definert disse som særlig verdifulle områder (SVO).

Miljømessige problemstillinger knyttet til alle faser av petroleumsvirksomheten er utredet generelt og spesifikt for scenarioene. Konsekvenser av utslipp til sjø og luft, fysiske inngrep, avfallshåndtering mv. er vurdert. Infrastrukturtiltak og etablering av et mulig gassprosesseringsanlegg på land har også vært gjenstand for slike vurderinger.

Regulær petroleumsvirksomhet, med tilhørende planlagte og forhåndsgodkjente utslipp og forbruk av kjemikalier, vurderes å medføre kun små miljøkonsekvenser. Utslipp til sjø av utboret steinmasse med vedheng av rester av vannbasert borevæske vil medføre noe nedslamming av havbunnen helt lokalt. Dette kan påvirke bunnfaunaen innen et område med radius på noen titalls meter. Utslipp av rensset produsert vann kan innebære betydelige utslipp til sjø, men med avgrensede negative miljøvirkninger i umiddelbar nærhet til utslippspunktet. Det forventes kun virkninger innenfor et område på få hundre meter. Det er fortsatt usikkerhet knyttet til langtidsvirkninger av (renset) produsert vann, men basert på dagens kunnskap forventes ikke virkninger på bestandnivå.

Fysiske inngrep ved rørlegging og installering av infrastruktur vil ha helt lokale virkninger. Konsekvensene vurderes som marginale og knyttet til nærområdet. Etablering av infrastruktur som f.eks. et gassprosesseringsanlegg på land, vil medføre fysiske virkninger på landskap og naturmiljø avgrenset til det direkte berørte området.

Utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i området er modellert til å gi marginale bidrag til negative miljøvirkninger, generelt et bidrag på mindre enn 0,5 pst. i forhold til bakgrunnsbelastningen. Utslippsbildet i dag er dominert av langtransportert forurensning.

De viktigste menneskelige aktivitetene i utredningsområdet i dag er fiskerivirksomhet og skipstrafikk. Kommersielt viktige fiskebestander i området forvaltes i samarbeid mellom Norge og Russland, og er vurdert å være i generelt god forfatning. Påvirkning fra skipstrafikk, tilførsel fra elver og andre antropogene kilder er begrenset for området totalt sett, og følges gjennom overvåking. Miljøtilstanden i området vurderes generelt som god.

Med henhold til fiskerivirksomheten ligger utredningsområdet i hovedsak utenfor de mindre kystfartøyenes rekkevidde, og havfiske med trål og autoline etter hyse og torsk, samt reketrålning, er de viktigste fiskeriene. Det er store årstidsvariasjoner i aktiviteten innen fiskeriene. Virkningene for fiskeri av petroleumsvirksomhet er funnet å være små eller ubetydelige for alle redskapsgrupper for alle aktiviteter i scenarioene. Konsekvenspotensialet mellom petroleumsvirksomhet og skipstrafikk i dette området vurderes som marginalt.

Boring og produksjon medfører en risiko for hendelser som kan resultere i akutte utslipp. Store akuttutslipp av olje kan medføre betydelig skade, hvor særlig skader på sjøfugl er relevant for utredningsområdet. I tillegg er det en begrenset sannsynlighet for at olje kan drive til land fra en oljeutblåsning i sør, og eventuelt kan nå iskanten ved oljeutblåsning i nord. I konsekvensutredningen er det etablert utslippsscenarioer og gjennomført oljedriftsmodelleringer. Utslippsposisjoner er lagt til områder hvor Oljedirektoratet vurderer petroleumsgeloen som interessant. I tillegg er det valgt utslippssposisjoner i områder med antatt stor

miljøsårbarhet, herunder nær Finnmarkskysten i sør og like ved områder hvor det i enkelte perioder i enkelte år kan forekomme is helt i nord.

Konsekvensvurderingene som er gjennomført viser stor forskjell i konsekvenspotensial mellom ulike geografiske plasseringer og betydelig sesongmessig variasjon. Basert på konservative forutsetninger, hvor alle utslipp er oljeutslipp og tiltak for å samle opp oljen ikke er inkludert, viser resultatene at det er ikke funnet sannsynlig med tap over 20 pst. av totalbestand for sjøfugl for noen av lokasjonene. Oljeutblåsning fra et punkt (lokasjon) helt sør i utredningsområdet er totalt sett funnet å gi høyest konsekvenspotensial. Konsekvenspotensialet er størst for sjøfugl, og mest utsatte arter er polarlomvi og lomvi. Det er 10-20 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade, dvs. restitusjonstid på over 10 år for lomvi, og videre 30 pst. sannsynlighet for skade med restitusjonstid på tre-10 år. Høyeste konsekvenspotensial for sjøfugl er funnet for perioden september-oktober. For de andre lokalitetene er det generelt funnet mindre omfang av alvorlig miljøskade på sjøfugl, og ca. 90 pst. sannsynlighet for at skaden restitueres innen tre år.

Konsekvenspotensialet for marine pattedyr tilknyttet kystområdene (oter og kystsel) er generelt lavt. For marine pattedyr tilknyttet iskanten er konsekvensene vurdert til betydelige (tre-10 års restitusjonstid), gitt et langvarig utslipp med store oljepåslag i iskanten.

Det er ikke spesielt viktige gyteområder for fisk i utredningsområdet, men fiskelarver vil forekomme. Beregningene av mulige konsekvenser for fiskeegg- og larver gir under ½ pst. tap, og konsekvenspotensialet er vurdert som lavt.

Utblåsning fra lokasjonene i nord gir lite/ingen stranding av olje langs kysten, men oljepåslag langs iskanten kan forekomme i deler av året. Konsekvensene kan bli alvorlige spesielt for lokasjonen helt i nordøst, med over 20 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade (dvs. mer enn 10 års restitusjonstid) i et mindre område langs iskanten i verste utfall. Lokasjonene midt i utredningsområdet har generelt lavere sannsynlighet for både stranding og at olje vil berøre iskanten.

Ved styring av risiko i tid, for eksempel gjennom boretidsbegrensninger eller særskilt planlegging av risikofylte vedlikeholdsaktiviteter, kan perioder med høyt konsekvenspotensial unngås.

Analysen av miljørisiko tar utgangspunkt i vurderingene av konsekvenspotensial, men ser samtidig på den statistiske sannsynligheten for en slik alvorlig utslippshendelse (oljeutblåsning). Det er generelt lagt konservative forutsetninger til grunn for analysen, hvor for eksempel miljøressursene med høyest skadepotensial er vurdert for mest sårbare sesong. Samlet gir aktiviteten i høyt scenario en sannsynlighet for én oljeutblåsning per 1 200 år i drift, mens sannsynligheten for lavt scenario er én per 2400 år i drift. Sammenstilt med konsekvenspotensialet blir da miljørisikoen at det i letefasen, med tre letebrønner per år, er det beregnet én hendelse med *alvorlig* miljøskade (dvs. restitusjonstid over 10 år) for sjøfugl per 15 000 år og *moderat* miljøskade dvs. restitusjonstid på et til tre år) per 6 000 år, samt én hendelse med *alvorlig* miljøskade for iskanten per 11 000 år og *moderat* miljøskade per 7 500 år.

I utbyggings- og driftsfasen, med innretninger som i scenarioene, er det 40 pst. sannsynlighet for *ingen* skade på sjøfugl (dvs. mindre enn 1 pst. bestandstap og dermed ikke-kvantifiserbare konsekvenser). Det er 90 pst. sannsynlighet for *ingen* skade på iskanten (dvs. strandingsmengder mindre enn 1 tonn per 10 × 10 km rute, og dermed ikke-kvantifiserbare konsekvenser). Det er svært lav sannsynlighet for *alvorlig* miljøskade. Én hendelse med *moderat* miljøskade for sjøfugl per 4 000 år med drift og én hendelse med *moderat* miljøskade for iskanten per 20 000 år med drift.

Beredskapstiltak (oljevern) mot akutt forurensning vil kunne redusere skadepotensialet for utsatte miljøkomponenter. Analyser i konsekvensutredningen viser at en kan ha en oppsamlingseffekt på 20 pst. om vinteren og 40 pst. om sommeren. Det er da lagt til grunn konvensjonell oljevernberedskap med bruk av dedikerte havgående fartøy med lenser og oljeopptagere. En slik løsning vil være aktuell for det meste av utredningsområdet, og kun i enkelte områder og perioder kan andre løsninger måtte velges. Dette gjelder eventuelle operasjoner i is, men muligvis også områder med mye sjøfugl, hvor et tiltak som bruk av disper-

geringsmidler kan være aktuelt. Siden det i de nordlige deler av utredningsområdet kan tenkes at olje drifter inn i is, vil dette kreve nye beredskapsløsninger. Løsninger finnes internasjonalt. I tillegg til å bygge på beste praksis internasjonalt, vil det være behov for videre utvikling og testing for å sørge for en best mulig beredskap også her. Kyst- og strandaksjoner i området er vurdert å kunne baseres på tilsvarende fra områder lengre vest i Finnmark, og resultatene angir lav grad av stranding og god effekt av de løsninger som finnes i dag. Etter Macondo-ulykken i Mexicogulfen er det utviklet ny teknologi som vil kunne stanse en utblåsning langt raskere enn i dag. Slik teknologi er ikke tillagt vekt i de analysene som er gjennomført.

Innledning

1

1.1 Bakgrunn

Petroleumsvirksomhet har foregått i Barentshavet siden 1980. Deler av Tromsøflaket ble åpnet i 1979. Ytterligere areal i området ble åpnet utover 1980-tallet. Den første undersøkelsesbrønnen i den norske delen av Barentshavet ble boret i 1980, og det første funnet, 7120/8-1 Askeladd som nå er del av Snøhvit, ble gjort året etter. I perioden 1980–1990 var det betydelig leteaktivitet i Barentshavet, og det ble boret 43 letebrønner. I den påfølgende tiårsperioden 1990–2000 var aktiviteten lavere, det ble boret 10 letebrønner.

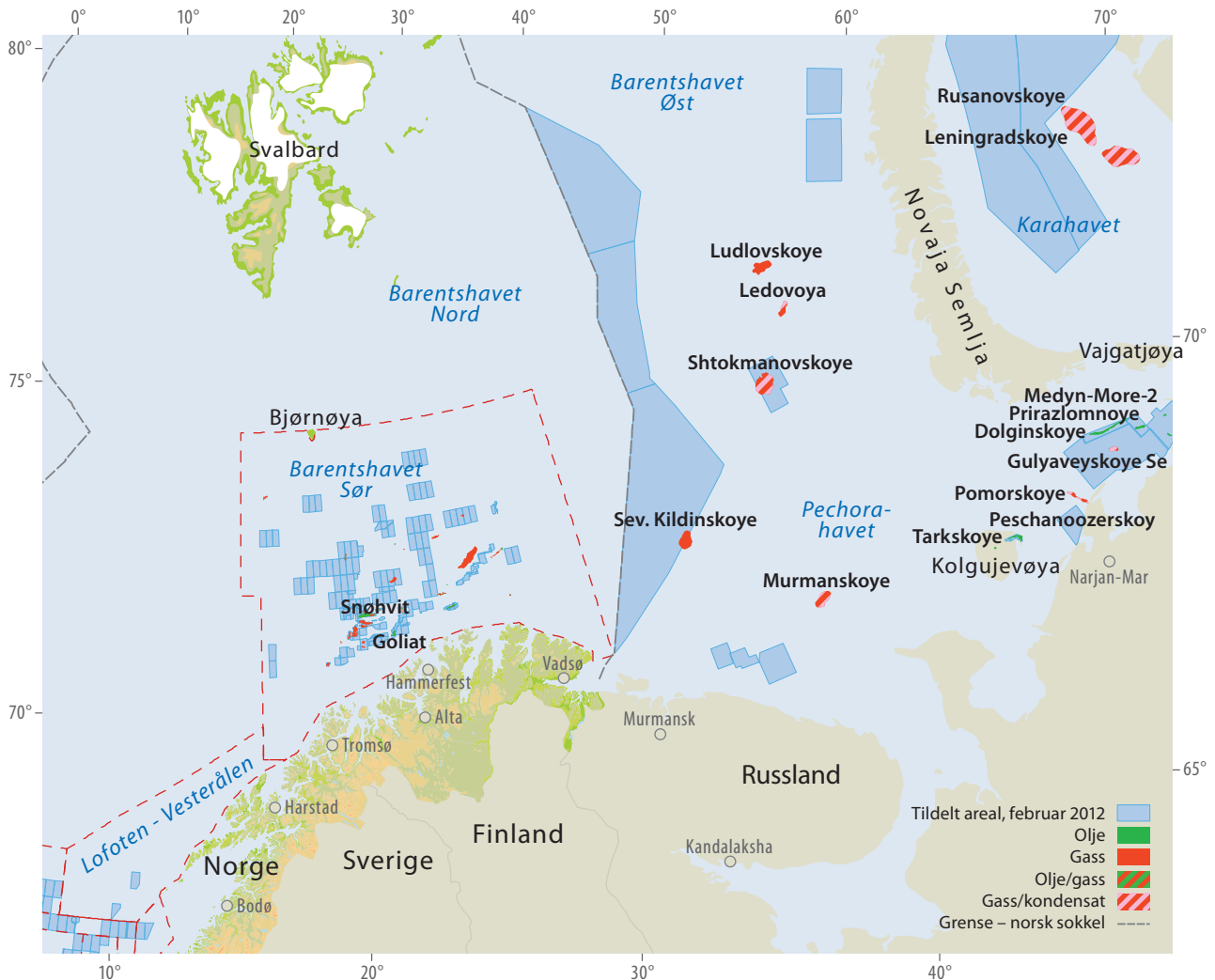
Etter at blant annet Snøhvit-utbyggingen ble igangsatt og Goliatfunnet ble gjort, har leteaktiviteten igjen tatt seg opp i Barentshavet. I perioden 2000–2010 ble det boret 27 letebrønner. Med nye funn som Skrugard/Havis og Norvarg gjort de siste par årene er interessen fra oljeselskapene for Barentshavet nå høy. Mer enn 10 letebrønner er planlagt igangsatt fra i dag og ut 2013. I nominasjonen til 22. konsesjonsrunde i januar 2012 ble det nominert 181 blokker i Barentshavet, det høyeste antall noensinne. Også i tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) 2012 er interessen for Barentshavet betydelig.

Åpnet del av Barentshavet vurderes, sammen med det nordøstlige Norskehavet og områdene på dypt vann i Norskehavet, som den petroleumsprovin sen der det er størst sannsynlighet for å gjøre nye,

store funn. Statistisk forventningsverdi for uoppdagede ressurser i den allerede åpnete delen av Barentshavet er estimert til å være 875 mill. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), tilsvarende 36 pst. av totale uoppdagede ressurser på norsk kontinentalsokkel. Ressurser i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet, som er omfattet av denne konsekvensutredningen, og for havområdene ved Jan Mayen er ikke medregnet på grunn av manglende datagrunnlag.

I russisk del av Barentshavet ble seismiske undersøkelser påbegynt på 1970-tallet og resulterte i flere meget store funn, inklusive Shtokman og Kildinskoya. Lengre syd i Pechorahavet er flere mindre funn påvist, og øst for Novaja Semlja i Karahavet er det gjort store gassfunn.

Russiske myndigheter tildelte i desember 2011 oljeselskapet Rosneft rettighetene til å utforske størstedelen av russisk del av det tidligere omstridte område. Arealet er oppdelt i tre utvinningstillatelser for geologiske undersøkelser, leting og produksjon av hydrokarboner (figur 1-1). Rosneft har inngått partnerskap med Eni for utforskning av de to sørligste områdene, og partnerskap med Statoil for det nordligste området. Den sørligste av disse, samt delvis også den midterste, grenser mot utredningsområdet. I utvinningstillattelsene ligger det arbeidsforpliktelser på omfattende innsamling av seismikk og boring av letebrønner.



Figur 1-1. Norsk og russisk del av Barentshavet per mars 2012 Kilde: OD

For å oppnå en jevn aktivitet på sokkelen er det viktig at olje- og gasspolitikken baseres på kunnskap og fakta samt en helhetlig og langsiktig forvaltning av petroleumsressursene.

Tilførsel av leteareal er en viktig forutsetning for å opprettholde investerings- og kompetansenivået i næringen, samt opprettholde produksjonen over tid. Dette vil igjen legge et grunnlag for langsiktig verdiskaping og statlige inntekter. De uåpnede områdene på norsk kontinentalsokkel ligger i stor grad utenfor Nord-Norge. Åpning av nye områder i Barentshavet vil gi store muligheter for Finnmark.

Overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011. Stortinget har sluttet seg til¹ regjeringens ønske om å igangsette en konsekvensutredning etter petroleumsloven med sikte på tildeling av utvinningstillatelser og en datainnsamling i det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør. Forutsatt at konsekvensutredningen gir grunnlag for det, vil regjeringen legge frem en stortingsmelding som anbefaler åpning av disse områdene for petroleumsvirksomhet.

¹ Jf. Innst. 433 S (2010-2011)

Konsekvensutredningen (KU), som en del av åpningsprosessen, ble videre formelt igangsatt ved høring av et forslag til program for konsekvensutredning (OED, 2011). Basert på forslaget til utredningsprogram, samt innkomne høringsuttalelser, har Olje- og energidepartementet fastsatt et program for konsekvensutredning som ligger til grunn for foreliggende konsekvensutredning.

Parallelt med dette arbeidet har Oljedirektoratet (OD) gjennomført geologisk kartlegging av området gjennom innsamling av seismiske data.

Nærmere redegjørelse for KU-prosessen og relevant lovverk er gitt i de følgende delkapitler.

1.2 Lovverk

Før det kan tildeles utvinningstillatelser for petroleumsvirksomhet i et område, må det aktuelle området være åpnet for petroleumsvirksomhet. Petroleumsloven § 3-1 regulerer fremgangsmåten for åpning av nye områder. Her fastsettes det blant annet at det før nye områder åpnes skal foretas en avveining mellom de ulike interessene som gjør seg gjeldende i området, typisk næringsinteresser og miljøinteresser. I denne forbindelse vil det foretas en konsekvensutredning, som grunnlag for beslutningen.

I henhold til petroleumsforskriften § 6d skal åpning av nytt område for petroleumsvirksomhet etter petroleumslovens § 3-1 forelegges for Stortinget. I saksfremlegget skal det gjøres rede for hvordan virkningene av åpning av det aktuelle området og innkomne høringsuttalelser er vurdert, i tillegg til hvilken betydning disse er tillagt.

En åpningsprosess har som formål å sørge for en reell avveining mellom de ulike interesser som gjør seg gjeldende. Det er Stortinget som fatter beslutning om åpning av et område for petroleumsvirksomhet.

Petroleumsvirksomhet har foregått i Barentshavet siden 1980. Deler av Tromsøflaket ble åpnet i 1979. Ytterligere areal i området ble åpnet utover 1980-tallet. Hele daværende norsk del av Barentshavet sør for 74° 30' N (Barentshavet Sør) ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1988. Åpnet

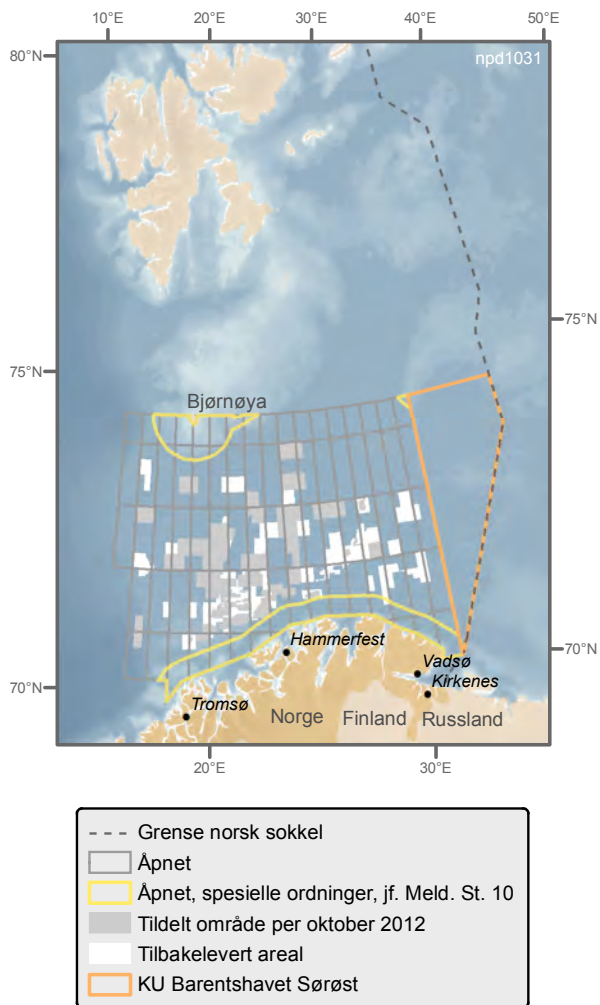
område er avgrenset i øst av tidligere omstridt område. Åpningsprosessen omfatter den del av det tidligere omstridte området som ligger vest for avgrensningslinjen og sør for 74° 30' N (utredningsområdet), se figur 1-2.

Ressurskartleggingen har for dette utredningsområdet vært organisert og gjennomført av OD. Et grundig kartleggingsarbeid er grunnpilaren for geologisk forståelse og kostnadseffektiv utforskning i eventuelle senere konsesjonsrunder.

I tillegg til kartlegging av petroleumssressurser skal det foretas en vurdering av de nærings- og miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten og mulig fare for forurensning, samt de økonomiske og sosiale virkninger som petroleumsvirksomheten kan ha, jf. petroleumsloven § 3-1. En slik vurdering gjøres ved at det utarbeides en konsekvensutredning i tråd med petroleumsforskriften §§ 6a og 6c.

Olje- og energidepartementet er ansvarlig for gjennomføringen av konsekvensutredningen, jf. petroleumsforskriften § 6a. Planen for gjennomføring av konsekvensutredningsprosessen er nærmere redegjort for i kapittel 1.3.

Norge vil i henhold til etablert praksis varsle Russland om eventuell fremtidig aktivitet som kan medføre grensekryssende forurensning med mulige negative miljøvirkninger.



Figur 1-2. Utredningsområdet: Kilde: OD

1.3 Saksbehandling og tidsplan

Konsekvensutredning er et verktøy i norsk forvaltning og benyttes for å klargjøre og presentere fakta og synspunkt som en del av planprosessen for større tiltak og prosjekter. Konsekvensutredning inngår herunder som et hovedelement i åpningsprosesser for petroleumsvirksomhet i nye områder, jf. petroleumslovens bestemmelser.

Formålet med foreliggende konsekvensutredning er:

- å redegjøre for åpningsprosessen;
- å presentere kunnskapsstatus for relevante temaer, samt behov og planer for styrking av kunnskapsgrunnlaget;
- å presentere vurderinger av positive og negative virkninger av petroleumsvirksomhet i området for naturressurser, miljøforhold, berørte næringer og samfunnet for øvrig;
- å sikre involvering i prosessen.

Første ledd i en konsekvensutredningsprosess er å etablere oversikt over relevant kunnskap, innhente eventuell ny kunnskap samt å definere problemstillinger som bør utredes for å etablere et beslutningsgrunnlag. Dette arbeidet formaliseres gjennom å utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning. Dette arbeidet startet sommeren 2011. For å få en god forståelse av dagens kunnskapsgrunnlag, samt å sikre tidlig involvering av relevante fagmyndigheter/fagmiljøer, er det blitt gjennomført møter med sentrale direktorater og institutter innen miljø- og fiskeriforvaltningen før forslaget til utredningsprogram ble utarbeidet.

Forslaget til program for konsekvensutredning ble sendt på høring 22. november 2011. Hensikten var å gi relevante parter og interessenter anledning til å kommentere på forslaget og eventuelt foreslå ytterligere temaer for utredning og/eller foreslå endret innretning på eller omfang av utredningene. Prosessen sikrer således at ulike synspunkt og relevante interesseområder blir belyst. Fristen for høringskommentarer ble satt til 29. februar 2012. Det kom innspill fra 36 interessenter. En oppsummering av kommentarene er gitt i kapittel 1.4, og høringskommentarene er i sin helhet tilgjengelige på departementets nettsider. Basert på innkomne kommentarer og departementets vurdering av disse, ble programmet for konsekvensutredningen formelt fastsatt 5. juli 2012.

De ulike innspillene som har fremkommet gjennom prosessen er tatt hensyn til i forbindelse med gjennomføring av studier for å styrke kunnskapsgrunnlaget, samt studier for å belyse mulige virkninger av petroleumsvirksomhet i området. Olje- og energidepartementet har innhentet råd og bistand fra relevante statlige fagdirektorater og -institutter for å sikre et best mulig faglig grunnlag for gjennomføring av de ulike studiene. Som en del av konsekvensutredningen er det gjennomført en rekke tematiske fagstudier for å sikre et bredt faglig kunnskapsunderlag for konsekvensutredningen, jf. tabell 1-1. Fagstudiene følger som utrykte vedlegg og er tilgjengelige på Olje- og energidepartementets internetsider.

Tema	Utøvende institusjon	Referanse
Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst	Oljedirektoratet (OD)	OD, 2012-a
Vær, is og andre fysiske utfordringer i Barentshavet sørøst	Meteorologisk institutt (MI)	Iden m.fl. 2012
Kunnskap om marine ressurser i Barentshavet sørøst	Havforskningsinstituttet (HI)	Fosså (red) 2012
Beskrivelse av fiskeriaktiviteten i Barentshavet sørøst	Fiskeridirektoratet (Fdir)	Lilleng, D. 2012.
Sjøfuglbestander	Norsk institutt for naturforskning (NINA) og Norsk Polarinstitutt (NP)	Systad og Strøm, 2012
Status for forekomst av isbjørn i Barentshavet sørøst	NP	Vongraven, 2012
Inntekter fra petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå	OD	Oljedirektoratet, 2012-b
Ringvirkninger av petroleumsvirksomhet	Pöyry	Pöyry, 2012
Syssetteffekter på nasjonalt nivå	Statistisk sentralbyrå (SSB)	SSB, 2012
Muligheter for industriell bruk av gass i utredningsområdet	Gassco	Gassco, 2012
Infrastruktur og logistikk ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst	Analyse & Strategi med Multiconsult og Det Norske Veritas (DNV)	Eger m.fl., 2012
Vurdering av kraftforsyning i øst-Finnmark	Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	NVE, 2012
Konsekvenser for luftfart	Avinor	Avinor, 2012
Konsekvenser for fiskeri og havbruk	Akvaplan-niva og Proactima	Larsen og Aaserød 2012
Miljø- og risikoanalyse for skipstrafikk i Barentshavet sørøst	Kystverket (KyV) med DNV	Mjelde og Røyset 2012
Sikkerhet – beredskap og støttefunksjoner	Proactima	Hoell m.fl 2012
Teknologi for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet	OD	Oljedirektoratet, 2012-c
Konsekvenser av regulære utslipp til sjø	Akvaplan-niva med Norsk institutt for vannforskning (NIVA) og SALT	Larsen m.fl., 2012
Konsekvenser av regulære utslipp til luft	Norsk institutt for luftforskning (NILU) med NIVA og NINA	Gjerstad m.fl., 2012
Andre miljøkonsekvenser av planlagt virksomhet	Akvaplan-niva med Rambøll	Dahl-Hansen m.fl., 2012
Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning i Barentshavet sørøst	DNV	Rudberg m.fl., 2012
Miljøkonsekvenser og miljørisiko ved akuttutslipp	DNV	Kruuse-Meyer m.fl., 2012
Konsekvenser av akuttutslipp for samfunn og næringsliv	Northern Research Institute (NORUT) Tromsø, Akvaplan-niva og Proactima	Midtgard m.fl., 2012
Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner i Barentshavet sørøst	DNV med Norwegian Petro Services og Sintef	Tvedt m.fl., 2012

Tabell 1-1. Tematiske fagstudier som del av konsekvensutredningen

Den foreliggende konsekvensutredningen sammenfatter kunnskap, resultater og vurderinger som er beskrevet i ovennevnte studier, samt annen tilgjengelig kunnskap. Konsekvensutredningen legges nå frem for kommentering gjennom en offentlig høringsrunde. Det bes om innspill til departementet innen 16. januar 2013.

ODs vurdering av potensialet for olje og gass i området er en annen viktig del av beslutningsgrunnlaget. Dette vil bli beskrevet i en egen rapport tidlig i 2013.

1.4 Innspill til forslag til program for konsekvensutredning

Programforslaget ble sendt til 160 parter samt lagt ut offentlig for høring i perioden 24. november 2011 til 29. februar 2012. Det ble mottatt tilbakemelding og kommentarer fra 36 parter:

- Alta kommune
- Arbeidsdepartementet/Petroleumstilsynet
- Direktoratet for naturforvaltning
- Finnmark fylkeskommune
- Fiskeri- og kystdepartementet
- Fiskeridirektoratet
- Forskningsrådet
- Forsvarsbygg
- Fylkesmannen i Finnmark
- Fylkesmannen i Rogaland
- Greater Stavanger (på vegne av 13 organisasjoner)
- Havforskningsinstituttet
- Klima- og forurensningsdirektoratet
- Kystverket
- Landsorganisasjonen (LO)
- Loppa kommune
- Luftfartstilsynet
- Meteorologisk institutt
- Miljøverndepartementet
- Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømatforskning (NIFES)
- Naturviterne
- Norges fiskarlag

- Norges kystfiskarlag
- Norges vassdrags og energidirektorat
- Norsk Ornitologisk Forening
- Norsk polarinstitutt
- Nærings- og handelsdepartementet
- Næringslivets hovedorganisasjon (NHO) nord
- Oljeindustriens landsforening (OLF)
- Petro Arctic
- Rederiforbundet
- Sametinget
- Statens strålevern
- Troms fylkeskommune
- WWF, Naturvernforbundet, Greenpeace, Sabima, Natur og Ungdom, og Bellona
- Zero

Enkelte kommentarer var av prinsipiell karakter. I tillegg kom en rekke mer detaljerte kommentarer. Den fullstendige oppsummeringen av kommentarene, samt departementets vurdering av disse, finnes på departementets nettsider². Her finnes også de mottatte kommentarene i sin originalversjon. Nedenfor presenteres en kort oversikt over enkelte mer prinsipielle innspill og departementets kommentarer til disse:

- **Kunnskapsgrunnlaget.** Fra flere hold ble det stilt spørsmål til om kunnskapsgrunnlaget var godt nok for konsekvensutredningen. Departementet har tatt utgangspunkt i vurderingene av kunnskapsgrunnlaget i Meld. St. 10 (2010-2011) *Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. Det faglige grunnlaget til denne forvaltningsplanen omfatter hele det tidligere omstridte området med hensyn til generell beskrivelse av miljøforhold, påvirkning fra menneskelige aktiviteter osv. ut fra eksisterende kunnskap. Det samme gjelder norsk-russisk miljøstatusrapport. Kunnskapsstatusen for det tidligere omstridte området skiller seg ikke vesentlig

² http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/kampanjer/konsekvensutredning_barentshavet.html?id=696283.

fra andre deler av Barentshavet, kanskje med unntak av geologisk kartlegging av petroleumspotensialet. Kunnskapsgrunnlaget for konsekvensutredningen er nærmere omtalt i kapittel 2.2. Det var flere kommentarer som gikk spesifikt på kunnskapsgrunnlaget for sjøfugl i området, og en egen studie ble derfor igangsatt med NINA som utøvende i samarbeid med NP (presentert i kapittel 2.2.4). Basert på innspill ble det også utarbeidet statusrapporter for kunnskap om havressurser (HI), isbjørn (NP) og fiskerivirksomhet (Fdir).

- **Forholdet til naturmangfoldloven.**

Flere parter fremholder viktigheten av at konsekvensutredningen gjennomføres i henhold til naturmangfoldloven. De relevante forhold er ivaretatt i konsekvensutredningen, og dette er nærmere omtalt i kapittel 2.2

- **Scenarioer som grunnlag for utredningen.**

Det ble mottatt flere kommentarer som går på utarbeidelse av scenarioer; hva disse skal inneholde, lokalisering, type petroleum og utslippsscenarioer. Flere ytret også ønske om å delta i utarbeidelse av disse. Scenarioene skal primært relateres til geologisk kunnskap om området. Departementet ga OD oppgaven med å utarbeide scenarioene. For å sikre at relevante miljøforhold i hele utredningsområder er belyst er det forutsatt petroleumaktivitet også i områder hvor potensialet for petroleumaktivitet er begrenset basert på dagens kunnskap. Utslippsscenarioer er etablert basert på faglige prinsipper og i dialog med relevante etater.

- **Forholdet til klimaforpliktelsene.** Det ble stilt spørsmål til åpning av nye områder i forhold til Norges nasjonale mål og internasjonale klimaforpliktelser. Regjeringens overordnede mål i klimapolitikken er å bidra til å begrense den menneskeskapte temperaturstigningen til maksimalt to grader i forhold til førindustrielt nivå. Regulering av utslipp av CO₂ fra petroleumssektoren er en integrert del av gjeldende klimapolitikk, jf. Meld. St. 21 (2011–2012).

- **Samfunnsmessige virkninger.** Flere har etterlyst utredning av samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet, og dette er ivaretatt gjennom flere studier. Resultatene presenteres i kapittel 3.

- **Beredskapsmessige forhold,** herunder kystnær oljevernberedskap og utfordringer i forhold til ising av utstyr og olje i is. De nevnte forhold er utredet i en spesifikk studie og resultater presenteres i kapittel 6.7.

- **Kraftsituasjon.** En studie er utarbeidet av NVE for å belyse kraftsituasjonen i området i forhold til et mulig kraftbehov ved kraft fra land til petroleumsvirksomhet. Resultater fra studien presenteres i kapittel 3.7.3

- **Transportbehov.** Eksportløsninger for olje og gass i scenarioene er beskrevet av OD og et sammendrag er gitt i kapittel 2.1. Transportbehov relatert til daglig forsyningstjeneste osv. er ivaretatt i en studie om infrastruktur og logistikk, og resultatene presenteres i kapittel 3.7.1

- **Spesielle teknologibehov** knyttet til området og dets fysiske rammebetingelser, herunder is/iskant. OD har vurdert dette spesifikt i forhold til de rådende rammebetingelser, og resultatene presenteres i kapittel 2.3.2

2

Forutsetninger og grunnlag for utredningsarbeidet

2.1 Scenarioer for petroleumsvirksomhet

Relevante temaer for konsekvensutredningen utredes generelt for ulike petroleumsaktiviteter og hvor det spesifikt tas hensyn til lokale forhold. For å konkretisere vurderingene er det i tillegg etablert scenarioer for petroleumsvirksomhet (Oljedirektoratet 2012-a). Scenarioene presenteres i dette kapittelet. Videre presenteres kunnskapsgrunnlaget samt andre viktige forutsetninger og utfordringer for utredningsområdet.

Petroleumsvirksomhet til havs favner en rekke aktiviteter fordelt over ulike faser i virksomhetens "livsløp". Hovedfaser for virksomheten er:

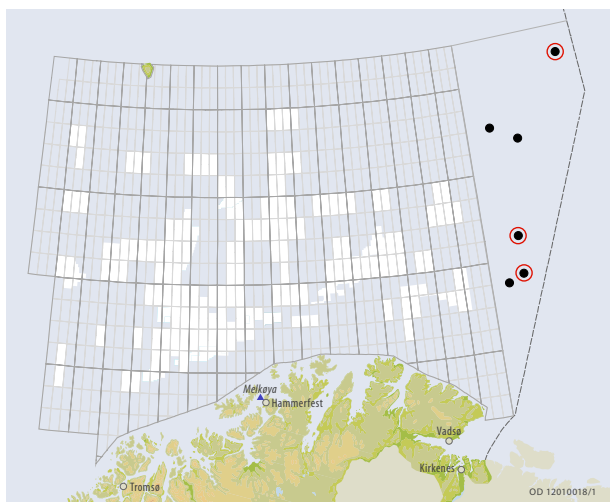
- Utforskning/leting
- Utbygging
- Produksjon
- Avvikling

Det er påvist petroleum øst og vest for det tidligere omstridte området. Dette gir forventninger om at det kan være petroleum også i den delen som ligger vest for avgrensningslinjen. På begynnelsen av 1980-tallet ble det inngått enighet mellom Russland og Norge om et moratorium for videre petroleumsaktivitet i det daværende omstridte området. I forkant av moratoriet ble det fra norsk side samlet inn enkelte seismiske linjer i et begrenset område øst for sektorlinjen. Disse linjene viser at geologiske formasjoner som finnes vest for sektorlinjen fortsetter inn i området mot midtlinjen. På norsk side vest for avtaleområdet er det gjort flere funn. På russisk side øst for avtaleområdet er det gjort flere meget store funn, inklusive Shtokman og Kildinskoya.

Enkelte aktiviteter kan pågå i flere faser:

- **Seismiske undersøkelser** inngår i utforskningsfasen, men også i produksjonsfasen da seismikk brukes for å overvåke utviklingen i reservoarene.

- **Boring** inngår i leting og produksjon (lete- og produksjonsboring), men aktivitet med borefartøy kan også være relevant for brønnvedlikehold under drift, og for permanent plugging av brønner i avviklingsfasen.
- **Fartøybruk** inngår i alle faser, herunder for eksempel installasjonsarbeider, forsynings- og beredskapstjenester, oljeeksport mv.
- **Landbaserte tjenester** (forsyningsbase, helikopterbase, driftsorganisasjon, landbasert terminal og/eller prosessanlegg) vil i varierende grad være relevant for ulike utbyggingsløsninger og scenarioer.



Figur 2-1. Lokalisering av funn. Høyt scenario (sorte prikker) og lavt scenario (røde ringer). Kilde OD (2012-a).

I scenarioene er det lagt vekt på mulig lokalisering, type og mengde ressurser, tidsperspektiv og tenkbare utbyggingsløsninger. Mer detaljerte aktiviteter relevant for ulike problemstillinger er utredet under de respektive tematiske studiene, men et slikt detaljnivå er ikke beskrevet i scenarioene.

2.1.1 Basis for etablering av scenarioer

Det er etablert to scenarioer for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet. Datagrunnlaget knyttet til petroleumssressursene i området er be-

grenset (se tekstboks). Dette gjør blant annet at myndighetene per i dag ikke har et ressursestimat for området³. Scenarioene er derfor basert på mulige ressursutfall (utvinnbare ressurser) vurdert ut fra dagens kunnskap om geologien i området. Ressursene som påvises i området hvis det åpnes, kan være både vesentlig større og mindre enn dette. Størrelsen på de utvinnbare ressursene kan kun klargjøres gjennom åpning og påfølgende leteboringer.

Sannsynligheten for å gjøre gassfunn i området antas større enn sannsynligheten for å gjøre oljefunn. Ressursutfallene i de to scenarioene er videre styrt av at det er behov for betydelige funnstørrelser for å kunne gi lønnsomme utbygginger. Ut fra dette er det etablert utbyggingsbilder for de to scenarioene. Utbyggings- og eksportløsninger vil kunne bli annerledes enn det som presenteres her. Hvilke funn som gjøres og hvilke utbyggingsløsninger som blir mest hensiktsmessige om området åpnes, er umulig å forutsi i dag.

2.1.2 Høyt scenario

Det er i scenarioet forutsatt at den første letebrønnen bores i 2017. Dette er realistisk hvis Stortinget beslutter området åpnet i 2013.

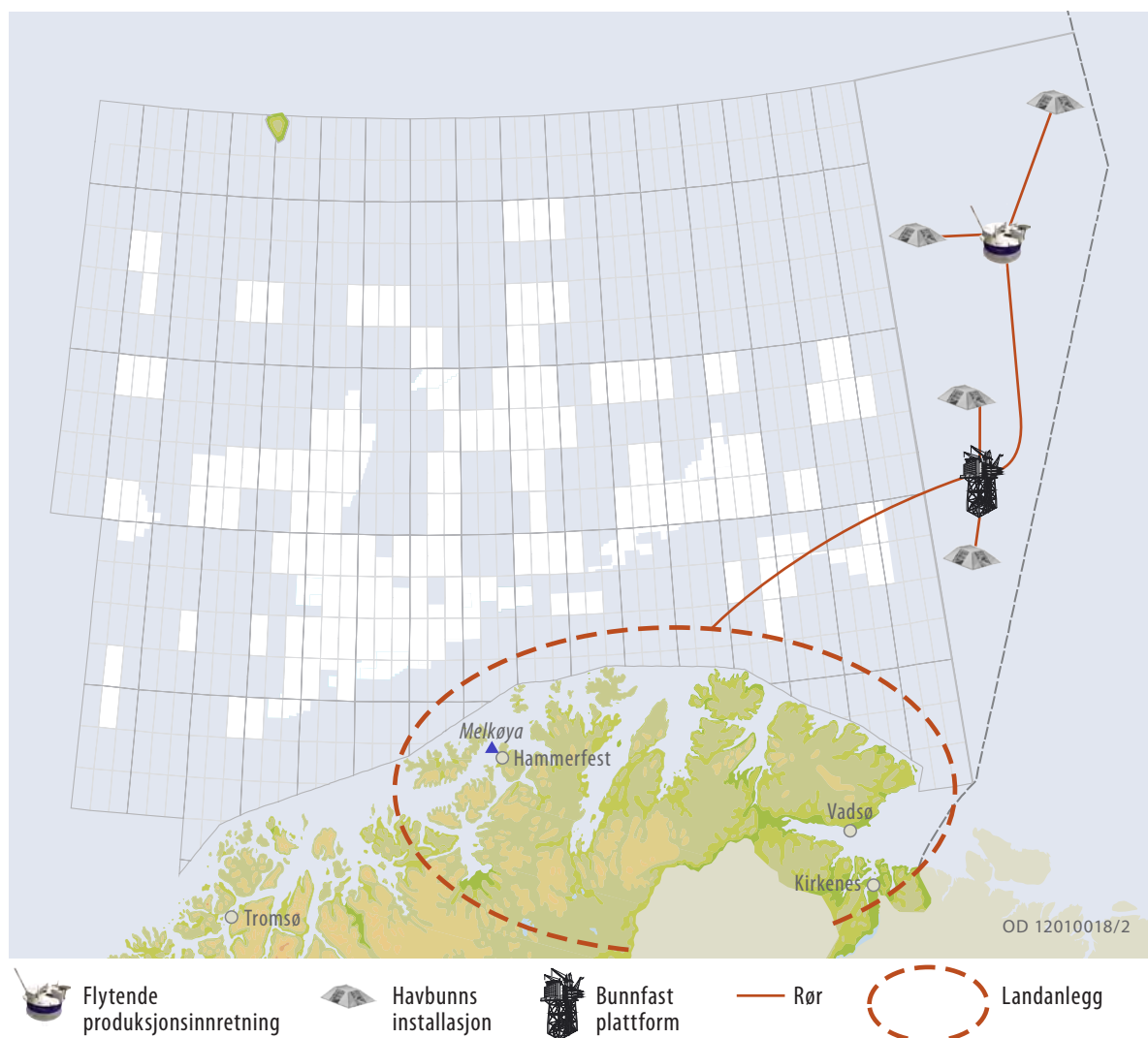
I høyt scenario er det lagt til grunn at det bores tre letebrønner per år. Det antas at det blir gjort funn i hver tredje brønn. Første funn, et gassfunn på 40 mrd. Sm³ (tilsvarer gassvolumet på Skarv), blir gjort i 2017. Deretter blir det gjort ett funn hvert år fram til og med 2022. Det blir til sammen gjort fire gassfunn hvorav to gassfunn er på 40 mrd. Sm³ og to på 20 mrd. Sm³. Videre blir det gjort to oljefunn, ett i nord på 30 mill. Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), tilsvarende oljevolumet på Goliat, og ett i sør på 15 mill. Sm³ o.e. (figur 2-1).

³ Som en del av åpningsprosessen har OD samlet inn seismikk i åpningsområdet i 2011 og 2012. Denne informasjonen vil bli brukt til å etablere et ressursestimat for området. Ressurspotensialet i området basert på innsamlet seismikk fra 2011-2012 vil bli presentert i en egen rapport.

Det er lagt til grunn en ledetid fra funn til produksjon på 10 år, som tilsvarer gjennomsnittlig ledetid for felt på norsk sokkel. Første produksjon starter således i 2027. Det første og største oljefunnet blir besluttet bygget ut i 2023, samtidig med landanlegg og tilhørende infrastruktur for det første gassfunnet. Det minste oljefunnet blir besluttet bygget ut i 2028. De øvrige gassfunnene bygges ut etter hvert som det er ledig kapasitet i landanlegget.

Det største oljefunnet er antatt utbygd med en flytende produksjonsinnretning. Det minste oljefunnet med en bunnfast brønnhodeplattform. Oljen stabiliseres på innretningene før den transporteres videre med tankskip. Gassfunnene bygges ut med havbunnsløsninger som knyttes opp mot disse plattformene, der gassen behandles før den transporteres i rør til landanlegget. Landanlegget har en kapasitet på fem mrd. Sm³ gass per år.

Utbyggingsbildet for det høye scenarioet er illustrert i figur 2-2. To alternativer for gassevakuering er vurdert. Alternativ I er et landanlegg med videre transport i rør. Alternativ II er et LNG-anlegg. Begge løsningene i utbyggingsbildet innebærer et landanlegg.



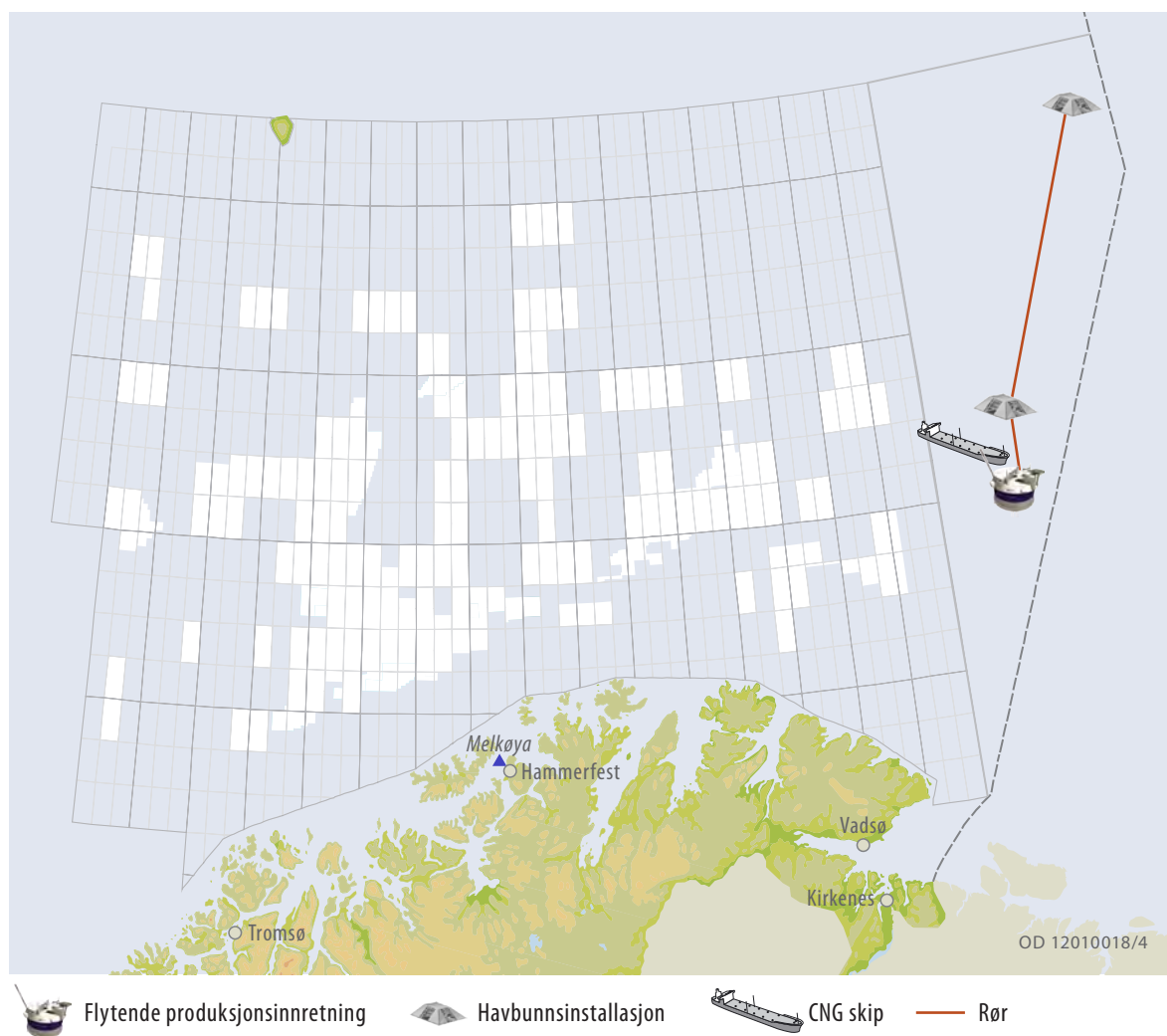
Figur 2-2. Illustrasjon av utbyggingsløsninger, høyt scenario.

2.1.3 Lavt scenario

Første letebrønn blir boret i 2017 og det bores to letebrønner per år. De første årene med letevirksomhet antas det at det gjøres funn i hver tredje letebrønn. Det blir gjort et gassfunn på 20 mrd. Sm³ i 2017, et oljefunn på 15 mill. Sm³ o.e. i 2019, og et gassfunn på 10 mrd. Sm³ i 2020 (figur 2-1). Det bores ikke letebrønner etter 2024 på grunn av relativt svake leteresultater.

I 2025 er det lagt til grunn at det blir fattet en beslutning om utbygging basert på gassfunnet i 2017 og oljefunnet i 2019. Oljefunnet antas bygd ut med en flytende eller bunnfast produksjonsinnretning der oljen stabiliseres på innretningen før den transporteres videre med tankskip. Det største gassfunnet bygges ut med havbunnsløsning knyttet opp mot plattformen, der den behandles for deretter å sendes med CNG⁴-skip til markedet. I 2026 blir det minste gassfunnet bygget ut. Dette blir, lik det første gassfunnet, bygget ut med havbunnsløsning knyttet opp mot den eksisterende plattformen. Første produksjon starter i 2029.

Utbyggingsbildet for det lave scenarioet er illustrert i figur 2-3.



Figur 2-3. Illustrasjon av utbyggingsløsninger, lavt scenario.

2.2 Kunnskapsgrunnlag for naturmiljø

I dette kapitlet presenteres kunnskapsgrunnlaget relatert til naturressurser og miljøforhold i utredningsområdet, samt at det gis en omtale av kunnskapsnivået generelt. Kunnskapen om økosystemet i Barentshavet - Lofoten kan generelt karakteriseres som omfattende, men på flere områder er det fortsatt kunnskapsbehov. Dette gjelder særlig forhold som har liten sammenheng med økonomisk aktivitet i området, som effekter av klimaendringer, havforsuring og de faktorene som påvirker motstandskraften mot endringer i økosystemet i området.

Kunnskapsgrunnlaget for Barentshavet sør er dokumentert og omtalt i siste oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet - Lofoten. For utredningsområdet konkluderer man med at kunnskapsstatusen i dette området ikke skiller seg vesentlig fra andre deler av Barentshavet, kanskje med unntak av geologisk kartlegging av petroleumspotensialet. Et behov for ytterligere kunnskap om naturressurser og miljøforhold i området ble trukket frem i flere kommentarer til utredningsprogrammet. Ved fastsettelsen av programmet for konsekvensutredning behandlet Olje- og energidepartementet dette temaet særskilt.

Kunnskapen om området er ikke fullstendig, men på et tilsvarende nivå som for tilgrensede områder mot vest som er åpnet for petroleumsvirksomhet. På dette grunnlag vurderer departementet at kunnskapsnivået om miljøforhold og naturressurser er tilstrekkelig for en vurdering av åpningsspørsmålet.

Fra flere hold ble det i denne sammenheng også henvist til naturmangfoldloven (lov 19. juni 2009 nr. 100 om forvaltning av naturens mangfold). Det følger av naturmangfoldloven § 2 at loven får anvendelse på norsk landterritorium, herunder innsjøer og vassdrag, og i Norges territorialfarvann. På kontinentalsokkelen og i Norges økonomiske sone gjelder prinsippene i §§ 1, 3 til 5, 7 til 10, 14 til 16, 57 og 58 så langt de passer. I forarbeidene til loven understrekes det imidlertid at bestemmelsen ikke vil innebære noen overføring av myndighet fra sektorlover til naturmangfoldloven på kontinentalsokkelen og i den økonomiske sonen.

Beskrivelse av kunnskapsgrunnlaget har utgjort en sentral del av konsekvensutredningen, og en rekke arbeider er gjennomført for å beskrive kunnskapen innen ulike emner. De mest sentrale prosessene for styrking av kunnskapsgrunnlaget om levende ressurser i området foregår under ledelse av Havforskningsinstituttet (HI), som gjennomfører to tokt hvert år som omfatter utredningsområdet. Vintertoktet dekker det sørlige Barentshavet i februar hvert år, mens økosystemtoktet dekker hele kontinentalsokkelen i Barentshavet i august-september. Slike tokt er foretatt gjennom en årrekke, i nært samarbeid med russiske forskere. Det finnes derfor betydelig kunnskap om havmiljøet i utredningsområdet. Kunnskapen om sjøfugl er vesentlig forbedret etter oppstarten av SEAPOP. Kunnskapen om havbunn og bunndyr er i dag basert på undersøkelser av HI samt private selskaper, og vil økes i de nærmeste år som følge av oppstart av undersøkelser under MAREANO-programmet. Totalt sett vurderes kunnskapen om naturressurser i området å være betydelig, og sammenlignbar med kunnskapsnivået for åpnete områder i Barentshavet sør.

I de følgende delkapitler er det gitt noen kortfattede beskrivelser av relevante miljøforhold og kunnskapsstatus. For mer utfyllende informasjon, henvises til grunnlagsstudiene.

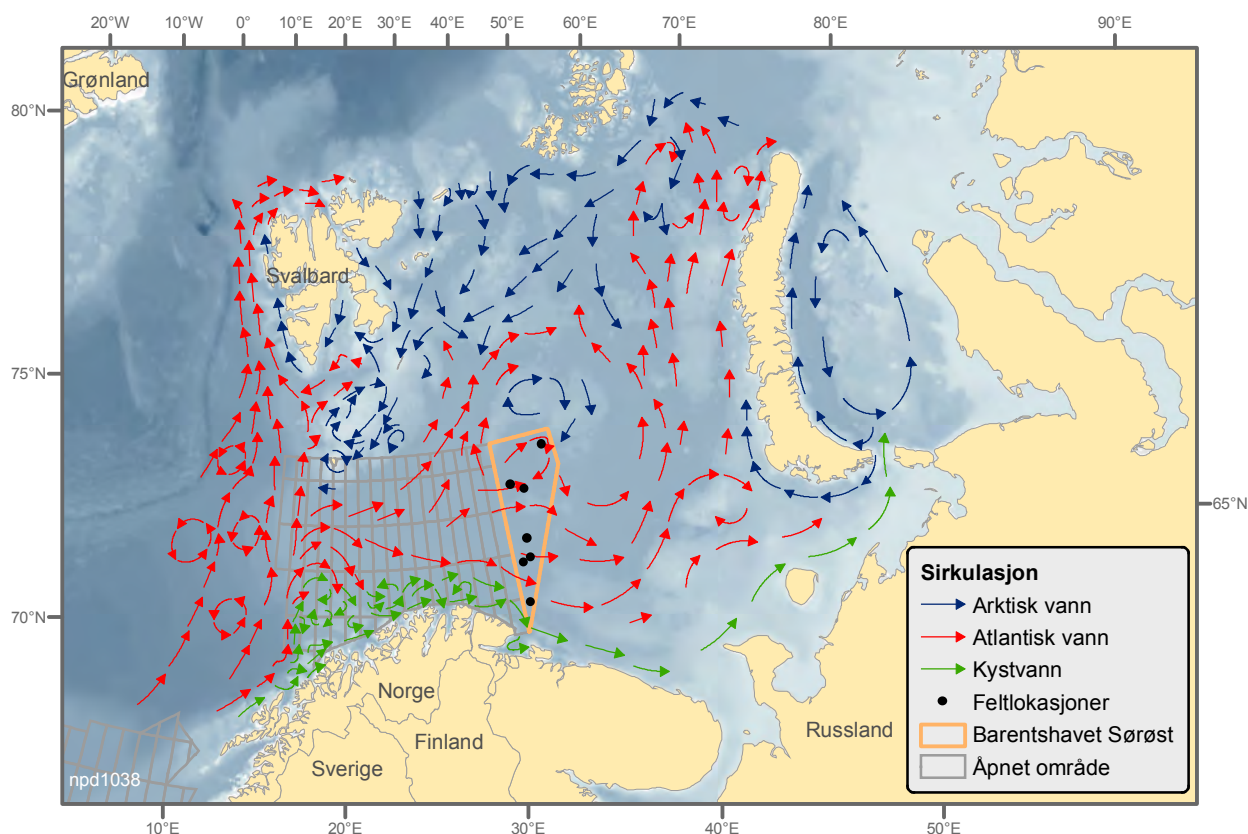
2.2.1 Fysiske forhold i havområdet

Fysiske forhold som vind, bølger, temperatur, isutbredelse, sikt mv. er beskrevet av Meteorologisk Institutt (MI) (Iden m.fl., 2012). Havstrømmer, sirkulasjon, polarfront, isforhold mv. er videre beskrevet av HI (Fosså (red), 2012). Basert på disse rapportene følger nedenfor en kort sammenfatning av relevante tema.

Vannsirkulasjon/strømforhold

Barentshavet kan karakteriseres som et gjennomstrømningshav hvor atlantisk vann (karakterisert ved saltholdighet rundt 35 promille og temperatur rundt fire - seks °C) kommer inn i sørvest og går ut i Polhavet i nordøst mellom Novaja Zemlja og Franz Josefs land. Det innstrømmende atlantehavsvannet følger kontinentalskråningen fra Vesterålen til utsiden av Tromsøflaket, hvor strømmen deler seg i en sørlig gren som går rundt Tromsøflaket gjennom utredningsområdet og følger parallelt med kysten mot Novaja Zemlja, og en nordlig gren som følger Bjørnøyrenna og Hopenjupet mot nordøst (figur 2-4). Lengre sør langs norskekysten går kyststrømmen, som har sitt opphav i Skagerrak og tar med seg avrent materiale fra den baltiske og norske kystene inn i de sørlige delene av Barentshavet.

Fosså (2012) beskriver videre temperaturforhold i havområdet for de ulike sesonger. Dette viser en klar avtagende temperatur nordover. I vinter-vår-sesongene vil vanntemperaturen ved 20 meters dyp være fire-fem°C sør i området og ned mot en °C i nord. I sommer-høstsesongene vil temperaturene øke til syv °C i sør og fire-fem°C i nord.



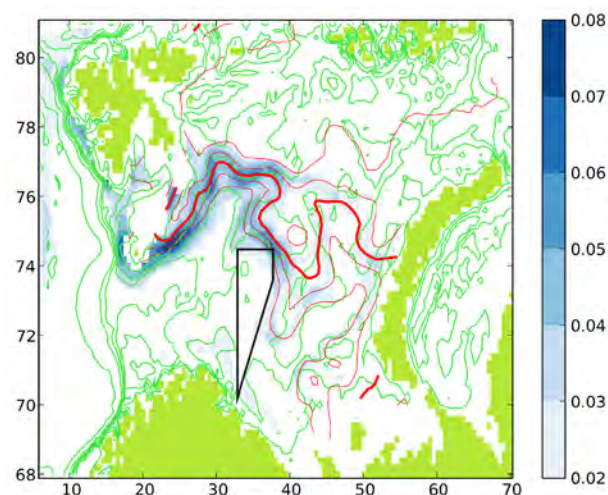
Figur 2-4. Sirkulasjon og dybdeforhold i Barentshavet. Lengden på pilene angir ikke styrke. Kilde: HI (Fosså (red), 2012).

Polarfronten

De sentrale og nordlige deler av Barentshavet er i liten grad påvirket av ferskvannavrenning fra land. I det nordlige Barentshavet strømmes arktisk vann med lavt saltinnhold og temperaturer under null °C fra Karahavet og Polhavet i nordøst mot sørvest. Polarfronten definerer skillet mellom arktisk og atlantisk vann, og både temperatur- og saltgradienten er markant i dette frontområdet. Is fryser ikke i det atlantiske vannet, men i meste-parten av det arktiske vannet. I deler av året er polarfronten derfor omtrent sammenfallende med iskanten (eller lengre nord).

Polarfronten styres av mengden atlantisk vann som strømmer inn i Barentshavet. Den har derfor en klar sesongmessig variasjon, med mer innstrømning om vinteren enn om sommeren. Dette kan påvirke plassering av polarfronten, men variasjonen vurderes å være mindre innenfor et år enn mellom år. Fronten er relativt klart definert av topografien i vest hvor den følger de sørlige delene av Spitsbergenbanken, Storbanken og Sentralbanken. I utredningsområdet er det ikke topografien som styrer polarfronten (som i nordvest), men havstrømmene. I øst blir fronten svakere og bredere og splittes opp øst for 35–40 °Ø. Øst for Sentralbanken er det større forskjeller fra år til år hvor fronten trekker seg nord- og østover i de varme årene, og sørover i de kalde årene (Ådlandsvik, 2009).

Selv i kalde år berører fronten de nord-nordøstlige delene av utredningsområdet. Usikkerheten er stor når det gjelder fremtiden til polarfronten. I et modellert framtidsscenario blir Barentshavet varmere og fronten i øst forskyves nord og østover (Ådlandsvik, 2009). Figur 2-5 angir polarfronten basert på grunnlag av klimatologi for 1970-2008 (Fosså (red), 2012). Den økologiske funksjonen av polarfronten er omtalt i kapittel 2.2.3.



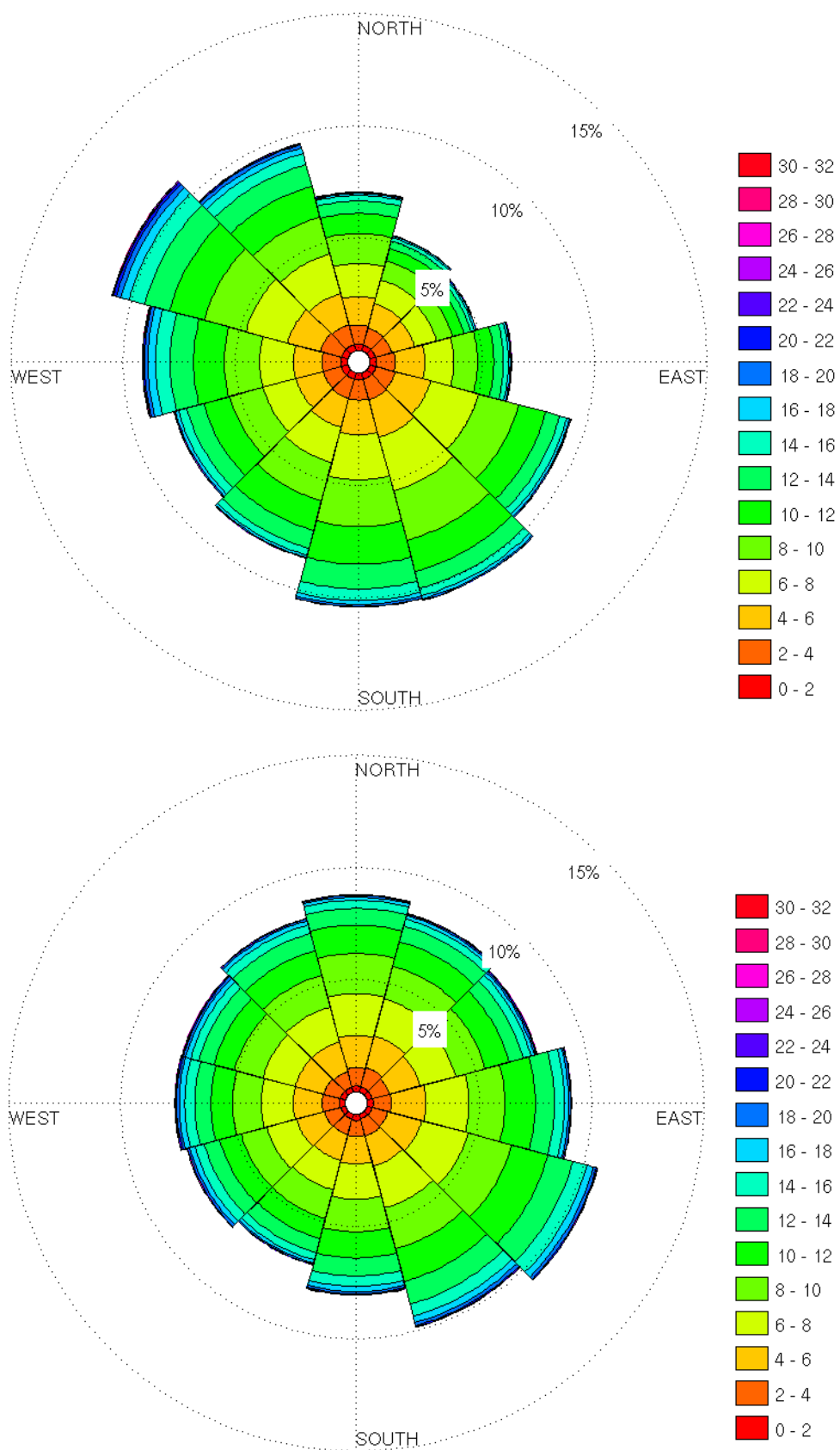
Figur 2-5: Polarfronten. Fargede blå fylte konturer gir temperaturgradient i °C/km. Tykk rød kurve er en grads isoterm, mens de tynne røde kurvene er -1, 0, 1, 2 graders isotermer. Beregnet på grunnlag av 1970-2008 klimatologi for august-september-oktober i 50m dyp. Kilde: HI (Fosså m.fl., 2012).

Vindforhold

MI (Iden m.fl., 2012) beskriver kunnskap om blant annet vind. Vind er modellert for fem posisjoner basert på statistiske data for perioden 1958-2011.

I figur 2-6 angis vindroser for to modellerte punkter i henholdsvis posisjon 71 °N 31 °Ø (sør i åpningsområdet) og et noe lengre nord i posisjon 73 °N, 30 °Ø. Dette angir vind med styrke to - 10 m/s i 65 pst. av tiden, og generelt begrenset omfang av veldig sterk vind. For de fleste vindstyrker er det spekteret fra sørøstlig til nordvestlig vind som er dominerende i sør, mens det er noe mer lik fordeling av vindretninger lengre nord. Bildet er ikke vesentlig annerledes for de resterende modelleringpunktene.

MI har sammenlignet vindforholdene med andre felt på sokkelen, Goliat, Heidrun og Statfjord. Hovedfunn er at den maksimale vindhastigheten vil ligge under de høyeste verdiene gjeldende for disse.

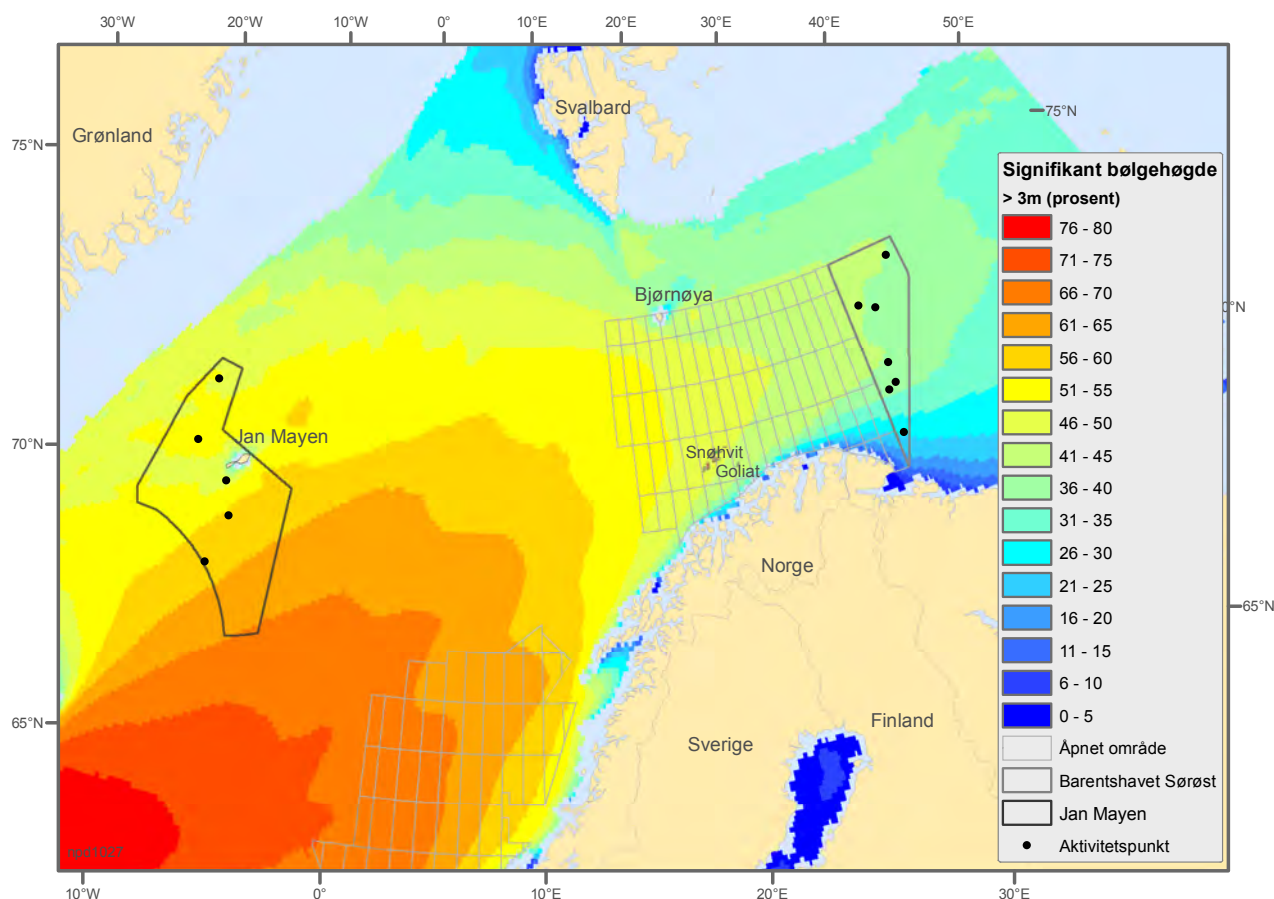


Figur 2-6: Vindrose for posisjon 71,03 °N, 31,04 °Ø (øverst) og 73,11 °N, 30,77 °Ø. Figuren angir andel av vind i prosent fra de ulike retninger, samt vindstyrke (ulike farger). Kilde: MI (Iden m.fl. 2012).

Bølgeforhold

Bølgeforhold er i stor grad direkte relatert til vindforhold. MI (Iden m.fl., 2012) har beregnet bølgeforhold for gitte punkter i utredningsområdet på års- og månedsbasis. Dette gir sannsynlighetsfordeling for bølger av en viss størrelse i området, samt verdier for maksimalt forventede bølger. Generelt er det lavere forekomst av høye bølgehøyder i utredningsområdet sammenlignet med lenger vest i Barentshavet og spesielt i forhold til Norskehavet. Tilsvarende er også de forventede maksimale bølgene mindre her enn i for eksempel Norskehavet og nordlige Nordsjøen. Figur 2-7 angir prosentvis forekomst av bølger med signifikant bølgehøyde⁵ (H_s) over tre meter i januar.

For å sette bølgeforholdene i perspektiv har MI sammenlignet bølgehøyder i utredningsområdet med forholdene rundt feltene Goliat, Heidrun og Statfjord⁶. Maksimal bølgehøyde i området er beregnet til å ligge noe lavere enn for de tre nevnte feltene. Signifikant bølgehøyde er for området beregnet til å ligge mellom 13,9 og 15,6 meter, mens denne eksempelvis for Heidrun er 17 m.



Figur 2-7: Prosentvis forekomst av signifikant bølgehøyde over tre meter i januar. Kilde: MI (Iden m.fl. 2012).

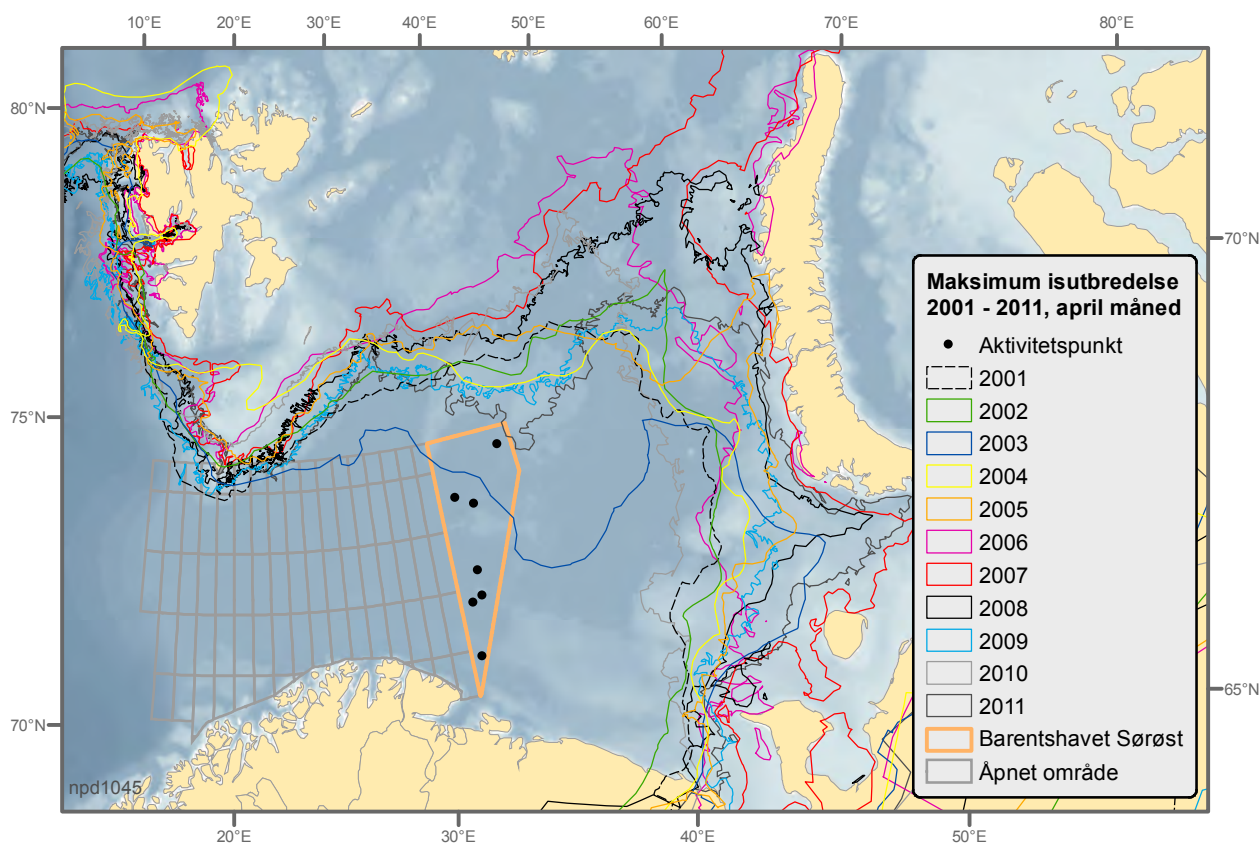
⁵ Signifikant bølgehøyde (H_s) er gjennomsnittsverdien av den høyeste tredjedelen av individuelle bølgehøyder i en 20 minutters periode. Enkeltbølger kan være betraktelig høyere.

⁶ Goliat ligger nord for Hammerfest (71°N), Heidrun ligger på Haltenbanken (65°N), og Statfjord ligger vest av Florø (61°N).

Isutbredelse

Det sesongvariable isdekket er sentralt for dynamikken i Barentshavet. Store deler av det totale Barentshavet kan være dekket av is om vinteren, men vinterisen som blir dannet er ettårig, slik at store deler av havet har en årlig dynamikk med frysing og påfølgende smelting. Den mellomårige isutbredelsen varierer mye. De årlige variasjonene i isdekket endrer seg i naturlige sykluser på 6-10 og 60-70 år, og når isdekket er på et minimum kan iskanten variere fra år til år med flere hundre kilometer (Johannessen m.fl., 2004). De siste 200 år har isdekket blitt redusert med 60 pst. (Vinje, 2001). Dette kan ses i sammenheng med høyere lufttemperatur og mengden av, og temperaturen på, det innstrømmende atlantehavsvannet.

Kunnskap om isutbredelse er god, da denne overvåkes kontinuerlig basert på satellittdata. Isutbredelsen er normalt størst i månedene mars-april⁷, men det kan finnes is i nordlige deler av utredningsområdet i månedene desember – juni. I tillegg er det stor variasjon fra et år til et annet. Dette er illustrert i figur 2-8 som angir maksimal isutbredelse for april måned for årene 2001-2011. Definisjonen av isutbredelse er her gitt som 40 pst. isdekning. I perioden er det kun i 2003 at det har vært isdekke innen utredningsområdet i april. Det er stor forskjell mellom årene se eksempelvis 2003 og 2006/2007.



Figur 2-8: Maksimal isutbredelse for april måned, periode 2001-2011. Kilde: MI.

⁷ I rapporten fra MI er det presentert kart som angir maksimal isutbredelse per måned for perioden 2001-2011.

Lufttemperatur

MI (Iden m.fl., 2012) har modellert lufttemperaturer for området på måneds- og årsbasis. Dette er gjort for fem modellpunkter i utredningsområdet, og disse er for referanse sammenlignet med tilsvarende for Goliat. I tabell 2-1 er det angitt modellerte maksimums- og minimumstemperaturer for posisjonene. Dette viser lavere maksimums- og minimumsverdier sammenlignet med Goliat, og avtagende temperatur nordover. Minimumstemperaturene er anslått ned til -25,1 °C i det nordligste området, mot -14,6 °C i sør. For Snøhvit og Skrugardfunnet er hundreårs minimumstemperaturer henholdsvis -17,5 og -18°C.

Posisjon	Maksimums-temperatur (°C)	Minimums-temperatur (°C)
74,00 N, 32,88 E	10,8	-25,1
74,07 N, 30,79 E	10,6	-24,9
73,11 N, 30,77 E	11,6	-19,6
72,07 N, 30,90 E	12,7	-16,6
71,03 N, 31,04 E	14,8	-14,6
71,23 N, 22, 21 E (Goliat)	15,6	-12,8

Tabell 2-1: Modellerte maksimums- og minimumstemperaturer for gitte posisjoner i utredningsområdet og sammenstilt mot tilsvarende for Goliat. Kilde: MI (Iden m.fl., 2012).

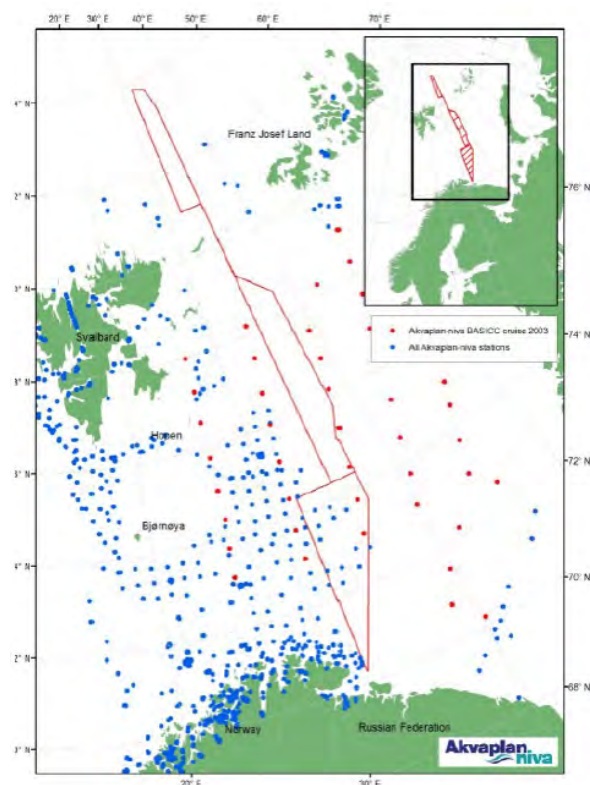
2.2.2 Havbunn, forurensningssituasjon og kulturminner

Havbunnen i utredningsområdet er i varierende grad undersøkt. MAREANO-programmet startet i 2011 dybdemålinger i området og dette arbeidet videreføres i 2012. I tillegg til dybdemålinger vil MAREANO-programmet kartlegge relevante biologiske, kjemiske og geologiske forhold (Fosså red), 2012).

Bunnforhold

Kunnskap om bunnforhold i området foreligger fra miljøovervåking også i dette området (figur 2-9), omhandlet i rapporten om regulære utslipp til sjø (Larsen m.fl., 2012), samt angitt i det fa-

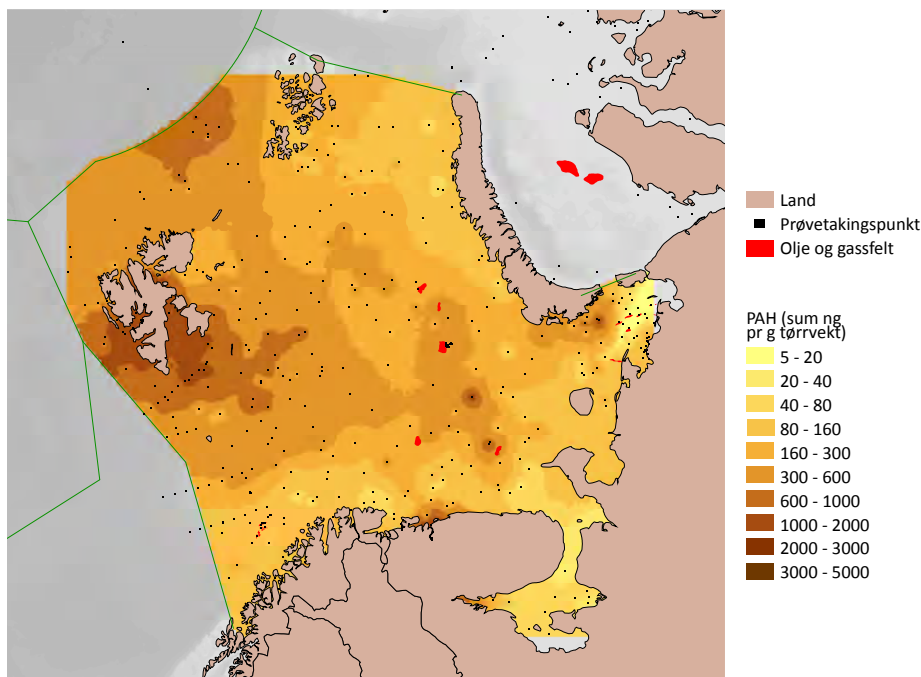
glige grunnlaget for forvaltningsplanen Barentshavet-Lofoten (von Quillfeldt (red), 2010). En vurdering av miljøforhold og grad av forurensning er blant annet oppsummert og presentert i rapporter fra Arctic Monitoring and Assessment Program (AMAP).



Figur 2-9: Oversikt over bunnstasjoner undersøkt i Barentshavet av firmaet Akvaplan-niva. Kilde: Larsen m.fl., 2012.

Forurensningssituasjonen

Det faglige grunnlaget for oppdatering av forvaltningsplanen (von Quillfeldt (red), 2010) gir en vurdering av grad av forurensning i hele forvaltningsplanområdet. Det konkluderes generelt med at det er få store kilder til forurensning fra landbasert eller kystbasert virksomhet. Som følge av igangsatte tiltak for å stanse tilførsler, forventes en forbedring i forurensningssituasjonen fremover mot 2025. Samtidig fremheves usikkerhet knyttet til klimaendringer og hvordan dette eventuelt kan påvirke tilførsler av forurensning gjennom is-smelting, landavrenning og elvetilførsler. Langtransportert forurensning, med vind og havstrømmer, er det viktigste kilden til miljøgifter og radioaktivitet i området.



Figur 2-10. Nivåer av PAH i Barentshavet. Kilde: AMAP (2007).

Undersøkelsene som er gjort i forvaltningsplanområdet viser at det stort sett er lave nivåer av miljøgifter og radioaktive stoffer i miljøet. Unntaket er arter øverst i næringskjeden som f.eks. isbjørn, sjøfugl og sel, samt fisk som lever på store dyp og blir gamle. Dette skyldes at en del miljøgifter er fettløselige og lite nedbrytbare og derfor oppkonsentreres oppover i næringskjeden. Nivåene av miljøgifter i undersøkte indikatorarter som torsk, lodde, polartorsk og reker ligger under EUs øvre grenseverdi for humant konsum.

AMAP (2007) har vurdert tilførsler av petroleumshydrokarboner, fra menneskelige aktiviteter og naturlig utlekking fra grunnen, til marint miljø i Arktis. Siden det ikke er petroleumsvirksomhet i utredningsområdet vil eventuell oljeforurensning her ha opprinnelse fra for eksempel skipsvrak og naturlig utlekking. Resultatene sammenstilt av AMAP viser at nivåene av PAH⁸ er relativt lave i sørlige deler av utredningsområdet, og øker gradvis nordover (figur 2-10). Samtidig er nivåene lave sammenlignet med områdene opp mot Svalbard.

8 Polysykliske aromatiske hydrokarboner. Fler-ringete hydrokarboner som kan ha opprinnelse fra petroleum/kull og fra forbrenningsprosesser.

Basert på kunnskapen presentert i det faglige grunnlaget for forvaltningsplanen (von Quillfeldt (red), 2010) vurderes utredningsområdet å være svært lite forurensset som følge av menneskelige aktiviteter.

Marine kulturminner

Marine kulturminner er spor etter menneskelig virksomhet som nå ligger i eller under vann, for eksempel på grunn av skipsforlis, havarerte luftfartøy eller oversvømmelse av landområder. Negative effekter på kulturminnene vil i hovedsak være irreversible, slik at enhver skade vil måtte påregnes å gi en permanent verdiforringelse. Hensyn til kulturminner er nedfelt i petroleumsloven, og før aktiviteter igangsettes skal de nødvendige undersøkelser og avklaringer gjøres mot kulturminneforvaltningen.

Den norske kulturminneforvaltningen har meget begrenset oversikt over slike kulturminner i Barentshavet, men har likevel ut fra kulturhistoriske og naturgitte indikatorer sagt noe om graden av sannsynlighet for slike funn i forskjellige områder i den første forvaltningsplanen for Barentshavet (St. meld. nr. 8 (2005-2006)). Spesielt for Barentshavet er konsentrasjonen av et betydelig antall skipsvrak fra annen verdenskrig (Murmansk-konvoiene). Det er videre et potensial for funn av oversvømte boplasser fra steinalderen langs kysten av Finnmark. En må forvente at igangsatt arbeid gjennom MAREANO vil styrke kunnskapen om marine kulturminner i området.

2.2.3 Levende ressurser i området

Dagens kunnskap om bunnforhold og bunnfauna i området er omhandlet i HIs rapport om marine ressurser i Barentshavet sørøst (Fosså (red), 2012), og er basert på deres tokt i området gjennom mange år.

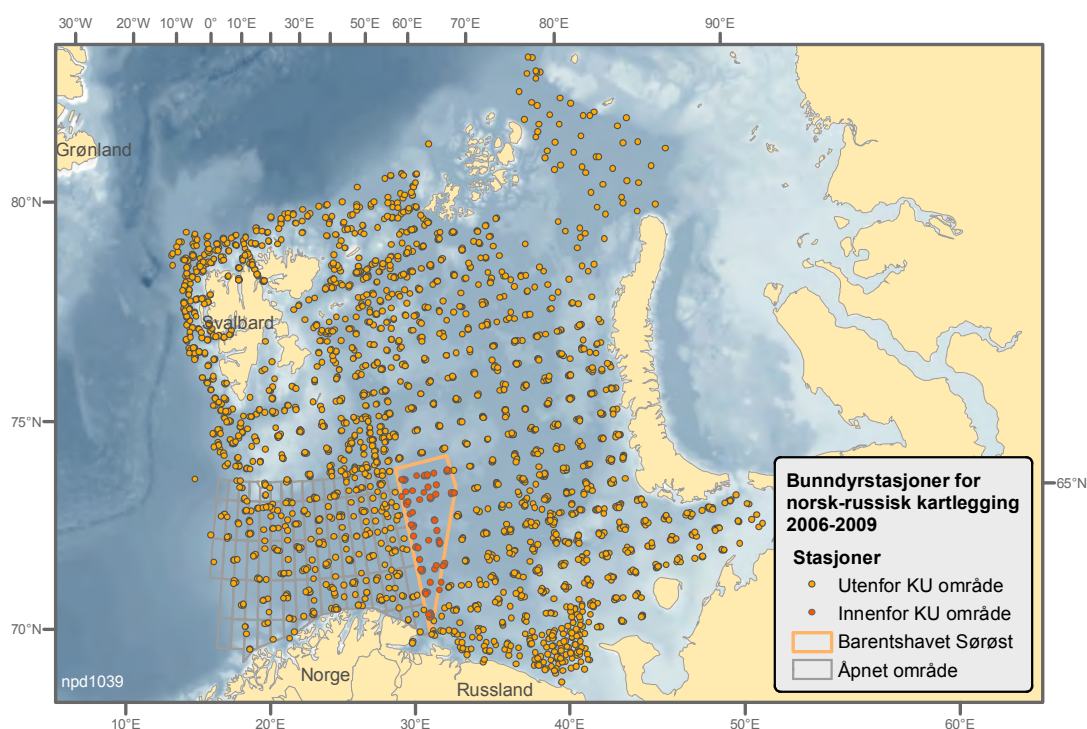
Det er stor variasjon i bunndyrfauna gjennom utredningsområdet, og basert på dagens kunnskap karakteriseres den sørlige delen som et “varmt-vannsområde” mens den nordlige delen karakteriseres som et “kaldere område”, med ulik fauna (Fosså (red), 2012). HI refererer til studier på 90-tallet som har konkludert med at “bunndyrsamfunnene i Barentshavet var i en naturlig og god tilstand”. Denne situasjonen antas også å være gyldig i dag. Det er totalt identifisert om lag 3 300 større bunndyrarter (makrobentiske) i Barentshavet. HI overvåker bunndyrsamfunnene i området regelmessig og har etablert en rekke overvåk bunndyrsamfunn i området er nærmere presentert i grunnlagsrapporten fra HI (Fosså (red), 2012). Det er identifisert fire typer bunndyrsamfunn i området. I enkelte deler av området er det identifisert iøynefallende arter som sjøliljer og svamper, se geografisk fordeling angitt i figur 2-12. Det er ikke avdekket korallrev (*Lophelia pertusa*) eller andre spesielle arter eller habitatforekomster i området (Fosså (red), 2012).

Primærproduksjon

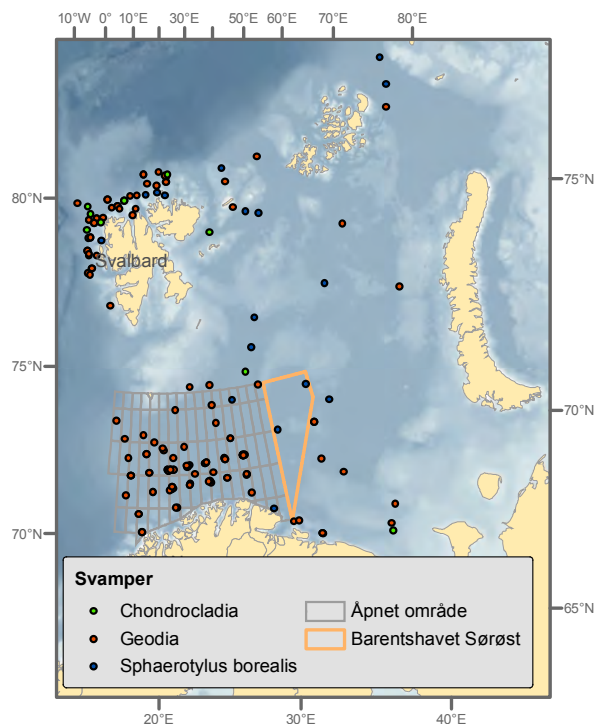
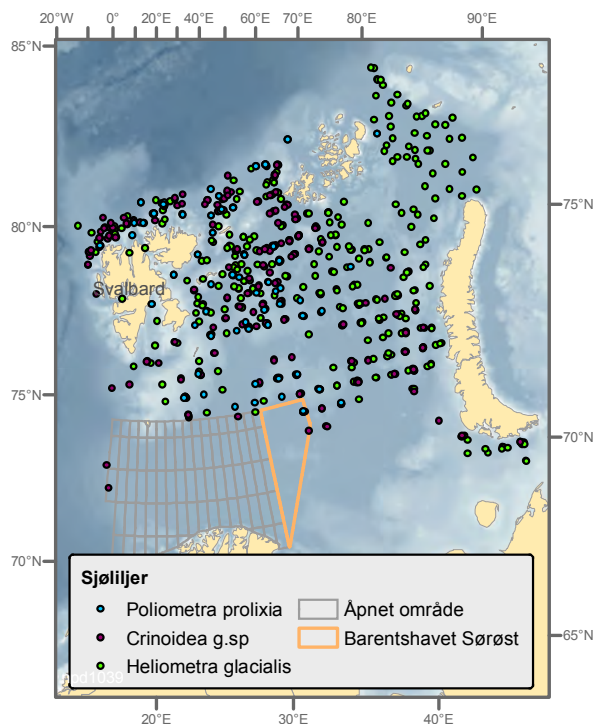
Næringssalter og planteplankton er i stor grad påvirket av havstrømmer og biologiske prosesser. I mange tilfeller vil primærproduksjon og næringssalter knyttes til vannmasser som transporteres gjennom et område og vil ikke være knyttet til spesifikke områder. Topografiske forhold vil kunne føre til at enkelte områder er mer produktive enn andre. Utredningsområdet har gode næringssaltforhold i vinterperioden og kan dermed sikre en høy primærproduksjon og planteplanktonbiomasse, spesielt om våren. Disse produksjonsforholdene er ikke unike for utredningsområdet, men gjelder et større område av de sentrale og østlige delene av Barentshavet (Fosså (red), 2012).

Dyreplankton

Utredningsområdet har relativt lav forekomst av dyreplankton (bestandene måles i august-september), men er lokalisert midt i transportruten for plankton inn til de sørlige og østlige deler av Barentshavet. Et relativt langstrakt område i russisk sektor av Barentshavet like vest av Novaja Zemlja har vanligvis høye konsentrasjoner av dyreplankton. Dette området er mest sannsynlig avhengig av å få tilført dyreplankton gjennom



Figur 2-11. Bunndyrstasjoner for norsk-russisk kartlegging i 2006-2009. Kilde: HI (Fosså (red), 2012).



Figur 2-12. Geografisk fordeling av henholdsvis sjøliljer (venstre) og tre svamptyper i Barentshavet. Kilde: HI (Fosså (red), 2012).

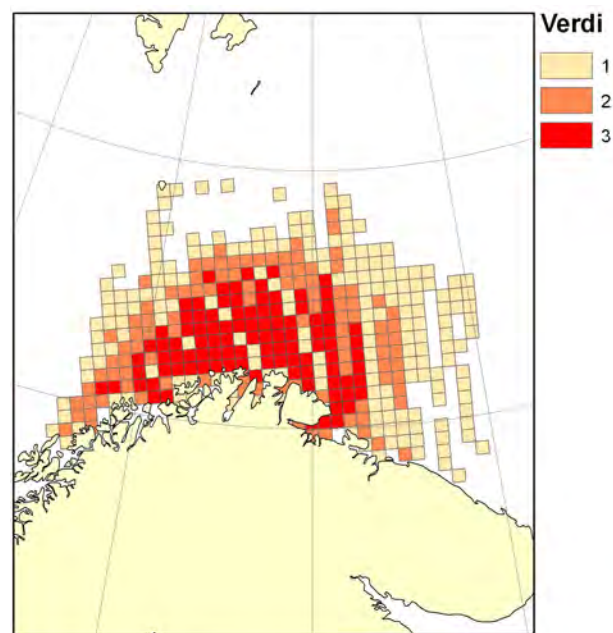
utredningsområdet for å opprettholde mengde og konsentrasjoner på et høyt nivå. Dessuten er det betydelige forekomster av krill øst for utredningsområdet, særlig en art (*T. raschii*) som bare i liten grad tilføres med strømmene inn i Barentshavet. Utredningsområdet er imidlertid viktig for de aller fleste arter som føres med atlantisk vann og kystvannmasser inn i Barentshavet, for eksempel krill og amfipoder (Fosså (red), 2012).

Fisk

Fisk i Barentshavet utgjør grunnlaget for et betydelig fiskeri. I tillegg finnes en rekke arter som ikke høstes kommersielt. Totalt er mer enn 200 fiskearter identifisert i Barentshavet. Arter av størst kommersiell viktighet er kort omtalt nedenfor.

Lodde av ulike aldersgrupper finnes i utredningsområdet: om sommeren er det larver, om høsten og vinteren er det yngel (0-gruppe), samtidig bruker voksen lodde området som beite- og overvintringsområde. Mengden av lodde varierer mellom aldersgruppene, men det ser ut som at 0-gruppesfisk⁹ vil dominere der om høsten og vin-

teren. Både havdyp og substrat tilsier at det er lite sannsynlig at gyting foregår innenfor utredningsområdet (figur 2-13), men mer kystnært er det viktige gytefelt både øst, sør og vest for området (Fosså (red), 2012).



Figur 2-13. Forekomst av loddelarver i toktmålinger i juni (1986-2006). Kilde: HI (Fosså (red), 2012).

⁹ 0-gruppe (årets fiskeyngel), stadiet mellom larver og ungfisk.

Nordøstarktisk torsk (skrei). Egg og nyklekte larver finnes kun sporadisk i utredningsområdet, mens videre utviklede larver kan enkelte år være tallrike i sørlige del av området. Det er ganske årvisst betydelige forekomster av 0-gruppe og eldre torsk i mesteparten av området. Viktige oppvekstområder for ett-fire år gammel torsk ligger øst/sørøst (nedstrøms) for området.

Nordøstarktisk hyse. Egg og larver finnes kun sporadisk i utredningsområdet, mens 0-gruppe kan enkelte år være tallrike. Det er årvisst betydelige forekomster av 1-gruppe og eldre hyse i sørlige deler av området. Viktige oppvekstområder for ett-tre år gammel hyse strekker seg videre sørøst (nedstrøms) for området.

Nordøstarktisk sei. Forekomstene av sei i området er ubetydelige.

Nordøstarktisk blåkkeite. Spredte forekomster av voksen fisk finnes i mesteparten av området.

Snabeluer. Larver er ikke påvist i området, men null-to år gammel fisk av gode årsklasser er utbredt i mesteparten av området. Eldre fisk er også utbredt i mesteparten av området.

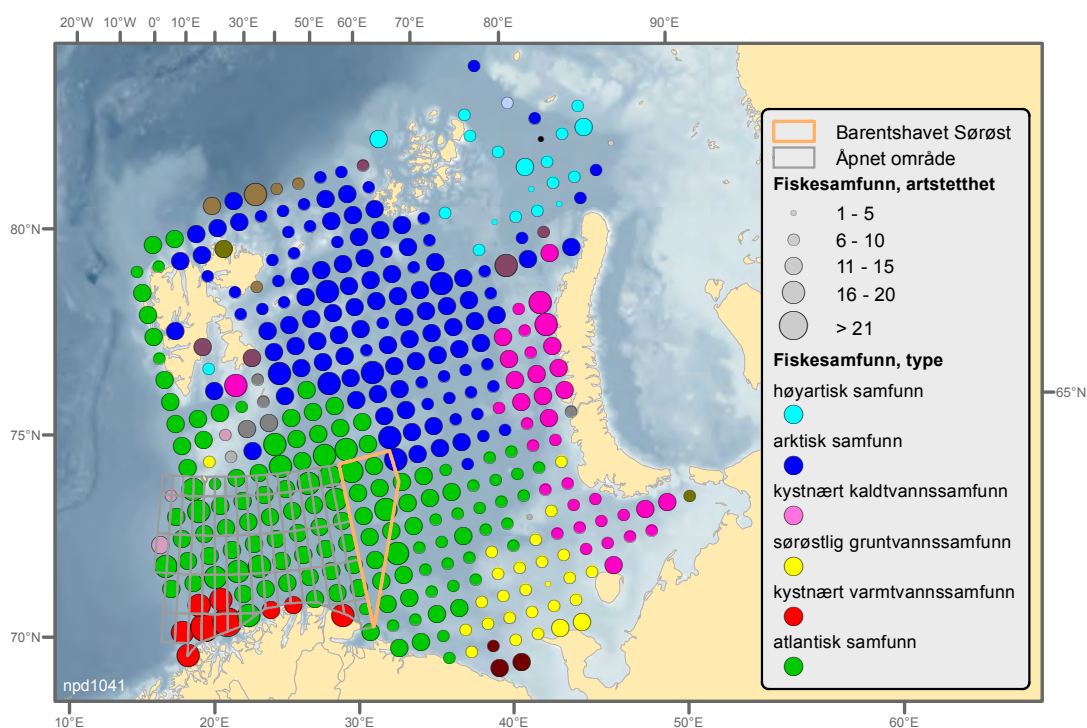
Vanlig uer. Spredte forekomster av to år og eldre fisk i mesteparten av området. Forekomster av yngre livsstadier er lite kartlagt.

Norsk vårgytende sild. Ingen forekomster av egg, larver eller voksen sild, men betydelig forekomster av ungsild (null-tre år) i sørlige deler av området i perioder med god rekruttering.

Kysttorsk. Gyte- og oppvekstområdene for kysttorsk er utenfor utredningsområdet. Det antas at egg og larver i svært liten grad transporteres til havs. Prøvetaking fra torskefisket viser sporadiske innslag av voksen kysttorsk i den sørligste snippen av området.

Steinbit. Blåsteinbit, flekksteinbit og gråsteinbit finnes spredt i mesteparten av utredningsområdet. Gytefelt og oppvekstområder er ikke kartlagt.

Ikke-kommersielle fiskearter. Det er det såkalte atlantiske fiskesamfunnet som finnes i utredningsområdet. Dette samfunnet er også utbredt mot vest og øst. I tillegg til torsk og hyse domineres samfunnet av krokulke, gapeflyndre og kloskate som lever nært knyttet til bunnen og spiser bunndyr.



Figur 2-14. Fiskesamfunn i Barentshavet. Sirkler med samme farge har lik artssammensetning og størrelsen på sirklene er proporsjonal med gjennomsnittlig antall arter per stasjon. Dataene bygger på økosystemtøktet 2004-2009. Lilla: kystnært kaldtvannssamfunn, gult: sør-østlig gruntvannssamfunn, rød: kystnært varmtvannssamfunn, turkis: høyarktisk samfunn, blått: arktisk samfunn, grønt: atlantisk samfunn. Utredningsområdet er skravert. Kilde: (Fosså (red), 2012, modifisert fra Johannesen m.fl., 2012).

I HIs rapport (Fosså (red), 2012) presenteres en geografisk fordeling av fiskesamfunn i Barentshavet. De artene som har like krav til fysisk habitat vil forekomme sammen og dermed tilhøre samme samfunn. Data fra det norsk-russiske økosystemtaket har vært brukt til slik gruppering, og ut fra dette kan 87 fiskearter grupperes i seks hovedsamfunn. Det fremkommer her at fiskesamfunnet i utredningsområdet i hovedsak er “atlantisk”, dvs. tilsvarende som for Barentshavet lengre vest (Figur 2-14).

Krepsdyr

Reker. Det er tidvis store rekeforekomster i utredningsområdet, spesielt i den nordligste delen. Som følge av markedssituasjonen for reker så har dette fiskeriet vært på et relativt lavt nivå, men kan øke dersom prissituasjonen bedres. Utover reke av kommersiell størrelse, må det forventes tilstedeværelse av bunnslått yngel og i perioden mai-august også av rekelarver (pelagisk). Egg bæres av hunnen og finnes således assosiert med de voksne rekene primært i perioden august-mai.

Kongekrabbe. Det er lite som tyder på at det er særlige høye tettheter av kongekrabbe i området. Utbredelsen på russisk side og enkeltfunn av krabbe til havs på norsk side tilsier likevel at det er kongekrabbe tilstede i området.

Snøkrabbe. Det er usikkert hvor mye snøkrabbe som befinner seg i området, sannsynligvis er det lave tettheter. Uansett om snøkrabben ser ut til å få en mer nordlig utbredelse enn kongekrabben, indikerer funnene langs Finnmarkskysten at den også vil kunne spre seg til den sørlige delen av utredningsområdet.

Sjøpattedyr

Sel. I utredningsområdet vil grønlandsselen opptre vår og høst/vinter i forbindelse med sine årlige beitevandring. Is-assosierte sel (ringsel og storkobbe) kan forekomme sporadisk avhengig av mengde is i utredningsområdet.

Hval. Utredningsområdet dekker deler av bardehvalenes beitehabitat tidlig om sommeren i sør og seinsommer i nord. Også tannhvalen kvitnos beiter innenfor utredningsområdet. Vågehvalfangst gjennomføres i den sørlige delen av området om våren og tidlig sommer.

Økologisk viktige marine områder

Utredningsområdet har ikke økologiske forhold som skiller seg ut som spesielle, men er generelt betydningsfullt for noen av våre viktigste fiskeresurser. Marine pattedyr bruker området til beiting og vandring. I tillegg kan polarfront og iskant i enkelte måneder, i enkelte år berøre området helt i nord. Dette er fenomener som er av økologisk betydning. Utstrekningen av polarfronten og iskanten er beskrevet i kapittel 2.2.1.

Polarfronten er verdifull fordi den er et konsentrert område med høy produksjon, og fordi den har høy biodiversitet. Næringsstoffer frigjøres eller bringes opp til den øvre delen av vannsøylen og danner grunnlaget for høy primærproduksjon (planteplanktonproduksjon). Stor primærproduksjon gir opphav til store mengder dyreplankton som krill og raudåte, som igjen utgjør næring for andre organismer høyere opp i næringskjeden slik som fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Bunnfaunaen er særlig rik på grunn av mengden næring som synker til bunns. Polarfronten danner et viktig grunnlag for hekkende sjøfugl i området Hopen–Storfjorden–Bjørnøya. Den utgjør et særlig viktig næringsområde gjennom hele året. Alkefuglene myter (skifter fjær) i åpent hav, og det antas at polarfronten er et viktig samlingsområde under fjærfellingen. Basert på disse naturkvalitetene er polarfronten i forvaltningsplanen identifisert som et særlig verdifullt område.

Det er til dels mangelfull kunnskap om den sesongmessige produksjonen av dyreplankton både knyttet til polarfronten og langs iskanten over året. Satellittdata som er presentert i rapporten fra HI (Fosså (red), 2012) viser en rimelig høy planteplankton-biomasse om våren i området som grenser til utredningsområdet og øst for dette. Med en forventet påfølgende produksjon av dyreplankton i det samme området skulle det tilsi at området har høyest biologisk aktivitet når det gjelder fytoplankton og dyreplankton i perioden april - juli. For at man skal få i gang en planteplanktonproduksjon er man avhengig av næringssalter og lys. Etter oppblomstring, og uten ny tilførsel, så vil en ikke kunne opprettholde planteplanktonproduksjonen. Dette gjelder også for de områdene som omfattes av polarfronten. Slik sett vil heller ikke polarfronten være spesiell

utover de høyproduktive deler av sesongen. Området som omtales “polarfronten” og iskanten vil ikke være sammenfallende størsteparten av året. Polarfronten er mer veldefinert og stabil i vestlige deler av Barentshavet enn i de sentrale deler av Barentshavet hvor utredningsområdet inngår. De oseanografiske prosessene som vil kunne tilføre de øvre vannlag tilstrekkelig næringssalter for å opprettholde en produksjon av fytoplankton, kan derfor være av større betydning der (i varighet, mengde) enn sentralt i Barentshavet.

Iskanten utgjør et spesielt produktivt økosystem i Barentshavet. Etter hvert som isen smelter og trekker seg tilbake utover sommeren, skapes det spesielle forhold som gir høy planteplanktonproduksjon (primærproduksjon). Primærproduksjonen utnyttes av dyreplankton som igjen beites på av andre arter høyere opp i næringskjeden. Primærproduksjonen er intens, men blant annet fordi vannet er så kaldt er det begrenset med dyreplankton til stede for å beite på planteplanktonet. Mye av planteplanktonproduksjonen synker derfor til bunns og kan nyttiggjøres av bunndyrsamfunn. Fisk som nyttiggjør seg av iskantproduksjonen, er hovedsakelig lodde og polartorsk. Når lodda vandrer tilbake til kysten av Finnmark for å gyte om våren, fraktes deler av iskantproduksjonen til kystnære farvann. Iskantproduksjonen tiltrekker også store mengder sjøfugl og sjøpattedyr. I tillegg benytter mange sjøpattedyr sjøisen i forbindelse med hvile og fødsler. Hele produksjonssystemet følger iskanten på vei nordover gjennom våren og sommeren. Kombinasjonen av høyt biologisk mangfold og høy produksjon gjør området særlig verdifullt.

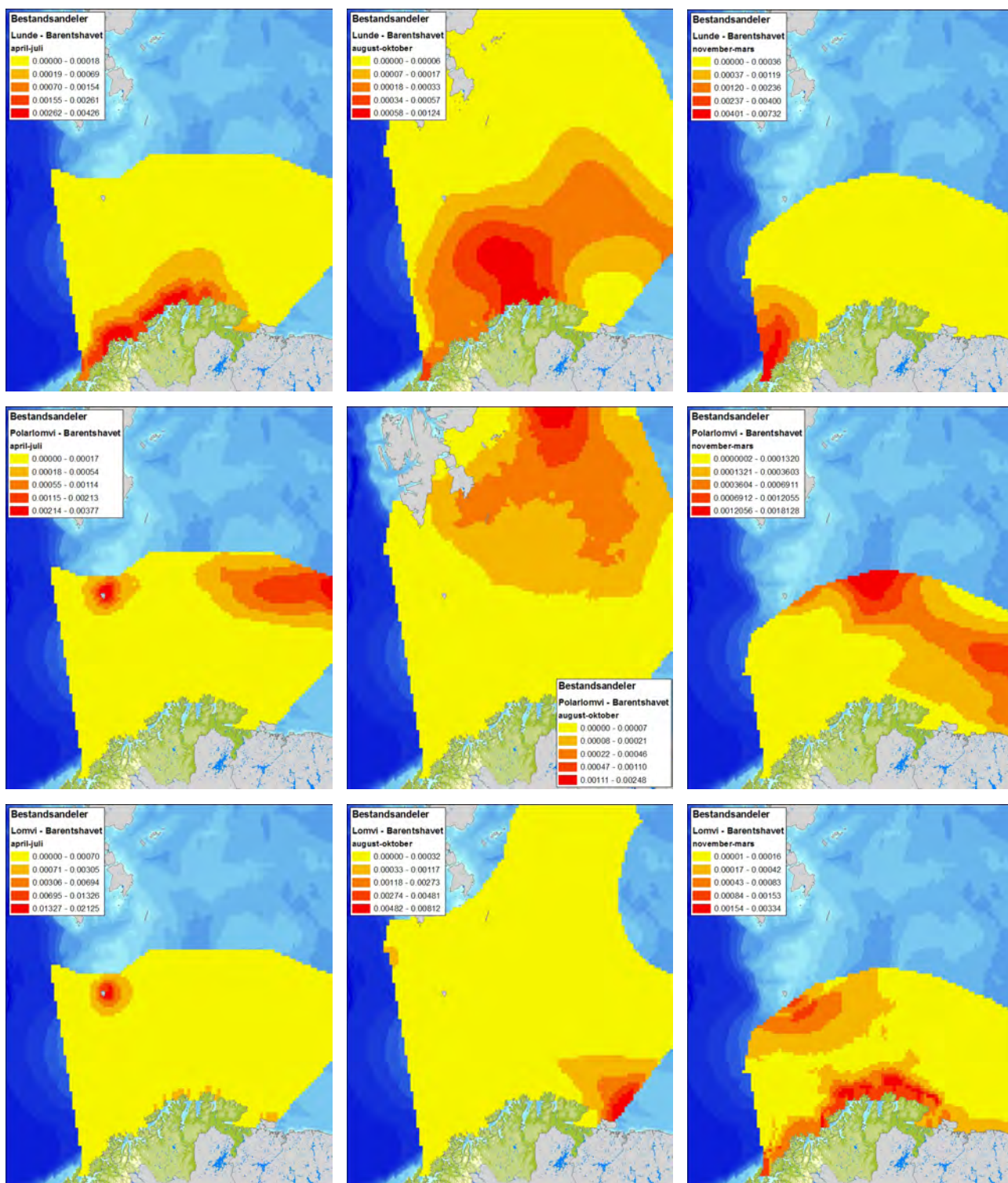
2.2.4 Sjøfugl

NINA har i samarbeid med NP gjennomført en studie for å beskrive dagens kunnskapsstatus for sjøfugl i utredningsområdet (Systad og Strøm, 2012). Rapporten vurderer kunnskapsstatus, herunder hva som finnes av kunnskap, hvor, og hvor oppdatert kunnskapen er. I tillegg gir rapporten data for utbredelse av sjøfugl geografisk i de ulike årstider. Det er også gitt en omtale av russiske data. Generelt gjelder at datagrunnlaget er betydelig forbedret etter oppstarten av kartleggings- og overvåkingsprogrammet *Seabird Populations* (SEAPOPOP). NINA omtaler kunnskapsgrunnlaget slik:

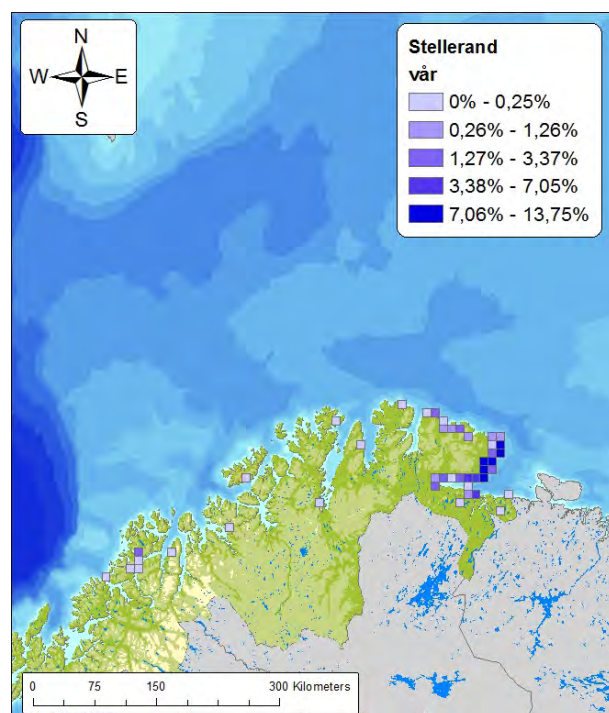
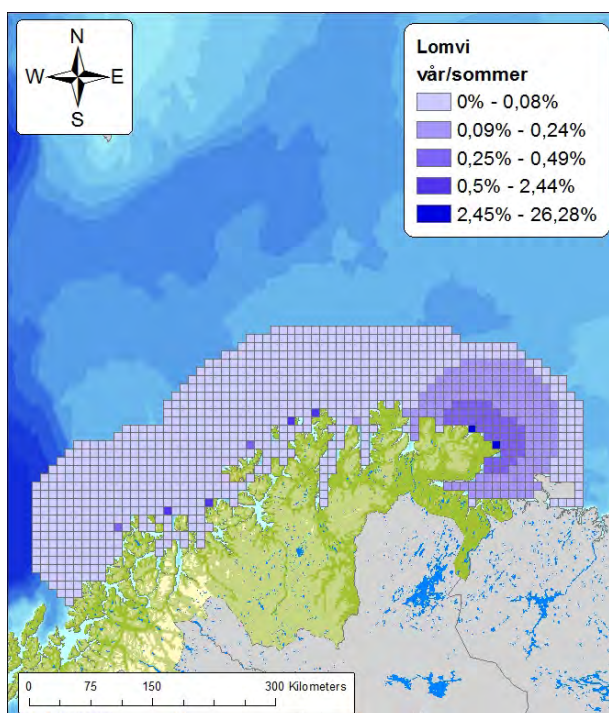
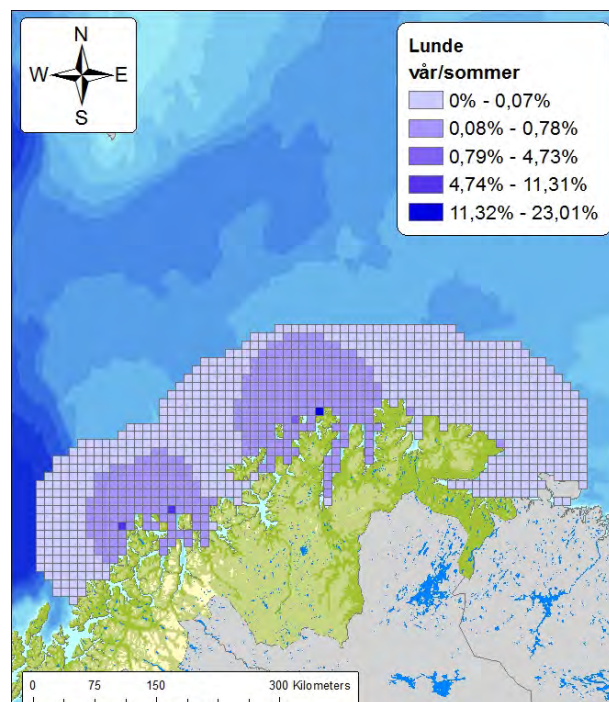
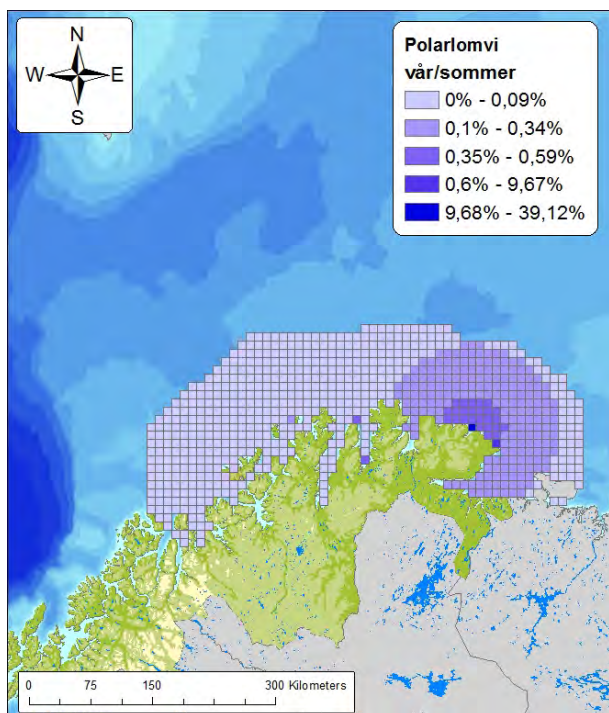
- Etter at SEAPOP ble etablert har kunnskapen om fordeling av sjøfugl i dette området både blitt kraftig forbedret, men bestandene har også gjennomgått store forandringer i utbredelse og antall.
- Datamengden er økt og nokså bra oppdatert for hekkende sjøfugl i norske områder. Også overvintrende og fjærfellende bestander er talt opp etter 2004. Noen arter er dårligere dekt enn andre på grunn av skjult hekkeadferd, slik som teist og toppskarv. Fåfallige og sjeldne arter er dårligere dekt enn de mer tallrike artene. Barentshavet er et av de best oppdaterte områdene når det gjelder fordeling av sjøfugl gjennom året. En stor del av forskningsinnsatsen på sjøfugl utføres i området, nærmere bestemt på Bjørnøya og på Hornøya ved Vardø.
- Dataene finnes i en rekke databaser. Svært mye finnes i SEAPOP-systemet med kilder i NPs og i NINAs sjøfugldatabase. NOF (Norsk ornitologisk forening) og Artsdatabanken driver artsobservasjoner, basert på frivillig rapportering.
- Russiske data er til dels tilrettelagt på tilsvarende måte som norske. Dette gjelder spesielt kolonidata, som eksisterer i en felles database for Barentshavet. Rettingsspørsmål gjør at dette likevel ikke er tilgjengelig informasjon uten videre. Russiske data fra åpent hav og andre typer data er stort sett publisert på russisk, og dermed ikke tilgjengelig uten videre.

De relevante data er videre nyttiggjort i analyser i konsekvens- og miljørisikostudien (Kruuse-Meyer m.fl., 2012). Denne grunnlagsrapporten viser utbredelse i åpent hav og langs kysten for de viktigste fugleartene i området, basert på data fra SEAPOP og NINA. Et eksempel for utbredelsesdata/bestandsandeler for henholdsvis lunde, polarlomvi og lomvi i ulike sesonger er gitt i figur 2-15.

I figur 2-16 er det videre presentert forekomst av polarlomvi, lunde og lomvi i hekkesesongen. Utbredelseskartene indikerer også lokalisering av de viktigste hekkelokalitetene i området. Det er videre presentert kart over utbredelse for stellerand i vårsesongen. Stellerand er en rødlisteart (liste over sårbare arter) hvor en stor del av bestanden overvintrer i Varangerfjord-området.



Figur 2-15. Utbredelse av lunde, polarlomvi og lomvi for hhv. april-juli, august-oktober og november-mars. Det fremheves noe usikkerhet i modelleringsdataene, særlig i østlige del. Kilde: DNV, (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

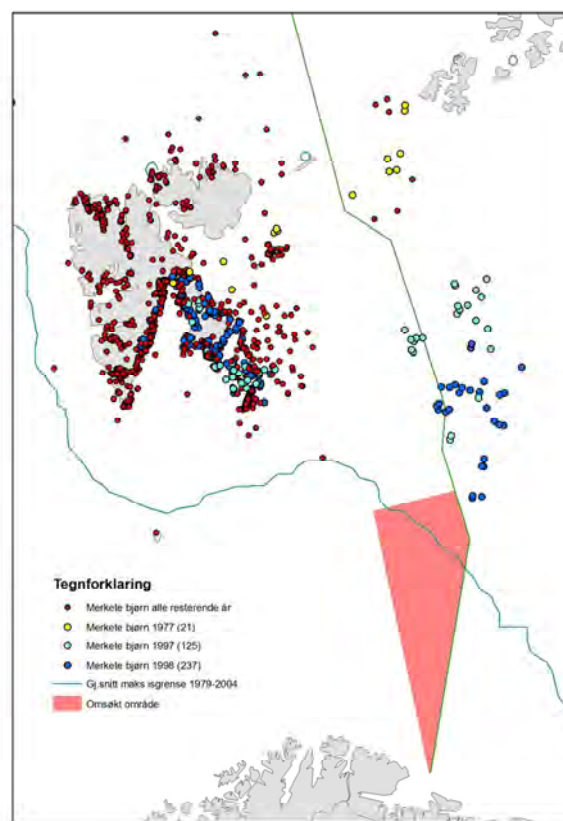


Figur 2-16. Kystnær forekomst av henholdsvis polarlomvi, lunde og lomvi i hekkesesongen (vår/sommer), og bestandsandeler i området av stellerand for vårsesongen, da det er størst andel i området. DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012)

2.2.5 Isbjørn

Isbjørn innenfor utredningsområdet og et tilgrensende område lengre nord er beskrevet av NP i et notat om status for forekomst av isbjørn (Vongraven, 2012). Det foreligger lite systematiserte data på området, men NP har gjort en grov vurdering som grunnlag for arbeidet med foreliggende konsekvensutredning og underliggende analyser. Data for merking av isbjørn er vist i figur 2-17 i forhold til utredningsområdet. Basert på foreliggende data og ved å ta følgende forhold i betraktning, konkluderer NP med at det kan forventes en tetthet på 0,5 - fem isbjørn per 100 km² pakkis i utredningsområdet:

1. Isbjørn foretrekker pakkis over grunt vann (mye av norsk pakkis ligger over dypt vann - derfor forholdsvis lav tetthet).
2. Pakkis i utredningsområdet vil som regel være iskant eller i nærhet av iskant, og en sone på 80 nautiske mil fra iskanten har en høyere tetthet enn pakkisen for øvrig.
3. Området ligger nært russisk territorium, og forventes derfor å ha tettere forekomst enn hva generelt kan forventes i norsk pakkis.
4. Tettheter av isbjørn observert i andre områder.



Figur 2-17. Merkeposisjon på de ca. 2000 bjørnene som er merket på Svalbard og i Barentshavet i perioden 1967-2011 i forhold til utredningsområdet: Kilde: NP.

2.3 Andre forhold

2.3.1 Fysiske miljøutfordringer

Utredningsområdet dekker et geografisk område som varierer fra relativt kystnære farvann ved Finnmarkskysten til farvann med muligheter for is deler av året helt nord i området. Det er tildels lange avstander og begrenset infrastruktur i området. Dette kan medføre krevende forhold lik de i åpent areal lenger vest i Barentshavet, ved Grønland, i Russland, i USA og på østkysten av Canada. Sammenlignet med andre områder der det i dag er petroleumsaktivitet omfatter utredningsområdet et geografisk område som periodevis eller permanent kan ha spesielle fysiske miljøforhold det må tas hensyn til, herunder:

- Lave temperaturer om vinteren. Vil i hovedsak være utfordrende operasjonelt, men også i beredskapssituasjoner. Må også tas hensyn til ved design.
- Havis i nordlige deler av området kan forekomme i enkelte måneder i enkeltår. Vil ha betydning for valg av tekniske løsninger og utforming, overvåking, men også for etablering av beredskapsløsninger og ved aksjoner mot akutt forurensing.
- Ising. Oppbygning av is på innretninger vil påvirke vekt og således design. Operasjonelt vil det kunne påvirke fartøyer og evnen til å gjennomføre oppgaver, både i normal- og i beredskapssituasjon.
- Polare lavtrykk. Medfører værforandring til sterk vind på kort tid, med tilhørende økte bølgehøyder. Er av relevans for operasjoner i normal- (fartøyer, helikopter) og beredskapssituasjon.

De ovennevnte forholdene er belyst i ulike studier for å avdekke eventuelle særlige utfordringer og muligheter for å håndtere disse. OD (2012-c) har vurdert tekniske forutsetninger og ev. behov for teknologiutvikling for å drive petroleumsvirksomhet i området. Analyse & Strategi (Eger m.fl., 2012) har vurdert relevante problemstillinger for logistikk og infrastruktur, herunder forsyningstjeneste og personelltransport. Proactima (Hoell m.fl., 2012) har vurdert relevante forhold i relasjon til sikkerhetsberedskap (evakuering, rømning og redning) og nødhjelp (medisinsk beredskap). Det er i tillegg gjort vurderinger i forhold til oljevernberedskap av DNV (Tvedt m.fl., 2012).

2.3.2 Utbyggingstekniske forhold

I scenarioene for petroleumsvirksomhet er det lagt til grunn et visst aktivitetsnivå inkludert feltutvikling ved bruk av eksemplifiserte utbyggingsløsninger. Utbyggingsløsninger vil imidlertid tilpasses det enkelte utbyggingsprosjekt ut fra ressursgrunnlag, fysiske forhold, utvinnings- og eksportstrategi, eksisterende infrastruktur i området osv.

Over tid skjer det en betydelig utvikling i teknologi som påvirker utbyggingsløsninger. De utbyggingsløsninger som ligger til grunn for utredningsarbeidet vil således ikke nødvendigvis være samme løsninger som vil bli realisert dersom området åpnes og det påvises petroleumssressurser. Scenarioene representerer en mulig utvikling basert på dagens kunnskap og bestemte forutsetninger. For å supplere dette bildet har OD (Oljedirektoratet, 2012-c) utarbeidet en rapport som belyser spesielle utfordringer i området og tilhørende tekniske løsninger. Det er her vist hvordan de ulike tekniske forutsetningene kan imøtekommes, og gitt eksempler på tilsvarende eller lignende forhold andre steder på sokkelen eller internasjonalt. Det er på et generelt grunnlag ikke identifisert forhold som er til hinder for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet.

2.3.3 Infrastruktur og logistikk

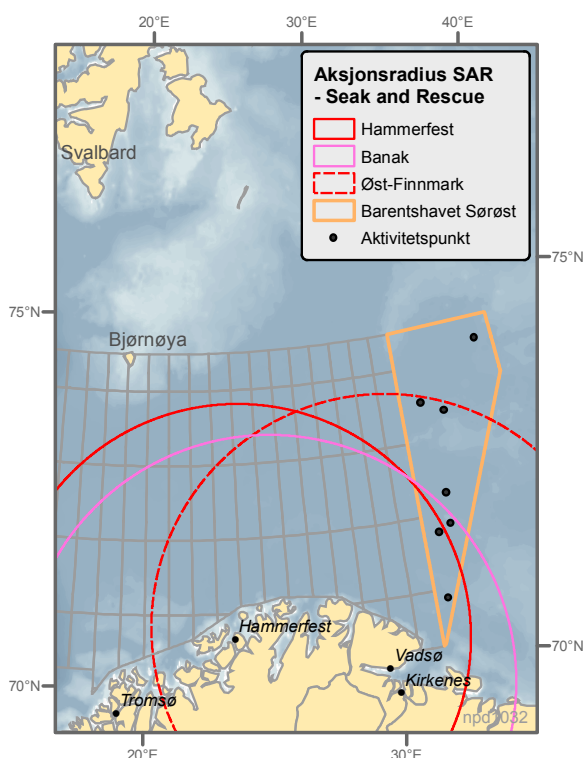
Analyse & Strategi med samarbeidspartnere (Eger m.fl., 2012) har vurdert behov og utfordringer for infrastruktur og logistikk tjenester knyttet til petroleumsvirksomhet i utredningsområdet, også i relasjon til de fysiske rammebetingelsene. Vurderingene angir ingen vesentlige utfordringer knyttet til forsyningstjenester eller annen logistikk. Regulariteten i tjenester må likevel kunne antas berørt i perioder med dårlig vær/sikt, som er relevant også i andre områder på sokkelen. I kapittel 3.7 er det nærmere redegjort for relevante infrastruktur- og logistikkforhold i en normalsituasjon.

2.3.4 Sikkerhetsberedskap

Proactima (Hoell m.fl., 2012) har vurdert egnethet av de beredskapsløsninger som benyttes på sokkelen i dag for aktivitet i utredningsområdet. De beredskapsmessige utfordringene er gjennomgående funnet å være størst i de nordlige delene av utredningsområdet. Utfordringene er i hovedsak relatert til lange avstander til land/eksisterende infrastruktur. I nord er også forhold som ising og lave temperaturer i deler av året enda mer relevant enn lengre sør. I enkelt måneder, i enkelte år kan også havis berøre den aller nordligste delen av utredningsområdet.

Kravene til sikkerhetsberedskap i norsk regelverk er både omfattende og situasjonsspesifikke. Dette skal sikre robuste løsninger uavhengig av område, og gjør det mulig å identifisere løsninger som kan imøtekomme utfordringene de rådende forhold medfører.

Viktige beredskapsmessige forhold som må vies oppmerksomhet er blant annet evakuering og redning. I tillegg til stedlig beredskapsfartøy er da helikopterbaserte løsninger viktige. En beredskapsbase for helikopter øst i Finnmark vil gi aksjonsradius for helikopter til å ivareta redningskravene for størstedelen av utredningsområdet. For de nordligste områdene vil ytterligere løsninger være påkrevd, for eksempel dedikerte beredskapsfartøy som mellomstasjoner, plassering av helikopter på innretninger og gjensidig støtte ved samtidige operasjoner. Helikoptre med høyere hastighet og lenger rekkevidde enn hva som benyttes i dag kan være en annen mulighet. Figur 2-18 indikerer aksjonsradius for søk og redning for ulike helikoptertyper gitt utgangspunkt i dag (Hammerfest og Banak) og ved eventuell base lenger øst.



Figur 2-18. Aksjonsradius for SAR helikopter med base i Hammerfest og Banak og Øst-Finnmark og Banak. Lilla sirkel 2 skadde, rød sirkel 7 skadde. 3 timer for transport til medisinsk behandling. Kilde: Proactima (Hoell m.fl., 2012).

Andre viktige krav som kan medføre noe endrete løsninger enn hva som benyttes på sokkelen i dag, er spesielt rettet mot områder hvor is kan forekomme. Isfylte farvann forventes bare i deler av utredningsområdet helt i nord, og kun i enkelte sesonger enkelte år. Boring kan i dette området legges til tidsperioder uten is. Dersom plattformoperasjoner i en periode med is skulle bli aktuelt, vil det innen beredskap og evakuering for eksempel være behov for alternative løsninger til fritt fall-livbåt. Slike løsninger vil måtte tilpasses den enkelte aktivitet og innretning. Tåke er en utfordring ved søk og redning, og forekomst av tåke antas hyppigst i nord om sommeren. Lave temperaturer er en utfordring, knyttet til beredskap, men også i en normal arbeidssituasjon. Det er ikke spesielt sterk vind i området, men i kombinasjon med lave temperaturer er det likevel element som må ivaretas. Forbedringer innen redningsutstyr (for eksempel overlevingsdrakt) vil kunne avbøte dette. Sist men ikke minst, er ising i nordlige deler av området en viktig faktor å ta hensyn til, både med tanke på rømningsveier men også ved design og operasjon av livbåter.

Rapporten konkluderer med at spesielt nordligste del av utredningsområdet kan medføre enkelte utfordringer, men at disse kan imøtekommes gjennom etablering av infrastruktur og ved ny teknologi/nye løsninger. Slike løsninger er nærmere beskrevet i rapporten fra Proactima (ibid.). Ingen av utfordringene er isolert sett vurdert å være uoverkommelige. God planlegging, videreutvikling av teknologi og løsninger vil sikre at det kan etableres en beredskap også i disse områdene som vil være forsvarlig og tilsvarende den som er etablert i områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet.

2.3.5 Beredskap mot akutt forurensning

Kystnært og i åpne havområder vil beredskapen mot akutt forurensning være sammenlignbar med tilsvarende for områder lengre vest i Barentshavet sør. Mer spesielle forhold kan forekomme i de nordligste delene av utredningsområdet og hovedsakelig vinterstid, med mulighet for forekomst av havis i enkelte måneder i enkelte år. Dette området har også tidvis lavere temperaturer med nedising av utstyr og mer krevende operasjonelle betingelser enn lengre sør. Det er lange avstander til infrastruktur. Lysforhold og sikt vil være sammenlignbare med områder lenger vest.

I enkelte situasjoner vil beredskap mot akutt forurensning i deler av området, som følge av de nevnte ytre forhold, måtte baseres på strategier og løsninger som er noe annerledes enn for allerede åpnete områder på norsk sokkel. I DNVs rapport (Tvedt m.fl., 2012) gis det eksempler på bekjempelse av olje i is med for eksempel brenning og bruk av kjemikalier (herdere) for å øke brennbarhet, samt kjemiske dispergeringsmidler for å øke muligheten for nedbryting av oljen. Beredskapsiltak for olje i is er i dag gjenstand for betydelig forskning. Eksempelstudier på bekjempelse av akuttutslipp av olje i utredningsområdet er modellert og diskutert i kapittel 6.7.

Petroleumsvirksomhet i nye områder reiser vanligvis nye utfordringer. Generelt viser studiene at selv om det finnes flere utfordringer relatert til fysisk miljø og ytre rammebetingelser, kan disse imøtekommes gjennom krav fra myndighetene, tekniske løsninger, god planlegging og gjennomføring av operasjoner, og styring av aktiviteter tidsmessig.

Samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomhet

3

Petroleumsvirksomhet utgjør en stor og viktig del av Norges økonomi. Over 20 pst. av landets verdiskaping (bruttonasjonalprodukt) og direkte og indirekte over 200 000 sysselsatte, nesten halvparten av våre eksportinntekter og en fjerdedel av statens inntekter er knyttet til virksomheten.

En viktig del av konsekvensutredningen er å belyse hvilke samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha på regionalt og lokalt nivå. Investeringer, kostnader og inntekter knyttet til petroleumsaktivitet er ofte av en slik størrelse at de kan være vanskelige å sammenligne med andre næringsaktiviteter, og de kan ha store påvirkninger på lokalsamfunn. Et nærliggende eksempel i denne sammenheng er den påvirkning Snøhvit-utbyggingen har hatt på Hammerfest, Finnmark og Nord-Norge. I Meld. St. 28 (2010-2011) *En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* gjennomgås blant annet effektene av flere utbygginger i Nord-Norge og en tidligere ringvirkningsanalyse av petroleumsaktivitet i Barentshavet og det nordøstlige Norskehavet.

I forbindelse med konsekvensutredningen er det gjennomført bredere og dypere studier av samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i utredningsområdet. Disse tar utgangspunkt i ODs scenarioer for petroleumsaktivitet i utredningsområdet, og er grunnlaget for omtalen i dette avsnittet. Basert på disse scenarioene anslås

bruttoverdi, utbyggings- og driftskostnader og derigjennom nettoverdi av petroleumsressursene. Anslag for nasjonale sysselsettingsvirkninger (SSB, 2012) i begge scenarioer blir også presentert.

Pöyry (Pöyry, 2012) har analysert hvilke virkninger petroleumsvirksomheten kan ha på verdiskapingen og sysselsettingen lokalt (Finnmark) og regionalt (Nord-Norge). Analysen omfatter også effekter for offentlig sektor og kompetansebehov som kan oppstå ved slik ny aktivitet.

Gassco (Gassco, 2012) har vurdert muligheter for direkte industriell bruk av gass basert på ODs scenarioer for petroleumsvirksomhet.

Petroleumsprosjekter kan ha stor påvirkning på infrastruktur og tjenestetilbud innen flytransport, kraftforsyning, veier, havner og telekommunikasjon. Analyser av disse temaene er gjennomført av henholdsvis Avinor, NVE og selskapet Analyse & Strategi. Påvirkning på samiske interesser er vurdert av Pöyry.

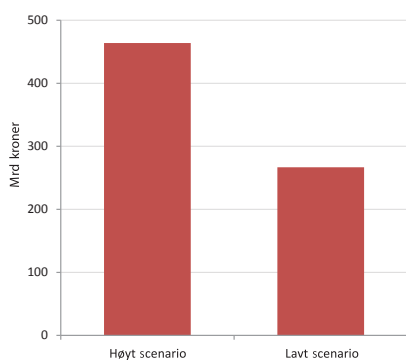
3.1 Inntekter fra petroleumsvirksomhet

Det geologiske datagrunnlaget i utredningsområdet er svært begrenset. I dag finnes det ikke et ressurs-estimat for området. Scenarioene som er utviklet, er derfor basert på mulige ressursutfall vurdert ut fra kunnskapen om geologien i området på det tidspunktet scenarioene ble laget.

OD har i 2011 og 2012 samlet inn seismiske data i tidligere omstridt område vest for avgrensningslinjen i Barentshavet. Dette gir et langt bedre grunnlag for å vurdere potensialet for olje og gass i området. Basert på dette datagrunnlaget vil direktoratet tidlig i 2013 presentere en første ressursevaluering for utredningsområdet.

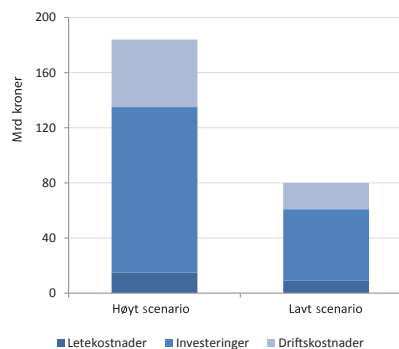
OD har, basert på de to scenarioene og gitte teknisk-økonomiske forutsetninger, foretatt en helt overordnet vurdering av mulig verdiskaping fra olje- og gassvirksomhet i utredningsområdet (OD, 2012-b). Denne typen beregninger er usikre. De drives i stor grad av hvilke utvinnbare olje- og gassressurser som blir påvist, men også priser på olje og gass samt kostnadsnivå er viktige faktorer. Faktiske petroleumssressurser må påvises gjennom leteboring. Det er kun ved åpning av områder og påfølgende leteaktivitet at det er mulig å fastslå hvor store utvinnbare ressurser som er i et område.

Brutto salgsverdi for totale olje- og gassressurser er beregnet for hvert scenario (figur 3-1). Denne varierer fra om lag 460 mrd. kroner for høyt scenario til 270 mrd. kroner for lavt scenario.



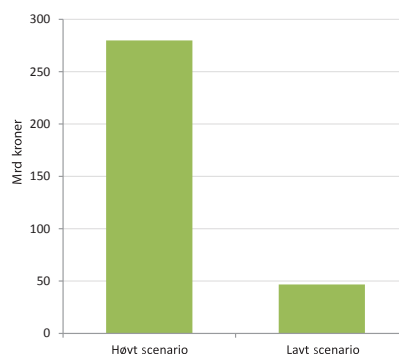
Figur 3-1: Brutto salgsverdier for olje og gass for de to scenarioene i Barentshavet sørøst (mrd. kroner). Kilde: OD.

Figur 3-2 illustrerer lete-, investerings- og driftskostnadene for de to aktivitetsbildene. De totale kostnadene varierer fra om lag 180 mrd. kroner for høyt aktivitetsnivå til 80 mrd. kroner for lavt aktivitetsnivå. Dette gir en indikasjon på aktivitetsnivået knyttet til petroleumsvirksomheten, inkludert grunnlaget for ringvirkninger.



Figur 3-2: Lete- investerings- og driftskostnader for de to scenarioene i Barentshavet sørøst (mrd. kroner). Kilde: OD.

Netto kontantstrøm av petroleumssressursene er brutto salgsverdi minus tilhørende kostnader knyttet til leting, utbygging og drift. Netto kontantstrøm varierer mellom om lag 280 mrd. kroner for høyt scenario til 50 mrd. kroner for lavt scenario (figur 3-3).



Figur 3-3: Netto kontantstrøm for de to for de to scenarioene i Barentshavet sørøst (mrd. kroner). Kilde: OD.

Med en petroleumsskatt som i dag og fortsatt statsdeltakelse gjennom statens direkte økonomiske engasjement, antas statens del av verdiene fra olje- og gassproduksjonen å ligge på om lag 85 pst.

For SSBs studie av nasjonale sysselsettingskonsekvenser (kapittel 3.4) har SSB tatt utgangspunkt i hvordan norsk økonomi påvirkes av petroleumssaktivitet i området. SSB vurderer den ytterligere effekten av petroleumssscenarioene på BNP, i forhold til ingen aktivitet. I høyt scenario er den årlige verdiskapingen estimert til rundt 9,7 mrd. 2009-kroner, mens den for lav aktivitet beregnes til 3,4 mrd. 2009-kroner. Dette er altså verdiskapingseffekter som kommer i tillegg til salgsinntekter fra olje- og gassprodukter som beskrevet overfor.

3.2 Lokal, regional og nasjonal verdiskaping og sysselsetting

For å få belyst sysselsettingskonsekvenser av petroleumsaktivitet i utredningsområdet har departementet bedt to ulike fagmiljøer utrede nasjonale og regionale/lokale effekter, henholdsvis SSB (SSB, 2012) og Pöyry (Pöyry, 2012). Pöyry sine beregninger av regionale/lokale sysselsettingseffekter viser at det tidvis kan være høyere sysselsettingseffekter lokalt/regionalt enn de nasjonale sysselsettingseffektene som SSB beregner. Ulike resultater illustrerer noe av usikkerheten ved slike beregninger, men ulikhetene kan også forklares:

- En sysselsatt som flytter fra en annen region i Norge til Nord-Norge/Finnmark teller ikke med i SSBs nasjonale sysselsettingsregnskap, men er inkludert som en ny sysselsatt i Pöyrys regionale/lokale beregninger.
- Fortrengningsmekanismene gjennom makroøkonomien virker derimot i hovedsak likt over hele landet. Det gjelder økt rente, sterkere kronekurs og høyere lønnskostnader. Siden den norske lønnsdannelsen er sentralisert, vil lønninger gjerne øke i hele økonomien. Når forsterkningsmekanismene skjer i regionen og fortregningsmekanismene skjer i hele landet, kan man oppleve at sysselsettings- og verdiskapingseffektene er sterkere i Nord-Norge enn de er i Norge.

- Fortrengningsmekanismene gjennom makroøkonomien virker derimot i hovedsak likt over hele landet. Det gjelder økt rente, sterkere kronekurs og høyere lønnskostnader. Siden den norske lønnsdannelsen er sentralisert, vil lønninger gjerne øke i hele økonomien. Når forsterkningsmekanismene skjer i regionen og fortregningsmekanismene skjer i hele landet, kan man oppleve at sysselsettings- og verdiskapingseffektene er sterkere i Nord-Norge enn de er i Norge.
- SSB og Pöyry har benyttet ulike makroøkonomiske modeller (henholdsvis MODAG og NAM) med ulike forutsetninger. Spesielt har de to makroøkonomiske modellene ulike forutsetninger knyttet til hvordan effekter i utbyggingsfasen påvirker sysselsettingen i driftsfasen.

3.3 Lokale og regionale verdiskapings- og sysselsettingseffekter

Utgangspunktet for Pöyrys ringvirkningsanalyse (Pöyry, 2012) er ODs scenarioer for petroleumsvirksomhet. Ringvirkningseffektene er beregnet regionalt (Nord-Norge) og lokalt (Finnmark). Det er verdt å merke seg at ringvirkninger *ikke* omfatter verdiskaping direkte fra oppstrømsvirksomheten. Verdiskapingseffekter relaterer seg til effekter i økonomien som følge av de investeringer og driftskostnader som petroleumsaktivitet medfører. Tabell 3-1 viser nøkkeltall fra ODs scenarioer.

	Høyt Scenario	Lavt Scenario
Utvunnet olje mill. Sm ³	45	15
Utvunnet gass mrd. Sm ³	120	30
Investeringer mrd 2012-kr	137	55
Driftskostnader mrd 2012-kr	49	11

Tabell 3-1: Nøkkeltall fra ODs scenarioer (sum prosjektenes levetid)

Ringvirkninger avhenger av hvilken fase petroleumsvirksomheten er i. Ulike faser for petroleumsvirksomhet - utforskning/leting, utbygging, produksjon og avvikling er beskrevet nærmere i kapittel 2.1.

Tabell 3-2 under viser gjennomsnittlig verdiskaping og sysselsetting fra ringvirkninger av petroleumsvirksomhet per år i perioden 2023-2040 for de to scenarioene. Perioden 2023-2040 er perioden med høyeste aktivitet, og den perioden Pöyry har valgt å ta utgangspunkt i når de presenterer sine resultater.

	Høyt scenario		Lavt scenario	
	Nord-Norge	Finnmark	Nord-Norge	Finnmark
Samlet effekt på BNP (mill. kroner)	5 800 – 6 100	2 600 – 2 900	2 000	700
Samlet effekt på sysselsetting	5 800 – 6 200	2 600 – 2 900	2100	700

Tabell 3-2: Verdiskaping og sysselsetting fra ringvirkninger av petroleumsvirksomhet per år i perioden 2023-2040 for høyt og lavt scenario. Kilde: Pöyry.

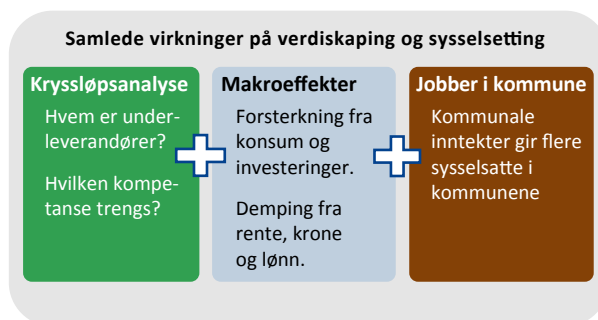
Ifølge Pöyrys analyser kan det altså forventes betydelige ringvirkninger i Nord-Norge og Finnmark. Den beregnede sysselsetting i Finnmark i høyt scenario utgjør om lag 7 pst. av den totale sysselsettingen på 38 000 i Finnmark i 2009¹⁰. Merk at det her sammenlignes ulike tidsperioder. Tilsvarende utgjør verdiskapingseffekten fra høyt scenario på 2,6 – 2,9 mrd kroner over 20 pst. av den totale verdiskapingen i Finnmark i 2009 ("bruttoprodukt i basisverdi")¹¹.

Grunnen til at det er oppgitt to tall for høyt scenario er at to gassseksportløsninger har blitt vurdert, flytende naturgass (LNG) og bruk av gassrørledning. Begge løsningene innebærer landanlegg, men det er forutsatt at en LNG-løsning medfører høyere investeringer, og gir dermed høyere ringvirkninger med de forutsetninger som er lagt til grunn. Dette er nærmere omtalt under.

Pöyry sine resultater bygger på analyser ved bruk av økonomiske modeller, hvor vurderingene også er underlagt en kalibrering og kvalitetssikring gjennom intervjuer med sentrale aktører i regionen. For en god forståelse av funnene til Pöyry gis en kort beskrivelse av deres tilnærming.

Tilnærming

Pöyry har gjennomført en tredelt analyse for å belyse ringvirkninger fra de to scenarioene for petroleumsvirksomhet. Figur 3-4 viser disse tre stegene:



Figur 3-4. Samlede virkninger. Kilde: Pöyry.

¹⁰ SSB, Fylkesfordelt nasjonalregnskap, etter næring (F) (2008 - 2009)

¹¹ Ibid.

Som det framgår er første steg en kryssløpsanalyse som tallfester hvordan de direkte etterspørselsimpulsene (dvs. investeringer og driftskostnader fra petroleumsvirksomhet i utredningsområdet) vil påvirke regional og lokal verdiskaping. For illustrasjon - en petroleumsinvestering (på norsk sokkel) medfører etterspørsel etter varer og tjenester fra leverandørindustrien. Disse bedriftene vil igjen etterspørre varer og tjenester fra andre leverandører. På den måten vil petroleumsinvesteringene skape økonomisk aktivitet og verdi i flere ledd bakover i verdikjeden. I første steg av Pöyrys analyse beregnes disse effektene.

I steg to av analysen tas det hensyn til tilleggseffekter av prosessen beskrevet i steg én. Bedrifter (underleverandører og andre bedrifter) vil eksempelvis måtte foreta investeringer for å kunne levere de etterspurte varer og tjenester som er beskrevet i steg én og i steg to. Videre vil personer som enten eier eller er ansatt i næringer som leverer varer og tjenester i verdikjeden, bruke inntektene sine på boliginvesteringer og ulikt type forbruk. For å beregne denne typen effekter har Pöyry benyttet en makroøkonomisk modell som heter NAM (Norwegian Aggregated Model). Fortrengningseffekter gjennom økte lønnskostnader, rente og kronekurs har også blitt modellert.

Økt sysselsetting og bosetting innebærer behov for flere offentlige ansatte. Disse effektene er ikke omfattet av analysene i steg én og to. Det siste og tredje steget i ringvirkningsanalysen omhandler derfor ringvirkningseffektene i offentlig sektor som følge av økte skatte- og avgiftsinntekter. Petroleumsaktivitet fører til økt bosetting og sysselsetting, som igjen fører til økt kommunal tjenesteproduksjon. Dette medfører at inntektene til kommunen vil øke gjennom inntektssystemet (økte skatteinntekter og rammeoverføringer som følge av økt sysselsetting og bosetting) og mulig eiendomsskatt i tilfelle landanlegg etableres.

Nærmere om gasseksportløsning

For høyt scenario er to ulike gasseksportløsninger vurdert: nedkjøling og transport av flytende gass (LNG) og gassrør til landanlegg for prosessering med videre transport i gassrør til eksisterende gassinfrastruktur. Begge gasseksportløsningene innebærer landanlegg. Med de forutsetningene som er lagt til grunn, vil LNG-løsningen kreve større investeringer enn en gassrør-løsning, og ringvirkningene vil være noe større for dette alternativet. Videre presentasjon av ringvirkninger i høyt scenario er basert på LNG-løsningen. Valg av eksportløsning har liten innvirkning på de totale ringvirkningene av høyt scenario.

Resultatene av ringvirkningsanalysen

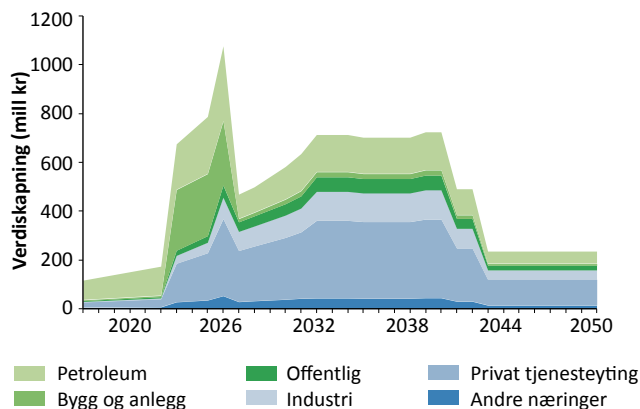
Her presenteres de konkrete resultatene for hvert av de tre stegene i Pöyry sin ringvirkningsanalyse.

Steg én – resultater fra kryssløpsanalysen

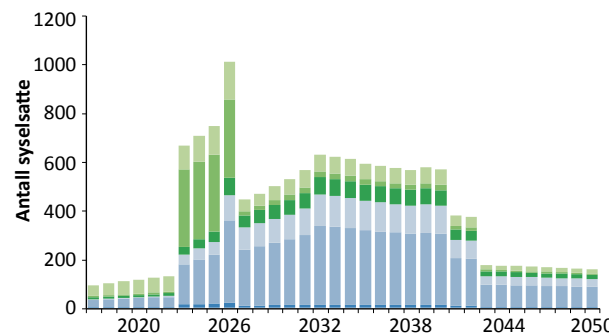
Resultatene fra kryssløpsanalysen, som altså kun omfatter leveransene og underleveransene til petroleumsaktiviteten, er vist i tabell 3-3.

	Høyt scenario (LNG-eksport av gass) - Finnmark	Lavt scenario - Finnmark
Samlet effekt på BNP (mill NOK)	700	200
Sysselsatte	600	200

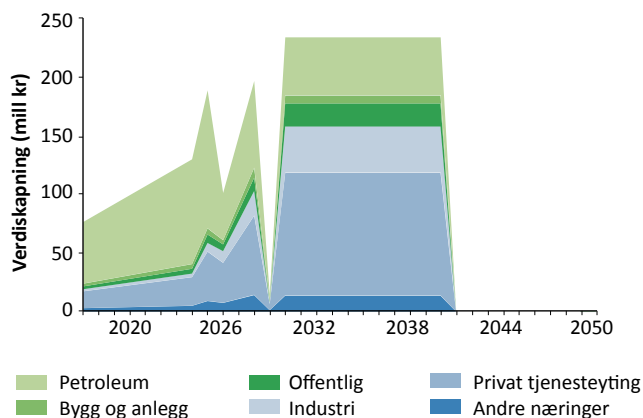
Tabell 3-3: Verdiskaping og sysselsetting fra kryssløpsanalysen (steg én). Gjennomsnitt per år over perioden 2023-2040. Kilde: Pöyry.



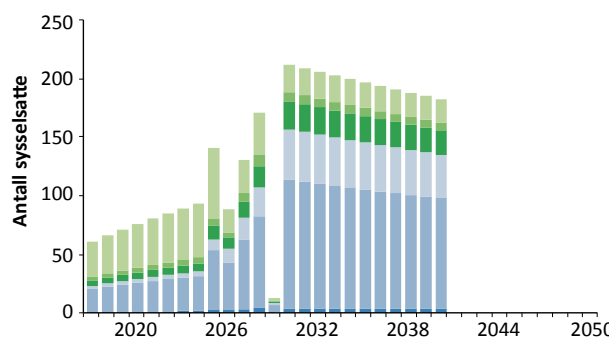
Figur 3-5: Steg én – kryssløpsanalyse. Forventet verdiskapningseffekt i Finnmark per år for høyt scenario (LNG-løsning). Kilde: Pöry.



Figur 3-6: Steg én - kryssløpsanalyse. Antall sysselsatte i Finnmark, høyt scenario (LNG-anlegg), etter sektor. Kilde: Pöry.



Figur 3-7: Steg én – kryssløpsanalyse. Forventet verdiskapningseffekt i Finnmark per år for lavt scenario. Kilde: Pöry.



Figur 3-8: Steg én - kryssløpsanalyse. Antall sysselsatte i Finnmark, lavt scenario, etter sektor. Kilde: Pöry.

Effektene fra kryssløpsanalysen (steg én) kan brytes ned per år inndelt i næringer. Under vises verdiskapings- og sysselsettingseffekter for Finnmark ved høyt scenario med LNG-løsning og lavt scenario. I Pöry sin ringvirkningsrapport finnes detaljerte oversikter for hvert av petroleumsscenarioene med resultater både for Nord-Norge og Finnmark.

Figurene illustrerer at det vil være betydelig verdiskapings- og sysselsettingseffekter i Finnmark i alle faser av petroleumsvirksomheten, fra leting til utbygging og drift. De forventede ringvirkningene slår ulikt ut for de to scenarioene. I høyt scenario er det utbyggingsfasen som gir størst ringvirkninger, mens det i lavt scenario er driftsfasen som gir størst ringvirkninger.

Figurene viser også at betydelig verdiskapning og sysselsetting vil skje innenfor privat tjenesteyting. Effekter for reiselivsnæringen er ikke belyst eksplisitt. Erfaringene fra utbyggingen av Snøhvitfeltet og påvirkningen av reiselivet i Hammerfest-regionen tilsier at reiselivet (hotell, bevertning og reiser) vil få et betydelig oppsving, særlig i anleggsfasen.

Steg to - makroanalyse

Videre har Pöry beregnet verdiskapings- og sysselsettingskonsekvensene av de makroøkonomiske effektene petroleumsinvesteringene og driftskostnadene vil medføre (steg to). Disse er ikke beregnet per industri som for kryssløpsanalysen (steg én), men som en aggregert effekt per år. I makroanalysen inkluderes investerings- og

konsumeffekter, noe som øker forventede ringvirkninger. Tabellen 3-4 viser verdiskaping og sysselsetting av makroøkonomiske effekter som ikke er omfattet av kryssløpsanalysen i steg én.

	Høyt scenario (LNG-eksport av gass) - Finnmark	Lavt scenario - Finnmark
Samlet effekt på BNP (mill NOK)	1 600	500
Sysselsatte	1 600	500

Tabell 3-4: Steg to – makroanalyse. Verdiskaping og sysselsetting. Gjennomsnitt per år over perioden 2023-2040. Kilde: Pöry.

Sammenlignet med kryssløpsanalysen (steg én) framgår det altså av gjennomsnittet for perioden med høy aktivitet (2023-2040) at Pöry estimerer at størsteparten av verdiskapings- og sysselsettingseffektene kommer som følge av de makroøkonomiske virkningene (steg to) og ikke de direkte etterspørselseffektene (steg én). De makroøkonomiske virkningene er altså forsterkningseffekter som skyldes økt konsum og investeringer fra bedrifter og privatpersoner som kommer som en følge av direkte leveranser (steg én), samt mindre dempingseffekter gjennom høyere rente, sterkere kronekurs og senket konkurransekraft som følge av høyere lønnskostnader. I rapporten til Pöry vises ytterligere detaljer rundt disse makroberegningene, bl.a. effekten per år.

Steg tre – kommunale inntekter

Til sist beregnes virkningene av økte offentlige avgifts- og skatteinntekter. Økte avgifter og skatter vil føre til økt aktivitet i kommunesektoren og gi effekter via inntekstsystemet. I tillegg kommer eventuell eiendomsskatt ved landanlegg. Samlet effekt på bruttoprodukt i offentlig sektor (gjennom offentlig sektors etterspørsel) og sysselsetting er vist i tabell 3-5:

	Høyt scenario (LNG-eksport av gass) - Finnmark	Lavt scenario - Finnmark
Samlet effekt på BNP (mill NOK)	600	300
Sysselsetting	800	300

Tabell 3-5: Steg tre – kommunale inntekter. Verdiskaping og sysselsetting. Gjennomsnitt over perioden 2023-2040. Kilde: Pöry.

Pöry anslår store verdiskapings- og sysselsettingseffekter kommunalt som følge av økt petroleumsaktivitet. Denne effekten er størst for høyt scenario der et landanlegg kan utløse eiendoms-skatt.

Oppsummert – hvor kommer ringvirkningene fra?

Petroleumsvirksomhet vil bidra til økt aktivitet som fører til økt sysselsetting og verdiskaping. De nye lokale og regionale sysselsatte vil ha sitt utspring i tre forskjellige grupper:

1. Tilflytting til regionen fra andre steder i Norge og fra utlandet
2. Arbeidsledige som får jobb
3. Hjemmeværende, studenter eller andre som ikke er arbeidsledige som begynner å jobbe.

Det meste av sysselsettingsveksten vil skje gjennom tilflytting. Sysselsettingsveksten som følger av petroleumsvirksomhet i utredningsområdet er videre et sentralt bidrag til verdiskapingen som er beregnet.

3.4 Nasjonale sysselsettingseffekter

Sysselsettingskonsekvenser er et sentralt tema når samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsaktivitet i utredningsområdet skal beskrives. SSB (SSB, 2012) har utredet *nasjonale* sysselsettingseffekter av mulig petroleumsaktivitet. Pöry sin analyse omtalt i kapittel 3.2 vurderte *regionale* og *lokale* ringvirkninger, herunder regional sysselsetting.

Tilnærming

SSB har med utgangspunkt i scenarioene for petroleumsvirksomhet gjennomført beregninger av hvordan den nasjonale sysselsettingen vil bli påvirket. Sysselsettingsvirkningene er en konsekvens av hvordan norsk økonomi som helhet påvirkes av de ulike scenarioene. SSB har benyttet sin makroøkonomiske modell MODAG for disse analysene. Med modellen beregnes utviklingen i en rekke makroøkonomiske størrelser. Det er ikke forsøkt tatt hensyn til spesifikke økonomiske forhold i regionene i SSBs analyse.

Petroleumsaktiviteten gir etterspørselsimpulser som påvirker aktivitetsnivået og sysselsettingen gjennom flere kanaler. Investeringer i petroleumsaktivitet fra oljeselskaper innebærer etterspørselsimpulser rettet mot resten av økonomien. Oljeselskapene vil etterspørre varer og tjenester fra sine underleverandører, som igjen vil etterspørre varer og tjenester fra sine underleverandører osv. Dette gir økt sysselsetting. Videre gir beregningene implikasjonene av denne økte sysselsettingen i form av økt etterspørsel fra husholdningene ettersom deres inntekter er økt. Dette bidrar også til å øke sysselsettingen. I motsatt retning trekker imidlertid en annen effekt som fanges opp i modellberegningene: Konkurransenevnen svekkes som følge av økte lønnskostnader og i noen perioder sterkere kronekurs. Dette bidrar til å dempe økningen i sysselsettingen.

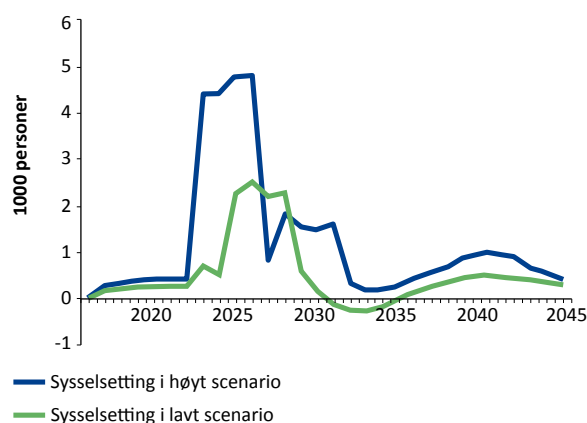
Resultater – nasjonale sysselsettingsvirkninger

Funnene til SSB viser at petroleumsaktiviteten som er beskrevet i de to scenarioene vil gi et positivt bidrag til den nasjonale sysselsettingen. Tabell 3-6 viser sysselsettingseffekten i sum for perioden 2017-2045 og gjennomsnitt per år for de to scenarioene. I beregningene er LNG-alternativet lagt til grunn for høytt scenario.

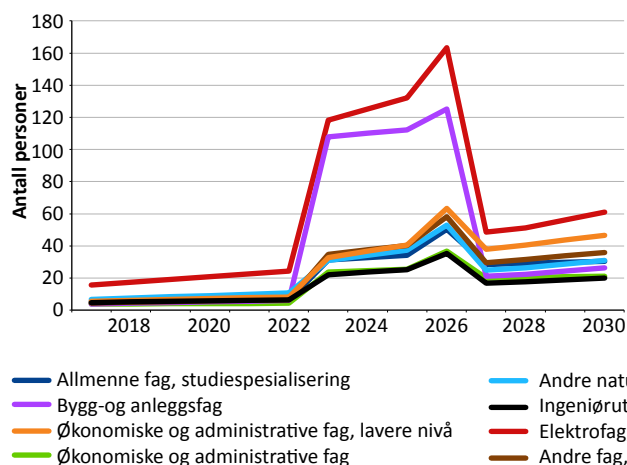
	Sum 2017-2045		Gjennomsnitt per år	
	Lav aktivitet	Høy aktivitet	Lav aktivitet	Høy aktivitet
<i>Totale effekter</i>				
Sysse-satte	15 500	35 800	500	1 200
Arbeids-ledige	-2 800	-6 700	-100	-200

Tabell 3-6: Sysselsettingseffekter for de to scenarioene for petroleumsaktivitet. Kilde: SSB.

I sum kan det forventes en økning på over 35 000 sysselsatte ved høyt scenario og over 15 000 sysselsatte ved lavt scenario. I snitt per år forventes det henholdsvis ca. 1 200 og 500 sysselsatte for de to scenarioene. Det er beregnet at av de 35 000 sysselsatte ved høyt scenario, vil over 6 000 av disse komme fra arbeidsledighet. De øvrige vil komme som et resultat av at flere personer ønsker å arbeide fordi arbeidsmarkedet blir bedre og lønnsnivået vil øke som følge av den økte etterspørsel etter arbeidskraft. De forventede sysselsettingseffektene av de to petroleumsscenarioene kan også sees over tid, jf figur 3-9.



Figur 3-9: Virkninger på samlet sysselsetting for de to petroleumsscenarioene for utredningsområdet. Kilde: SSB.

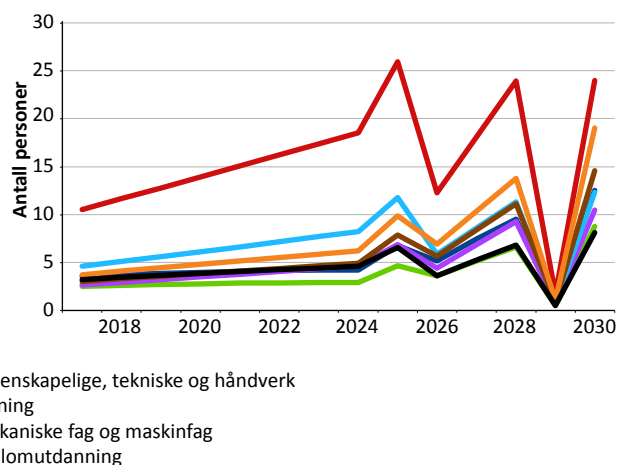


Figur 3-10: Kompetansebehov i Finnmark. Høyt scenario (LNG-alternativet). Kilde: Pöyry.

Som figuren viser er de nasjonale sysselsetningsvirkningene i den tidlige fasen – letefasen beskjedne, i størrelsesorden 200-400 sysselsatte per år. Den største sysselsettingseffekten kommer når utbyggingen begynner – altså i utbyggingsfasen. Det er også betydelige forskjeller mellom de to scenarioene. Sysselsettingen vil i denne fasen øke med 2 800 personer i gjennomsnitt for høyt scenario og 1 600 personer for lavt scenario. Når utbyggingene er ferdige og produksjonen starter i driftsfasen, er forventede sysselsettingseffekter mindre. For høyt scenario øker sysselsettingen i driftsfasen med 600 personer i gjennomsnitt per år, mens den for lavt scenario øker med 200 personer i gjennomsnitt. I lavt scenario vil det for noen år være en negativ sysselsettingseffekt. Dette skyldes i hovedsak at aktiviteten i utbyggingsfasen medfører økt lønnspress og dermed svekket kostnadmessig konkurranseevne. Dette slår for alvor ut i driftsfasen når aktivitetsimpulsene fra petroleumsaktiviteten er relativt beskjedne.

3.5 Kompetansebehov

Med utgangspunkt i den aktiviteten som kan forventes av petroleumsvirksomheten fra de to scenarioene, har Pöyry modellert kompetansebehovet fra ulike fagretninger. Analysen til Pöyry bygger videre på tidligere relaterte kompetanseanalyser fra SSB (SSB, 2010). Fra scenarioene fra petroleumsaktivitet og SSBs prognoser for kompetansebehov har Pöyry etablert en oversikt over hvilke faggrupper det vil være behov for i regionen



Figur 3-11: Kompetansebehov i Finnmark. Lavt scenario. Kilde: Pöyry.

(Nord-Norge) og lokalt i Finnmark. Figurene 3-10 og 3-11 viser kompetansebehov for Finnmark ved høyt scenario (LNG-alternativet) og lavt scenario.

Det vil være et stort behov for ulike typer kompetanse. Det er estimert høyest behov for sysselsatte med utdanning innen elektrofag, mekaniske fag, maskinfag og bygg- og anleggsgag fra videregående skole eller fagskole. Etablering av landanlegg fører også til høy etterspørsel etter bygg- og anleggsarbeidere. Det vil også være behov for ufaglærte. Eksempelvis for høyt scenario er det forventet at ca 15 pst. av de sysselsatte vil være ufaglærte.

3.6 Øvrige virkninger for samfunnet

Økt sysselsetting fra petroleumsvirksomhet vil føre til flere bosatte i regionen. Erfaringene fra Hammerfest (Berg Nilssen (red), 2012), viser hvordan utbygging og drift av Snøhvit-feltet har bidratt til å snu en negativ befolkningsutvikling til vekst. Petroleumsaktivitet vil også medføre et oppsving i boligprisene, og mulig økt aktivitet i boligbyggingen. Pöyry finner klare tendenser til at økt antall arbeidsplasser i et fylke eller i en region, på lengre sikt medfører at en mindre del av befolkningen, i yrkesaktiv alder, mottar ulike trygdeytelser.

3.7 Konsekvenser for infrastruktur og offentlige tilbud

Petroleumsvirksomhet i et område vil ha behov for infrastruktur og logistikkjenester. Det kan bety både etablering av ny infrastruktur, videreutvikling av eksisterende infrastruktur eller bedre utnyttelse av denne. Dette kan dels være infrastruktur som vil etableres av industrien, dels infrastruktur som må ivaretas av det offentlige. For å få en oversikt over dagens situasjon og mulige fremtidige behov som følge av scenarioene for petroleumsvirksomhet er det gjennomført flere studier. Analyse & Strategi med samarbeidspartnere (Eger m.fl., 2012) har både vurdert infrastruktur og logistikk tilknyttet petroleumsvirksomhet basert på scenarioene for petroleumsvirksomhet. Videre har Avinor gitt en vurdering av luftfartsrelatert infrastruktur (Avinor, 2012), som bygger videre på deres tidligere arbeid i “Utredning av havområdene utenfor Lofoten og i Barentshavet for helårig petroleumsvirksomhet” (ULB). NVE (NVE, 2012) har vurdert kraftsituasjon og tilhørende infrastruktur for mulig kraftforsyning til petroleumsvirksomhet i området.

3.7.1 Havner, baser og transport

De mest relevante behov for infrastruktur og logistikkjenester er knyttet til forsyningstjenester (havn og forsyningsbase) og tilhørende logistikk og servicetilbud. Herunder kommer transportinfrastruktur for frakt av varer og personell inn og ut av området. Veier, skipsleder, helikopterbaser og flyplasser er sentrale elementer i så måte¹². Vurderingene av infrastrukturbehov på land tar utgangspunkt i, og dimensjoneres etter, hvor den maritime trafikken anløper landanlegg og havner/baser. Normale vurderingskriterier er:

- Avstand fra felt til land
- Maritim egnethet og egnede havner
- Muligheter for bunkring, service og næringsmiljø
- Øvrig transportinfrastruktur

¹² Logistikk knyttet til avfall og sikkerhetsberedskap er også relevant i lys av dette, og er omtalt i kapittel 4.4 og 2.3.

Havn, baser og basekapasitet

I høyt scenario er det modellmessig lagt til grunn et nytt LNG-anlegg i Finnmark. Slike anlegg stiller krav til havn for dyptgående LNG-skip. Lokasjon vurderes av rettighetshaverne i en utvinningstillatelse ved en konkret utbyggingsbeslutning. I grunnlagsrapportene er det vurdert egnethet av enkelte lokasjoner basert på faglige vurderinger av fysiske parametere som forhold ved innseiling, dybder ved kaianlegg samt oppankrings- og manøvreringsmuligheter. Basert på disse parametere og kunnskap om hva oljeselskapene vurderer ved valg lokasjon, er det identifisert flere relevante lokaliteter i Finnmark. Også ytterligere lokaliteter kan være aktuelle.

Lavt scenario legger til grunn utbygging med flytende produksjon og lager (FPSO) for olje. Base- og forsyningstjenester for lete-, utbyggings- og driftsfasene kan her betjenes fra både Øst- og Vest-Finnmark. Nærhet til transport- og samfunnsmessig infrastruktur vil være viktig ved valg av lokalisering.

Transportinfrastruktur

I vurderingen av transportinfrastruktur for logistikkoperasjoner tilknyttet petroleumsakktivitet i utredningsområdet, er det tatt utgangspunkt i mulige lokasjoner for landanlegg og forsyningsbaser for høyt og lavt scenario.

Analysen for høyt scenario viser at det genereres mest logistikk i årene 2023-2026, i snitt 1 950 havneanløp pr år fordelt på 21 skip. I denne perioden (frem til 2025) vil det være høy aktivitet og foregå tre parallelle utbygginger av felt samtidig med leteaktiviteter. Utbyggingsfasen vil også generere stor helikoptertrafikk; gjennomsnittlig 1 250 flygninger og 23 700 passasjerer pr år.

Analysen for lavt scenario viser at det genereres mest logistikk i årene 2023-2028, i gjennomsnitt 1 400 havneanløp pr år fordelt på i snitt 13 skip. I denne perioden vil det være et stort behov for mannskapsrotasjon i forbindelse utbygging av gass- og oljefelter. Dette vil generere høy passasjertrafikk med helikopter, gjennomsnittlig 13 800 passasjerer pr år fordelt på 730 flyvninger.

God transportforbindelse mellom flyplass og forsyningsbase vil være av stor betydning for valg av baselokasjon. Kirkenes lufthavn er stamlufthavn nær E6. Dersom man legger til grunn et økt behov for mannskapsrotasjoner under utbyggingsfasen i høyt scenario, vil Kirkenes lufthavn ha kapasitet til å motta en slik økning i antall passasjerer. Hammerfest har kortbaneflyplass, men mulige alternativer er under utredning. Alta lufthavn er stamlufthavn og ble benyttet som hovedflyplass under utbyggingen av Snøhvit. Dette kan også være en mulighet for høyt scenario. Honningsvåg har kortbaneflyplass, men kan benyttes i kombinasjon med stamlufthavner (for eksempel Lakselv) for å motta større passasjerfly i utbyggingsfasen for et eventuelt landanlegg i dette området. For en eventuell lokasjon i områder ved Porsangerfjorden, vil Lakselv lufthavn være nærmeste stamlufthavn.

Det er ikke gjort kvantitative anslag for transport av gods på vei og båt. Erfaringsmessig fra aktivitet lenger sør i Norge vil en del av transport til boreoperasjoner kunne gå over vegnettet. I nord kan det, som følge av lengre avstander og godt tilrettelagt infrastruktur for sjøtransport, gjerne i større grad baseres på transport sjøveien. Slike forhold vil uansett løses gjennom økonomiske og operasjonelle vurderinger i hvert enkelt tilfellet.

3.7.2 Lufthavner og helikopterbasert

Avinor (Avinor, 2012) har utarbeidet en kort statusbeskrivelse for lufthavner i området, pågående planer, samt at de, på generelt grunnlag, vurderer muligheter og/eller begrensninger for utvidelser av lufthavner og egnethet for behov fra petroleumsvirksomheten. Dette gjelder transport av personell inn og ut av området, og muligheter for helikopterbase for transport av personell til og fra innretningene til havs.

Generelt er Avinors lufthavner vurdert som egnet for etablering av helikopterbasert, men med noe varierende grad av egnethet. Det må påregnes behov for mulige endringer innen lufttrafikkledelse, herunder bemanning, samt prosedyrer for inn- og utflygning, og mulig revidering av dagens støysoner. Ved enkelte lufthavner vil man ved en

eventuell utvidelse få problemer med miljøkrav og vernebestemmelser.

De nasjonale og regionale lufthavnene har i all hovedsak tilgjengelige arealreserver som kan disponeres til eventuelle fremtidige baser for helikoptervirksomhet. Det foreligger langsiktige arealplaner (lufthavnplaner) for samtlige av disse som, med få unntak, har avsatt arealer som vil være egnet som baser for helikopter. På de lokale lufthavnene er arealreservene gjennomgående langt mer begrenset, og dagens infrastruktur er bare i liten grad tilrettelagt for mulige nye utvidelser og aktiviteter. I dagens situasjon er det i tilknytning til utredningsområdet kun Båtsfjord lufthavn av de lokale lufthavnene som har egne arealer avsatt til ulike typer helikopteraktivitet. Gode arealreserver finnes også på Berlevåg og Vardø lufthavner. For Vadsø vil mulighet for omrokering og flytting av dagens ekspedisjonsområder åpne for forbedret arealtilgang for eventuelle helikopterbasert.

Noen av de lokale lufthavnene er av flyoperative årsaker lite egnet for trafikk med helikopter. I tillegg er det her meget begrensede arealreserver tilgjengelig. Lufthavnene dette gjelder er Honningsvåg og til en viss grad Mehamn lufthavn. Begrenset arealtilgang er det også på Sørkjosen og Hasvik lufthavner.

3.7.3 Kraftforsyning

Basert på forutsetninger om behov for kraftforsyning til petroleumsvirksomhet i utredningsområdet angitt av OD, har NVE vurdert kraftforsyning i Øst Finnmark.

I høyt scenario er det lagt til grunn et behov på 260 MW til innretningene ved drift basert på kraft fra land. Størrelsen på lasten tilsier at det mest hensiktsmessige vil være tilknytning til nett med spenningsnivå på 300 eller 420 kV. Avhengig av hvor stor andel av dagens nettutviklingsplaner som blir realisert før oppstart av petroleumsaktivitet, vil punktene Hammerfest, Skaidi, Adamselv og Varangerbotn være aktuelle tilknytningspunkter. De to sistnevnte ligger geografisk nærmest aktuelle olje- og gassfelt. Disse tilknytningspunktene er avhengig av ny linje fra Skaidi til Varangerbotn. Hammerfest og Skaidi vil etter dagens planer om

en forbindelse mellom Ofoten og Hammerfest være 420 kV-punkter i nettet før 2027 (modellert oppstart første produksjon i høyt scenario).

Ved delvis drift av innretningene basert på kraft fra land, er det lagt til grunn et kraftbehov på 130 MW. Med forventet nettutvikling i regionalnettet på Varangerhalvøya er det teknisk mulig å tilknytte dette på Varangerhalvøya, men N-1 drift (betyr at en komponent i kraftsystemet skal kunne få en feil uten at forbrukerne mister strømmen) vil kreve ytterligere nettinvesteringer. Alternativt kan dette forbruket tilknyttes sentralnettet direkte. Aktuelle tilknytningspunkter er Hammerfest, Skaidi, Adamselv og Varangerbotn.

I lavt scenario er det lagt til grunn et behov på innretningene som medfører at 80 MW nytt kraftforbruk hentes fra nettet. Et slikt forbruk vil sannsynligvis kunne tilknyttes regionalnettet på Varangerhalvøya, gitt at dagens utbyggingsplaner i dette regionalnettet blir gjennomført før 2029 (oppstart første produksjon i lavt scenario). Alternative punkter hvis nettet på Varangerhalvøya ikke utvikles forventet på en slik måte, er å finne i sentralnettet i Øst-Finnmark. Ved et kraftbehov fra nettet på 40 MW, er en tilknytning til regionalnettet i Øst-Finnmark mulig gitt dagens utbyggingsplaner i regionalnettet.

Generelt vil grad av forsyningssikkerhet også ha betydning for hvilke nettinvesteringer som vil være nødvendig. Hvorvidt en skal ha N-1 forsyning i alle årets timer eller om det godtas bruk av belastningsfrakobling og eventuelt andre tiltak i anstrengte kraftsituasjoner, vil påvirke behovet for nettiltak.

3.8 Muligheter for industriell bruk av gass

Gassco (Gassco, 2012) har vurdert muligheter og forutsetninger for industriell bruk av gass i Norge, herunder spesifikke vurderinger av muligheter for industriell bruk av gass basert på ODs scenarioer for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet.

Mesteparten av den gassbaserte industrien i Norge er i Grenlandsområdet hvor etan (våtgass) om-

dannes til plastråvarer og brukes i produksjon av kunstgjødsel. Det er videre metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Industriell bruk av gass deles gjerne inn i våtgassbasert og tørrgassbasert industri. Våtgassbasert industri tar som regel utgangspunkt i en krakker (fra engelsk: cracker) der hydrokarbonet spaltes og blir satt sammen til andre molekyler (reformering). Etablering av en krakker krever svært store gassvolumer, vesentlig større enn i ODs to scenarioer, og det vil derfor i det videre fokuseres på tørrgassbaserte industrimuligheter.

Viktige forutsetninger for etablering eller utvikling av gassbasert industri er, tillegg til tilgang på gass i rett volum og kvalitet, langsiktig pris og kommersielle vilkår for gassen. Gassco viser til fire ulike utgangspunkt der industriell bruk av gass kan vurderes:

1. Naturgass til varme og som drivstoff
2. Industriutvikling der gass prosesseres på land i dag
3. Videreutvikling av den gassbaserte industrien som allerede finnes i dag
4. Nyetableringer hvor eksportløsninger ikke eksisterer i dag

Det er flere ulike muligheter for industriell bruk av gass i Norge i dag. Utgangspunkt 1 er ikke omfattet av Gasscos analyse, da dette i hovedsak gjelder bruk av mindre gassvolumer enn øvrig industriell bruk. Siden denne konsekvensutredningen vurderer ny petroleumsvirksomhet vil utgangspunkt 2 og 3 heller ikke være relevante. For utvikling av petroleumsvirksomhet i utredningssområdet er det således utgangspunkt 4 – *Nyetableringer hvor eksportløsninger ikke eksisterer i dag* – som er mest relevant.

Fra en industriinvestors ståsted kan mangel på gasstransportløsninger til markedet være et attraktivt utgangspunkt for en forhandling om kommersielle vilkår for gass. På den andre siden er det viktig for produsentene (oljeselskapene) og verdiskapingen på feltene at gassavtaket er sikkert og fleksibelt og at gassen prises fornuftig. Dette er ofte avgjørende for at det skal være lønnsomt å gjennomføre de betydelige investeringer som let-

ing og utbygging av olje- og gassfelt innebærer. I Gassco sin konkrete vurdering av industrielle muligheter basert på gassproduksjonen fra de to scenarioene for petroleumsvirksomhet er det følgende alternativer som trekkes fram som mest egnet for industriell bruk av naturgass:

- Direktereduksjon av jernmalm (DRI)
- Produksjon av metanol
- Produksjon av ammoniakk
- Kraftforsyning til smelteverksindustri

Dersom alle gassvolumene i høyt scenario skal avsettes industrielt, må det foretas investeringer i anlegg for alle de ovennevnte mulighetene kombinert (DRI, metanol, ammoniakk og kraft til smelteverksindustrien). Dette vurderer Gassco som svært lite sannsynlig, og en annen eksportløsning for gassen vil da måtte etableres.

Uten andre konkurransemessige fortrinn for industriell bruk av gass i regionen, vil det med en eksportløsning for gassen være krevende å etablere industriutbygging andre steder enn der industriproduksjon allerede foregår. For lavt scenario er det større sammenfall mellom gassproduksjon og mulig industrielt gassavtak. Gassco understreker imidlertid at det forventes å være krevende å finne et passende sammenfall mellom industrielt gassavtak og gassproduksjonsraten, uten at produksjonsratene fra gassfeltene samordnes og tilrettelegges industriens behov. Dette kan ha betydelige merkostnader for produsentene og dermed samfunnet. Generelt vil mulighetene for industriell bruk av gass øke hvis de gassbaserte industrimulighetene kan kobles sammen med andre konkurransemessige fordeler regionen måtte ha (som for eksempel tilgang på mineraler).

Gass fra norsk sokkel har vært tilgjengelig i Norge for industriell utnyttelse siden 1985. Dette har ikke resultert i etablering av gassbasert industri av betydelig omfang. Gassproduksjon fra utredningsområdet kan gi nye industrielle muligheter, men det er betydelige utfordringer knyttet til å koble gassproduksjonsmønster og industriavtak.

3.9 Virkninger på samiske interesser

Virkninger av petroleumsvirksomhet på samiske interesser, herunder konsekvensene for samisk næringsutøvelse (reindrift, fiske og jordbruk og utmarksbruk), sysselsetting, kompetanse, bosetting, kulturutfoldelse og identitetsutvikling er belyst av Pöyry (Pöyry, 2012). Studien til Pöyry baserer seg på tidligere utredninger og er supplert med intervju av Norske Reindriftssamers Landsforbund.

En fremtidig petroleumsvirksomhet i området vil kunne berøre samiske interesser. Mulig negativ virkning vil i hovedsak kunne oppstå for reindriften. Også fortrenging av samisk næringsgrunnlag gjennom konkurranse om arbeidskraften fra petroleumssaktivitet er påpekt av samene selv som en mulig utfordring. Sistnevnte kan også oppfattes som et positivt aspekt ved petroleumssaktivitet, ettersom det gir nye sysselsettingsmuligheter for den samiske befolkningen. Petroleumsvirksomhet kan gi økt etterspørsel etter produkter fra samisk tradisjonell næringsvirksomhet. Konsekvenser på samisk næringsutøvelse kan altså deles i to; direkte påvirkning og indirekte gjennom konkurranse om arbeidskraften.

Samisk næringsutøvelse

Pöyry definerer samisk næringsutøvelse til å omfatte reindrift, jordbruk, utmarksbruk og fiske. Det er i praksis kun en liten del av den samiske befolkningen som driver med reindrift, men reindrift regnes likevel som en svært viktig del av samisk kulturutøvelse og identitet. I det videre er det i hovedsak konsekvenser for reindriften som vil drøftes. For reindriften kan de direkte virkningene deles inn i:

- Lokale effekter ved forstyrrelse av enkelt dyr
- Regionale effekter på hele flokken
- Kumulative, langsiktige effekter på produksjonen

Generelle erfaringer og tidligere forskning på disse effektene er beskrevet i Pöyrys rapport. Rapporten viser at industrianlegg må planlegges

for å unngå negative effekter for reindrift. Dette som følge av arealbeslag ved anlegg og nødvendig infrastruktur, herunder veier og mulig kraftinfrastruktur. Primærnæringene utgjør en viktig del av samisk kulturutøvelse, men samisk kulturutøvelse er mer enn utøvelse av primærnæringene. Pöyryviser til at mange samer i dag lever i byer og tettsteder, og at andre forhold som samiske institusjoner for utdanning og forskning kan være vel så viktig for samisk kulturutøvelse og identitetsutvikling.

Innretninger til havs, som forventes i både høyt og lavt scenario, antas ikke å ha annen innvirkning på reindriften enn mulig økt helikoptertrafikk fra helikopterbasen. I forbindelse med en eventuell fremtidig plan for utbygging og drift/plan for anlegg og drift vil konsekvenser for samiske forhold bli utredet der det er relevant.

Sysselsetting og kompetanse

Petroleumsutbygginger i Finnmark kan gi positive sysselsettingseffekter også for den samiske befolkningen. Erfaringene fra Snøhvit i Hammerfest har ikke dokumentert effekter på sysselsetting av den samiske befolkningen der. At sysselsettingen i regionen er forventet å øke, vil imidlertid generelt bidra til å skape arbeidsplasser også for samer. En utfordring som Pöyry trekker fram, er at studier viser at den samiske befolkning i noen grad mangler den kompetansen som petroleumsvirksomheten etterspør. Dette kan endres på lengre sikt.

Ved petroleumsvirksomhet i regionen vil den generelle etterspørselen øke og gi økt sysselsetting i alle næringer som berøres. Effektene for tradisjonell samisk næringsvirksomhet kan påvirkes ved at de konkurrerer om samme arbeidskraft, men også gjennom en større etterspørsel etter samiske produkter.

Ny bosetting som følge av petroleumsvirksomhet kan påvirke samisk bosetting. Tilflytningen til samiske områder avhenger av hvor mange arbeidsplasser som skapes og hvor arbeidskraften kommer fra

Konsekvenser for miljø ved petroleumsvirksomhet

4

4.1 Rammebetingelser

Petroleumsvirksomheten er underlagt strenge krav til ivaretagelse av det ytre miljø. Det er etablert et omfattende og grundig system som består av blant annet forvaltningsplaner, konsekvensutredninger, utslippstillatelser og økonomiske virkemidler. For å legge til rette for en best mulig oppfølging har helse-, miljø-, arbeidsmiljø- og sikkerhetsmyndighetene i samarbeid utviklet et integrert helhetlig regelverk for helse, miljø og sikkerhet.

Kostnadseffektiv virkemiddelbruk er et bærende prinsipp for forvaltningen av petroleumssressursene i Norge. Dette innebærer at det skal gjøres kost-/nyttevurderinger av tiltak som reduserer utslipp til luft og sjø, og at tiltakene med lavest kostnad iverksettes først. Prinsippet om kostnadseffektivitet er også bærende i norsk klimapolitikk. Forurensere skal betale, og miljø- og klimamålene skal nås gjennom bruk av kostnadseffektive virkemidler.

Denne konsekvensutredningen er et eksempel på en prosess som skal sikre et godt beslutningsgrunnlag for Stortingets beslutning om eventuell åpning av et område for petroleumsvirksomhet. Gitt at nye områder åpnes for petroleumsakktivitet er påfølgende aktiviteter strengt regulert blant annet for å sikre at miljøhensyn blir ivaretatt på en god måte.

I forbindelse med innsamling av seismisk data, skal aktivitet meldes myndighetene fem uker før oppstart. Det er i tillegg lagt begrensninger for seismikkinnsamling i forvaltningsplanene. Slike begrensninger kan være tidsbegrensning av slik aktivitet for eksempel under gytevandring eller gyting. Dette skal bidra til å hindre seismisk innsamling når naturressursene kan være ekstra sårbare. Det er også krav om at det skal være en fiskerikyndig person om bord i fartøyet under innsamling av seismikk. Den fiskerikyndige personen skal være bindeledd mellom petroleumss- og fiskerinæringen, slik at begge næringene kan utøve sin virksomhet.

Det stilles strenge krav til leteboring. Det må hentes inn tillatelse for leteboring fra OD for alle brønner. Tillatelsen forutsetter at samtykke til leteboring fra henholdsvis Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) og Petroleumstilsynet (Ptil) er gitt. Gjennom forvaltningsplanene er det i tillegg lagt begrensninger på leteboring i spesielt sårbare områder, for eksempel i forhold til gyting.

Som en del av en utbyggingsplan (PUD/PAD) for enkeltfelt skal operatøren blant annet utrede konsekvensene for natur og miljø av at det aktuelle funnet bygges ut. I utredningen beskrives eventuelle klima- og miljøeffekter av forventede utslipp, samt mulige avbøtende tiltak for å redusere utslippene. Både programmet for, og selve konsekvensutredningen, sendes på offentlig høring til

berørte samfunnsaktører. Dette sikrer en bred og åpen prosess.

Siden 1996 har kraft fra land vært vurdert i forbindelse med alle nye eller reviderte utbyggingsplaner. Dette har bidratt til at flere felt har besluttet å dekke sitt energibehov med kraft fra land.

I driftsfasen reguleres utslipp via tillatelser etter forurensningsloven, i tillegg til økonomiske incentiver fra CO₂-avgift, kvoteplikt for CO₂ og NO_x-avgift eller innbetalinger til næringslivets NO_x-fond. Selskapene må søke Klif og Statens strålevern om tillatelse etter forurensningsloven for utslipp til luft og sjø, og Olje- og energidepartementet om faklingstillatelse. Det er etablert et mål om null miljøfarlige og miljøskadelige utslipp til sjø (nullutslippsmålet). Målet anses for å være nådd for tilsatte miljøfarlige kjemikalier. I dag reinjiseres deler av vannet som er med opp fra reservoarene. En unngår da å tilføre havet oljedråper og kjemikalierester som er igjen etter at vannet er renset. Samtidig medfører det økt energibruk på innretningen, da reinjeksjon krever kraft.

Myndighetene spiller en sentral rolle i forbindelse med nedstenging av felt eller innretning. Selskapene skal legge frem en avslutningsplan i god tid før planlagt nedstengning. Gjennom behandlingen av planen sikres en miljø-, sikkerhets- og ressursmessig forsvarlig nedstenging og disponering av den enkelte innretning.

Forskning og utvikling er viktig for en mer miljøvennlig utvinning på norsk sokkel. Gjennom forskningsprogrammene DEMO2000 og PET-ROMAKS-programmet støtter myndighetene en rekke prosjekter relatert til utslipp til sjø og luft.

Petroleumsloven stiller krav om at petroleumsvirksomheten skal drives forsvarlig og i samsvar med gjeldende regelverk. Virksomheten skal videre ivareta hensynet til sikkerhet for personell, miljø og de økonomiske verdier innretninger og fartøyer representerer, herunder driftstilgjengelighet. Forsvarlighetskravet er et funksjonskrav og innebærer at hva som vil anses som ”forsvarlig”, kan utvikle seg over tid. Et funksjonskrav innebærer at man stiller krav til det man vil oppnå uten å gi anvisning på hvordan dette rent faktisk skal oppnås.

Forsvarlighetskravet utdypes blant annet i rammeinstruksen som fastsetter at virksomheten skal være forsvarlig ut fra en enkeltvis og samlet vurdering av alle faktorer som har betydning for planlegging og gjennomføring av virksomheten når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Det skal videre tas hensyn til de enkelte virksomhetenes egenart, stedlige forhold og operasjonelle forutsetninger. Virksomheten skal således være forsvarlig i enhver sammenheng. De forskjellige forutsetninger som er tilstede ved utførelsen av aktiviteten skal videre bidra til å prege forsvarlighetsvurderingen.

Miljøreguleringer av virksomheten foregår således på alle stadier av virksomheten; fra vurdering av om området skal åpnes, ved leting, ved vurdering av hvordan et felt skal bygges ut, ved spesifikke tillatelser knyttet til driften av feltet, ved årlige endringer av disse og fram til avslutning av produksjon og disponering av innretningene. Dette sikrer et omfattende og solid system knyttet til virksomheten, der alle relevante myndigheter er involvert.

4.2 Regulære utslipp til sjø

Konsekvenser av regulære utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i utredningsområdet er belyst i en grunnlagsstudie utført av Akvaplan-niva i samarbeid med NIVA og SALT (Larsen m.fl., 2012). Studien adresserer relevante problemstillinger knyttet til planlagte utslipp til sjø, omtaler kunnskapsstatus og gjennomfører modelleringer og konkrete vurderinger for de etablerte scenariene (OD, 2012-a).

4.2.1 Kilder til utslipp

Regulære utslipp til sjø betyr planlagte utslipp som er forhåndsgodkjente etter søknad og tillatelse fra myndighetene, primært Klif.

Regulære utslipp til sjø består i hovedsak av:

- Utboret steinmasse (borekaks) og kjemikalierester/rester av borevæske fra boring, samt kjemikalierester/saltlake fra brønnopprensning.

- Utslipp av rester fra sementering ved setting av foringsrør og ved plugging av brønner.
- Vann fra reservoaret som følger med olje- og gasstrømmen ("produsert vann") i driftsfasen. Vannet separeres fra oljen og gassen, og renses før det injiseres i undergrunnen eller slippes ut til sjøen. Det produserte vannet vil inneholde naturlige komponenter (løste organiske forbindelser, salter og metaller) samt eventuelt tilsatte eller tilbakeproduserte (tidligere injiserte) kjemikalier.
- Ballast- og fortrengningsvann fra enkelte typer innretninger samt tankskip.
- Mindre mengder hydraulikkvæske som er nødvendig for å styre ulike undervannsventiler, og kjemikalier fra klargjøring av rørledninger.
- Kjølevann fra produksjonsprosessen.
- Drenasjevann (regnvann og spylevann).
- Sanitærløp.

Det er i hovedsak utslipp av borekaks med vedheng av borevæske under boring og av produsert vann i driftsfasen som har potensielle miljøkonsekvenser.

Kjemikalier som benyttes skal i henhold til regelverket være vurdert og godkjent i forkant. I dette ligger også betydelig omfang av økotoxikologisk testing. Innen bruk og utslipp av kjemikalier har det skjedd en betydelig miljøforbedring etter at nullutslippsarbeidet¹³ startet. I dag benyttes det nesten utelukkende kjemikalier som er klassifisert i grønn eller gul kategori (anses som ikke-miljøskadelige i vanlige mengder). I henhold til innrapportering fra operatørselskapene ble det sluppet ut totalt 157 000 tonn tilsatte kjemikalier i 2011. Av dette utgjorde de grønne kjemikaliene 91,3 pst., de gule 8,7 pst., mens røde og svarte utgjorde henholdsvis 0,005 pst. og 0,0004 pst. (OLF, 2012-a).

4.2.2 Kunnskap om negative virkninger av regulære utslipp til sjø

Kunnskap om miljømessige virkninger fra regulære utslipp til sjø er basert på regelmessig miljøovervåking og forskning/laboratorieforsk. Miljøovervåking av tilstanden rundt felt og innretninger med utslipp fra boring har blitt gjennomført siden 1985, og foregår nå regionvis hvert 3. år.

Påvirkning av sjøbunn og bunnlevende organismer rundt offshoreinstallasjoner skyldes i første rekke utslipp fra borevirksomhet, bl.a. borekaks med vedheng av tilsatte kjemikalier (og før 1993 også rester av olje). Arealet av sjøbunnen rundt installasjonene som har en målbar kjemisk eller økologisk påvirkning er generelt lite, men varierer med type og mengde kaks sluppet ut – hvor spesielt tidligere utslipp av oljebasert kaks har betydning. Kunnskapen omkring type og omfang av konsekvenser fra boreutslipp vurderes generelt som god. Med tanke på eventuelle virkninger på spesielle habitater og fauna, som korallrev og svamp, er kunnskapen mer mangelfull, men økende (Larsen m.fl., 2012).

Systematisk overvåking av mulige effekter av utslipp av produsert vann tok til midt på 1990-tallet på norsk sokkel. Kunnskap som er innhentet gjennom overvåkningsaktiviteten og gjennom en rekke forskningsstudier, har bidratt til å belyse hvilke effekter utslipp av produsert vann kan ha på det marine miljøet. Generelt angir dagens kunnskap at potensialet for akutte påvirkninger er lite og avgrenset til nærområdet ved utslippspunktet. Det er større usikkerhet knyttet til mulige langtidsvirkninger, da innholdet i produsert vann er meget sammensatt, og miljøforholdene meget dynamiske og vanskelig målbare. Et sentralt tema har vært hvorvidt alkylfenoler og andre substanser i produsert vann kan påvirke reproduksjonsevnen hos marine organismer. Laboratorieforsk viser at endringer i formeringsevnen kan inntreffe når fisk over tid blir eksponert for produsert vann. Men effektene oppstår først ved svært høye konsentrasjoner av alkylerte fenoler, som langt overgår det som kan forventes i sjøen, også svært nær utslippspunktet av produsert vann. Kunnskapen om mulige langtidsvirkninger av utslipp av produsert

¹³ Se kapittel 4.1 Rammebetingelser

vann er nylig oppsummert i en rapport fra Norges forskningsråd (Bakke m.fl., 2012). Rapporten konkluderer som følger: “Ti års forskning på langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten viser at komponenter i produsert vann kan ha en rekke negative effekter for helse tilstanden, funksjonene og reproduksjonen hos fisk og virvelløse dyr. Hovedinntrykket er likevel at risikoen for langsiktig miljøskade av utslippene er moderate”. Det konkluderes videre at forskningsinnsatsen har bidratt til betydelig bedre kunnskap, bedre forståelse av problemstillinger relatert til utslipp av produsert vann og forbedret grunnlag for modellering av effekter.

I de senere årene har det også blitt utført studier som har forsøkt å avdekke om det er forskjeller i følsomhet for oljepåvirkning mellom organismer i arktiske og tempererte soner. Resultatene fra disse studiene er ikke entydige; noen viser større følsomhet hos arter i tempererte soner, noen viser større følsomhet hos arktiske arter. Oppsummeringsrapporten fra Bakke m.fl. (2012) konkluderer at det ikke er noe som tyder på at arktiske organismer er mer sårbare enn organismer ellers på sokkelen. Imidlertid er det andre forskjeller mellom arktiske strøk og tempererte strøk, som temperatur, lysforhold, større sesongsvingninger og ulik bunndyrs sammensetning, som kan tenkes å skape forskjeller i effekter av regulære utslipp i disse områdene.

4.2.3 Utslippsprognoser som basis for modellering

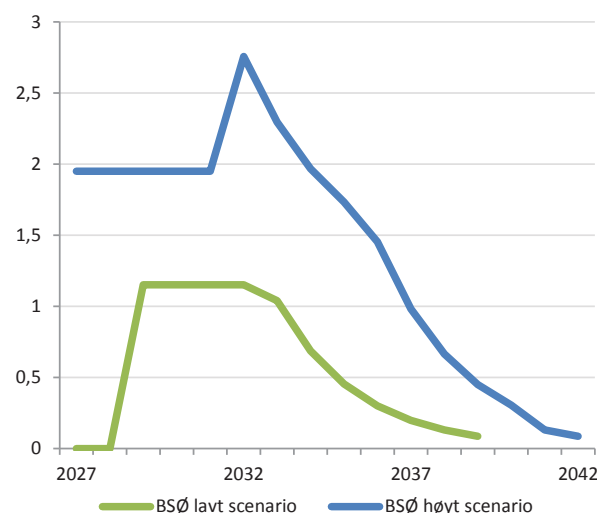
Produsert vann

For hvert scenario for petroleumsvirksomhet har OD også etablert utslippsprofiler. Maksimalt volum produsert vann fra de to overflateinnretningene i utredningsområdet er gitt i tabell 4-1, og angir daglige utslipp i størrelsesorden 3 150-5 300 m³. Valg av rensing eller injeksjon av produsert vann som løsning gjøres etter en helhetsvurdering i hvert konkrete tilfelle. Her er det konservativt antatt utslipp etter rensing. Utslippsprofiler over feltets levetid er presentert i figur 4-1 for de to scenariene. Maksimal vannproduksjon er 2,75 mill. m³/år. Til sammenligning var samlet utslipp

av produsert vann på norsk sokkel i 2011 på 129 mill. m³ mens 30 mill. m³ ble injisert (OLF, 2012-a).

Utslippspunkt	Årlig volum (mill Sm ³)	Utslipp per dag* (m ³ /d)
Barentshavet sørlig felt (B-O2)	1,15	3154
Barentshavet nordlig felt (B-O1)	1,95	5341

Tabell 4-1. Volum av produsert vann for år med høyest vannproduksjon. Kilde: OD.



Figur 4-1. Prognose for produsert vann fra henholdsvis høyt scenario (to felt) og lavt scenario (ett felt). Enhet: mill. m³/år. Kilde: OD.

Den modellerte sammensetningen i det produserte vannet er basert på et gjennomsnitt for sokkelen i 2010, og er hentet fra rapporteringssystemet Environment Web (EW). Dette omfatter om lag 60 ulike løselige komponenter, uorganiske salter, tungmetaller og radioaktive komponenter. Samtlige komponenter og konsentrasjoner/verdier er angitt i grunnlagsstudien (Larsen m.fl., 2012).

Boring

Det er antatt en brønnlengde i snitt på 2 500m, og med en brønndesign med typiske seksjonsdiametere og lengder. Basert på dette er det estimert et gjennomsnittlig kaksvolum på 490 m³ eller 1 225 tonn per brønn. 58 pst. av volumet er antatt sluppet ut ved havbunnen (fra de øvre seksjoner)

mens resterende volum er forutsatt sluppet ut fra borerigg om lag 20 meter under havoverflaten.

Det er konservativt antatt at det vil benyttes vannbasert borevæske (WBM) og at rester av brukt borevæske slippes til sjø sammen med borekaks. I praksis vil ofte oljebasert borevæske (OBM) benyttes for de nedre seksjoner, og borekaks og rester av rensert borevæske vil da bli injisert i grunnen eller transportert til land for avfallsbehandling og sluttdeponering.

Mengden av borevæske som brukes/slippes ut kan variere betydelig fra brønn til brønn. Det er lagt til grunn utslipp av 3 080 tonn borevæske per brønn for utredningsområdet. I tillegg kommer vektstoffer, sement etc. som angitt i tabell 4-2.

Larsen m.fl. (2012) konkluderer, basert på modelleringene, at influensområdet på havbunnen for sedimentering av kaks fra et vedvarende utslipp i 30 dager vil være i størrelsesorden fra mindre enn 0,015 km² til 0,045 km². Grense for influensområdet er satt til 10 mm sedimentasjon, vurdert som nedre grense for negativ effekt. Det er videre modellert at grensen for 1 mm sedimentasjon vil strekke seg om lag tre ganger lengre. Arealmessig tilsvarer 0,045 km² en sirkel med radius ca. 40 m. Effekter begrenset til et så lite areal forventes å utgjøre en ubetydelig fare for økologiske effekter på den lokale bunnfaunaen. Eksponeringen vil vedvare helt til kakset enten virvles opp, blandes ned i underliggende sediment eller dekkes av nytt sediment. Akkumulert influensområde for 10 brønnboringer fra samme lokasjon er ikke modellert, men kan konservativt antas å være begrenset til innenfor 300-400 meter fra brønnlokasjonene.

Seksjon	Utslipp borevæske (tonn/m)	Utslipp barytt (tonn/brønn)	Utslipp bentonitt (tonn/brønn)	Utslipp sement ¹ (tonn/brønn)	Utslipp gult stoff (tonn/brønn)
36 "	4,4	300-500	15-30	15-25	60-100 (leirskiferstabilisatorer ²)
26"	2,3				
17 ½ "	0,3				
12 ¼ "	0,2				
8 ½ "	0,2				

Tabell 4-2. Utslipp av rester av borevæske/kjemikalier fra boring med vannbasert borevæske. Kilde: OD

4.2.4 Modellerte konsekvenser for scenarioene

Det er gjennomført modellering av utslipp og spredning av borekaks for to lokasjoner for leteboring i området. Utslipp av produsert vann er videre modellert for de to produksjonsinnretningene omfattet av scenarioene. Spredningsberegningene av borekaks og produsert vann ble utført av NIVA med modellen GEMSS (Larsen m.fl., 2012).

Borekaks

For utslipp av borekaks er det vurdert effekter på havbunn/bunnfauna, samt effekter i vannsøylen og for vannlevende organismer av frie (suspenderte) partikler i vannmassene.

Risiko for effekter av suspenderte kakspartikler (grenseverdi for effekt satt til 8 mg/l) fra de angitte boreoperasjonene (5 dager utslipp ved bunnen fulgt av 25 dagers utslipp nær overflaten) vil være begrenset til godt innenfor en avstand av 100 m til utslippspunktet (Larsen m.fl., 2012). Eksponeringstiden for organismer i vannmassene vil være under en time og for kort til å sannsynliggjøre effekter. For fastsittende organismer (for eksempel svamp) innenfor influensområdet kan eksponeringen være kronisk, og det finnes liten/kunnskap om sårbarheten for disse overfor suspenderte partikler. Siden påvirkningen er helt lokal, vil imidlertid en eventuell konsekvens være avgrenset til et svært begrenset område.

Produsert vann

Faren for toksiske effekter av en eller flere av utslippskomponentene i produsert vann er modellert til å være begrenset til en avstand på ca. 100 meter fra utslippspunktet, og i et dyp som avviker lite fra utslippsdypet (Larsen m.fl., 2012). På andre dyp vil influensområdet være mindre. Eksponeringen til konsentrasjoner som kan være toksiske vil være begrenset til under en time. Dette betyr at forventede økologiske virkninger av regulære utslipp av produsert vann fra den beskrevne utbyggingen i utredningsområdet karakteriseres som ubetydelige (Larsen m.fl., 2012).

Oppsummeringen av dagens kunnskap om virkninger av regulære utslipp, samt modelleringen av utslipp fra boring og av produsert vann i utredningsområdet, viser at negative miljøvirkninger vil være av meget begrenset omfang, både i tid og rom. Usikkerheten knyttet til mulige langtidsvirkninger av utslipp av produsert vann er påpekt, men langtidsvirkninger forventes i dag ikke. Forskning pågår for å øke kunnskapen omkring dette.

Scenarioene for petroleumsvirksomhet gir ikke grunn til å tro at regulære utslipp fra de modellerte utbyggingene vil true økologiske funksjoner eller biologisk mangfold i utredningsområdet. For utredningsområdet vurderer Larsen m.fl. (2012) videre at de forvaltningsmessige prinsippene knyttet til håndtering av regulære utslipp som er nedfelt i forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet er tilstrekkelig dekkende også for dette havområdet.

I Larsen m.fl. (2012) diskuteres mulige tiltak som kan begrense omfang av utslipp og/eller negative virkninger, herunder kartlegging av havbunnen før aktivitet (et krav på sokkelen, jf. aktivitetsforskriften og lisensbetingelser), optimalisering av brønndesign for å redusere mengde generert borekaks, reduksjon av utslipp til sjø fra klargjøring av rørledninger og bruk av prinsippet om BAT (*Best Available Techniques*) for å finne beste løsning. Det regulatoriske regimet for petroleumsvirksomhet legger til grunn at konkrete tiltak for utslippsreduksjon og for å minimere eventuelle negative miljøvirkninger blir konkret vurdert og implementert i forbindelse med kons-

esjonstildelinger, søknader om samtykke til virksomhet og plan for utbygging og drift av et funn og/eller plan for anlegg og drift. Dette skal sikre at de mest hensiktsmessige og oppdaterte tiltakene legges til grunn for den enkelte aktivitet og lokasjon.

Konkrete tiltak for utslippsreduksjon og for å minimere eventuelle negative miljøvirkninger vil bli vurdert ved søknader om tillatelse til virksomhet og konkrete planer for utbygging og drift av en petroleumsføremst. Dette vil sikre at de mest hensiktsmessige tiltakene legges til grunn i forhold til aktivitet og lokasjon.

4.3 Regulære utslipp til luft

Miljøvirkninger av regulære utslipp til luft er studert av NILU i samarbeid med NIVA og NINA (Gjerstad m.fl., 2012) basert på egne modeller. Vurderinger og tekst under er basert på denne grunnlagsutredningen inkludert referanser i denne.

4.3.1 Kilder til utslipp

Utslipp til luft fra petroleumsvirksomhet er i hovedsak knyttet til avgasser fra energiproduksjon, hvor naturgass normalt er primær energikilde. I tillegg benyttes noe diesel spesielt for boring. Fakling bidrar med noe utslipp av CO₂, men holdes på et minimum på norsk sokkel og er kun tillatt av sikkerhetsmessige årsaker. Avdamping av flyktige hydrokarboner kan forekomme fra lagring og lasting av olje.

Relevante mulige virkninger på miljø som er belyst i grunnlagsstudien (Gjerstad m.fl., 2012) inkluderer blant annet følgende:

- Dannelse av bakkenært ozon (i hovedsak om sommeren på våre breddegrader) kan medføre skader på flora og luftkvalitet (effekter på fauna og helse).
- Avsetning av nitrogen, våt- og tørravsetning, med mulige virkninger på luftkvalitet, gjødslingseffekter (eutrofiering) og forsuringseffekter.

- Avsetning av svovel, med effekter på luftkvalitet, fauna og flora, gjennom direkte opptak eller avsetninger. Virkninger av dette kan være helseplager eller forsurening.
- Partikler/sot kan påvirke strålingsbalansen, og blant annet akselerere is- og snøsmelting med tilhørende konsekvenser. Partikler kan også ha bidrag til klimaeffekter. Partikler i luft fører videre til helseeffekter.

Disse forholdene er belyst med spesiell fokus på utredningsområdet.

4.3.2 Generelt om luftforurensninger i Arktis

Luftforurensninger i Arktis har vært et sentralt forskningstema gjennom mange år. Forskning viser at hele Arktis har vært utsatt for langtransporterte luftforurensninger, særlig fra utslipp med opprinnelse fra det Eurasiske kontinent.

Spesielle meteorologiske forhold i Arktis og sesongvariasjonen vurderes som årsak til de høye nivåer av luftbåren forurensning som er målt her om vinteren/våren. Slike spesielle forhold er blant annet:

- Svært stabil atmosfære i Arktis vinterstid, i mangel av soloppvarming, slik at vertikal blanding reduseres. Forurensningene i nord vil dermed vise en vertikalt lagdelt struktur der høyden reflekterer luftmassenes opprinnelige temperatur ved bakken. Utslipp fra varme områder lengst sør (f.eks. i Asia) vil finnes igjen høyt oppe over Arktis, mens det bare er de nærmeste, kalde utslippsområdene, dvs. det nordlige Eurasia, som kan bidra til forurensninger ved overflaten i Arktis.
- Blokkerende tilstander om vinteren, hindrer transport fra nordlige utslippsområder inn i Arktis.
- Redusert kjemisk nedbrytning vinterstid, samt lite nedbør i Arktis om vinteren. Begrenser utvasking av forurensninger med nedbør.

- Lang kjemisk levetid og rask transport fra områder langt borte i perioden desember-april.

Atmosfæriske partikler har betydning både for klima, lokal luftkvalitet og menneskers helse. Klimakonsekvensene ved bruk av fossilt brensel i arktiske områder er spesielt knyttet til sulfat og sot (også omtalt som BC ("black carbon") eller EC ("elemental carbon")). Dette skyldes de lysabsorberende og/eller reflekterende egenskapene til partiklene. BC-partikler kan påvirke strålingsbalansen og klimaet på tre måter:

- BC i luft absorberer solstråling effektivt og har dermed en direkte, oppvarmende effekt.
- Avsetning av de mørke BC-partiklene på hvit snø/is vil føre til redusert bakkealbedo (mindre tilbakespredning av sollys) og dermed en indirekte oppvarming.
- BC i luft kan fungere som kondensasjonsskjerner og dermed føre til økt skydannelse, redusert størrelse på skydråpene og dermed en indirekte avkjølende effekt.

Sulfat vil på sin side reflektere, og ikke absorbere, solstrålingen og har dermed en direkte avkjølende effekt. I tillegg vil sulfat på samme måte som BC bidra til skydannelse og dermed i tillegg gi en indirekte avkjølende effekt.

Klimaeffekten av BC og andre partikler i Arktis er vanskelig å tallfeste. Dagens mest oppdaterte modeller som brukes til slike beregninger, har problemer med å gi riktige konsentrasjonsnivåer av BC i Arktis, og netto strålingseffekt, dvs. summen av de positive og negative direkte og indirekte effektene, blir dermed en usikker størrelse. Dagens modeller indikerer imidlertid at strålingspådrivet ("radiative forcing") fra utslipp av BC øker jo lenger nord utslippet skjer. Utslipp av BC i selve Arktis vil gi større strålingspådriv enn et tilsvarende utslipp lenger sør. Storstilt skipstrafikk og petroleumsaktivitet i nordområdene kan dermed føre til utslipp som potensielt sett har større effekt på klimaet relativt til tilsvarende aktivitet lenger sør (Gjerstad m.fl, 2012).

4.3.3 Forutsetninger for modelleringene

OD har utarbeidet utslippsprognoser tilhørende scenarioene for petroleumsaktivitet i området.

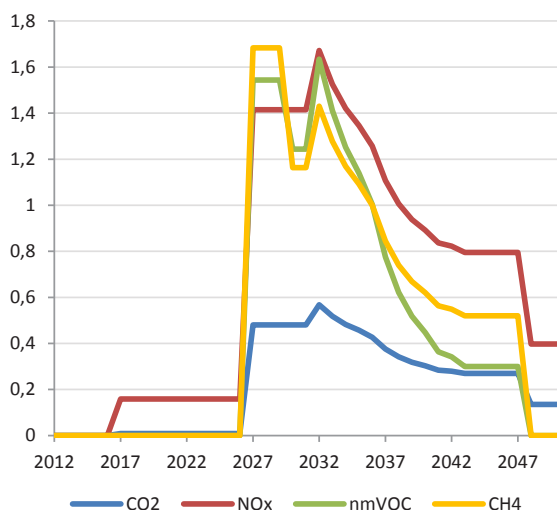
Parametere for utslipp fra petroleumsvirksomheten til havs fra året med de høyeste utslippene i de to scenarioene er gitt i tabell 4-3. CO₂-utslippene

er beregnet til henholdsvis 568 000 tonn og 286 000 tonn for høyt og lavt scenario i året med høyest utslipp. Til sammenligning var det totale CO₂-utslippet fra norsk petroleumsvirksomhet til havs 12,3 mill. tonn i 2011 (OLF, 2012-a). Petroleumssektoren er del av kvotepliktig sektor og utslipp er derfor definert av antall kvoter. Bidragene påvirker således ikke mengden utslipp i kvoteområdet.

Parameter Scenario	CO ₂	NO _x	SO ₂	nmVOC	CH ₄	PM ₁₀	BC	OC
Lavt scenario, år 2030	0,286	843	17,4	737	691	18,1	5,0	5,4
Høyt scenario nord, år 2027	0,480	1414	29,3	1243	1163	30,4	8,3	9,1
Høyt scenario sør, år 2035	0,394	1161	24,0	857	900	24,9	6,8	7,5
Høyt scenario totalt, år 2027	0,568	1670	34,6	1634	1430	35,9	9,9	10,8

Tabell 4-3. Utslippsprognose for maks-år for høyt og lavt scenario. Alle verdier i tonn/år. Kilde: OD.

Prognosene (Figur 4-2) for utslipp til havs viser at utslippene vil variere over tid, for CO₂ generelt fra knapt 600 000 tonn synkende til 300 000 per år for høyt scenario. NO_x-utslippene vil variere fra 1 600 synkende til 800 tonn per år.



Figur 4-2. Prognose for samlede utslipp i høyt scenario. CO₂ i mill. tonn pr år, NO_x, nmVOC og CH₄ i 1000 tonn pr år. Kilde: OD.

Utslipp fra landanlegg

Analysen forutsetter et tilsvarende landanlegg som for Snøhvit-feltet, justert i forhold til forskjeller i produksjon. Dette innebærer at det beregningsteknisk er lagt til grunn at landanlegget drives med gassturbiner. Basert på scenarioene for petroleumsaktivitet og ovennevnte forutsetninger er de årlige utslippene fra et landanlegg for årene 2043-2050 anslått til: 570 000 tonn CO₂, 420 tonn NO_x, 3,9 tonn SO₂, 335 tonn nmVOC og 1700 tonn CH₄. For NO_x bidrar utslipp fra energiproduksjon (turbine) med vel 89 pst., fakkell med 11 pst. og 0,3 pst. fra motor (diesel). Scenarioene for petroleumsaktivitet angir ingen bestemt lokalisering av anlegget. For analyseformål er det lagt til grunn at landanlegget ligger "på land i kystsonen langs Finnmarkskysten".

Utslipp fra petroleumsassosiert skipstrafikk

DNV og KyV (Mjelde og Røyset, 2012) har vurdert skipstrafikk i utredningsområdet i et framtidsscenario uten petroleumsvirksomhet (0-alternativ) samt basert på aktiviteten i de to scenarioene for petroleumsvirksomhet. De har beregnet utseilt distanse og tilhørende utslipp til luft for relevante parametere innen utredningsområdet og et tilhørende analyseområde. For analyseåret (2032) vil utslippet av CO₂ øke med 18 000 tonn i høyt scenario og med 55 000 tonn for lavt scenario (tabell 4-4). Sett i forhold til det totale

utslippet fra petroleumsvirksomhet til havs i høyt scenario (568 000 tonn) er bidraget fra petroleumssassosiert skipstrafikk moderat; tre-10 pst. for de to scenarioene. I beregningene er det lagt til grunn videreføring av dagens virkemiddelbruk overfor denne næringen.

	CO ₂	NO _x	SO ₂	Partikler (PM)	CH ₄ ⁽¹⁾	NMVOC ⁽¹⁾	Sot (BC)
Uten petroleumsvirksomhet (0-alt.)	194208	2269	477	129	9,4	75	5,6
Høyt scenario	18441	208	40	10	0,9	7	0,6
Lavt scenario	56644	104	6	2	3	24	1,8

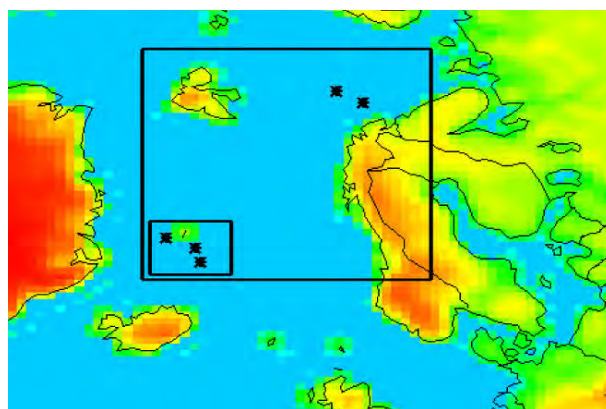
Tabell 4-4. Utslipp til luft fra skipstrafikk i området, med og uten petroleumsvirksomhet. Basert på år med maksimum petroleumrelatert trafikk. Alle tall i tonn. Inkluderer ikke utslipp fra lagring/lasting, som er tatt med i oversikten for petroleumssaktivitet i figur 4-2. Kilde: DNV og KyV (Mjelde m.fl. (2012).

I tillegg er det for modelleringen tatt hensyn til bakgrunnssituasjonen (representert ved året 2006) samt at det er tatt hensyn til scenarioer benyttet i konsekvensutredning som en del av åpningsprosessen for petroleumsvirksomhet i havområdene utenfor Jan Mayen. Dette fordi utslippene kan ha overlappende influensområde.

4.3.4 Modellering

Beregninger av fotokjemi, transport og avsetning av luftforurensning er gjort av NILU med en kjemisk spredningsmodell, EMEP-modellen. Denne modellen har vært brukt til beregninger av atmosfærisk spredning og kjemi i over 30 år i Europa.

Alle beregningene ble basert på meteorologi for 2006 (hele året). Dette var et år med mange transportepisoder fra lave breddegrader mot nordområdene, og kan således antas som et “worst case” år med tanke på luftforurensning. Temperaturen gjennom vinteren og forsommeren var uvanlig høy, noe som trolig vil være representativt for et framtidig klima og dermed passende for denne studien som tar for seg konsekvensen av utslipp rundt 2030.

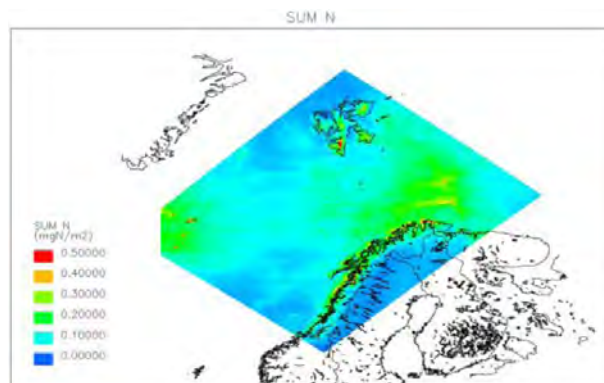


Figur 4-3. Modellens tre hovedområder: Det ytre hovedområdet viser geografisk område med 50 km oppløsning, det mellomste området med 10 km oppløsning og det innerste med 2 km oppløsning. De svarte symbolene viser posisjonen for tre punktkilder ved Jan Mayen og to i Barentshavet. Kilde: NILU (Gjerstad m.fl., 2012).

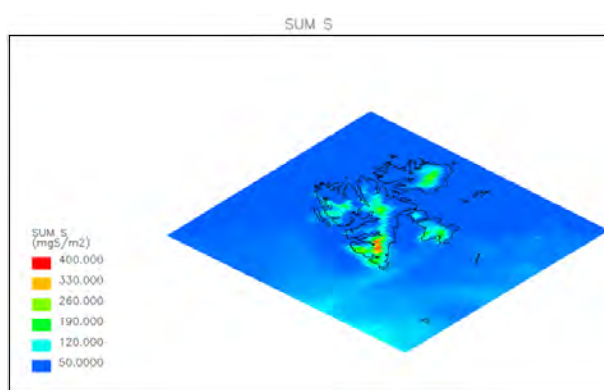
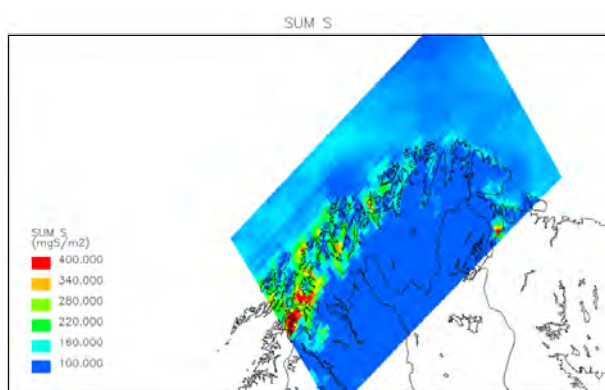
4.3.5 Miljøsituasjon og bidrag til negative virkninger

Beregningene viser at knapt halvparten av nitrogenutslippet og knapt 2/3 av BC-utslippet avsettes innenfor det store EMEP-området (50 x 50 km²). Bare 16 pst. av N- og S-utslippet avsettes innenfor det mellomste modellområdet (10 x 10 km²), mens andelen av BC som avsettes i dette området er litt høyere (26 pst.). Resten av utslippet vil – året sett under ett – enten transporteres ut av modellområdet eller finnes igjen som svakt forhøyede konsentrasjoner av luftkonsentrasjonene.

For Norge viser beregningene at årlig bakgrunnsavsetning (uten petroleumsvirksomhet i utredningsområdet) er opptil ca. 400 mg(N)/m² i Nordland og avtar nordover til ca. 200 mg(N)/m² ved Finnmarkskysten. Modelleringen angir økt avsetning fra fremtidig petroleumssaktivitet vil øke dette nivået med opptil 1 mg(N)/m² årlig i umiddelbar nærhet av et fremtidig landanlegg, noe som tilsvarer en økning på 0,5 pst. På Svalbard viser bakgrunnsberegningene at årlig avsetning er fra ca. 50 mg(N)/m² til ca 400 mg(N)/m², mens økt tilskudd fra fremtidig petroleumssaktivitet årlig vil øke dette nivået med opptil 0,5 mg(N)/m². Bidragene er således marginale. Figur 4-4 illustrerer årsavsetningen av nitrogen fra petroleumsvirksomhet i utredningsområdet og i havområdene ved Jan Mayen.



Figur 4-4. Beregnet total årsavsetning av nitrogen fra petroleumskildene. Enhet: mg(N)/m². Kilde: NILU (Gjerstad m.fl., 2012).

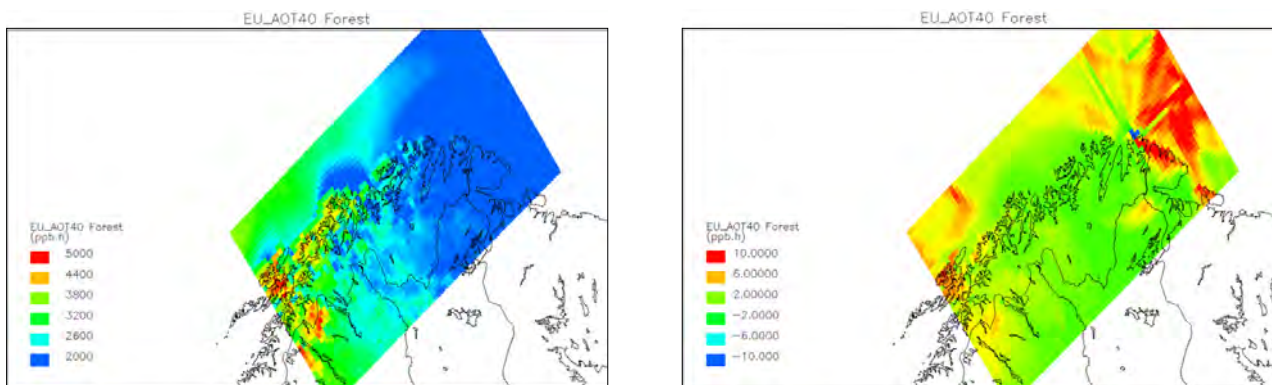


Figur 4-5. Beregnet total årsavsetning av svovel for bakgrunssituasjonen i Nord-Norge (venstre) og Svalbard (høyre). Enhet: mg (S)/m². Kilde: NILU (Gjerstad m.fl., 2012).

Beregnet årlig bakgrunnsavsetning av svovel er om lag i samme størrelse som for nitrogen; opptil ca. 400 mg(S)/m² i Nordland og avtagende nordover til ca. 100 mg(S)/m² ved Finnmarkskysten. På Svalbard viser bakgrunnsberegningene at årlig avsetning er fra ca. 50 mg(S)/m² til ca. 400 mg(S)/m². Utslipp fra fremtidig petroleumssaktivitet vil øke dette nivået med opptil 0,5 mg(S)/m² årlig i umiddelbar nærhet av et fremtidig landanlegg i Finnmark og med opptil 0,1 mg(S)/m² på Svalbard. Bakgrunnskonsentrasjon for henholdsvis Nord-Norge og Svalbard er vist i figur 4-5. Bidraget fra petroleumsvirksomhet er så marginalt at det ikke vises ved bruk av samme skala.

Det er beregnet seks måneders AOT40-verdier¹⁴ for ozon som er relevant for skog. Beregningene for bakgrunnsnivå viser at det er opptil 5000 ppb-timer i deler av Nordland og Sverige (som også er grenseverdien), mens det er om lag halvparten i Finnmark. Fremtidig petroleumssaktivitet kan øke seks måneders AOT40-verdier med opptil 10 ppbtimer (0,2 pst.) og da mest i området omkring utslippene i Finnmark og Barentshavet hvor belastningen fra før er betydelig lavere enn grenseverdien (figur 4-6). Betydningen vurderes således som marginal.

14 AOT40: Accumulated exposure Over a Threshold limit of 40 ppb



Figur 4-6. Beregnet 6-mnd AOT40-verdi for ozon (relevant for skog) for Nord-Norge for bakgrunssituasjonen (venstre) og forskjellen pga petroleumsutslippene (høyre). Legg merke til at skalaen er forskjellig. Enhet: ppbtimer. Grenseverdi: 5 000. Kilde: NILU (Gjerstad m.fl., 2012).

Tilsvarende er det beregnet tre måneders AOT40-verdier for ozon som er relevant for planter, og bidraget fra petroleumsvirksomhet er modellert til 0,5 pst., og bidraget vurderes således som marginalt (Gjerstad m.fl., 2012).

Også for sotpartikler (EC), PM10 og sulfatpartikler gir modellberegningene små tilleggsbidrag på Svalbard fra den framtidige petroleumssaktiviteten. Beregningene gir en økning på mindre enn 0,5 pst. i forhold til dagens situasjon. Modellberegningene viser marginale økninger i EC avsetningen dersom petroleumsutslippene inkluderes: en økning på opptil 0,0007 mg/m² for finfraksjonen og 0,0135 mg/m² (0,15 pst.) for grovfraksjonen.

Basert på de eksisterende data konkluderer NILU (Gjerstad m.fl., 2012) med at bidraget til forurensing av overflatevann fra petroleumssaktivitet ved Jan Mayen og i Barentshavet er ubetydelig. Samtidig understrekes det at for områder som i dag har overskridelser av tålegrensen for forurensing, eller ligger på grensen til overskridelse, vil et hvert bidrag til økning av svovel- og nitrogenavsetningen potensielt endre vannkvaliteten. Videre vil bidragene av NO_x, SO₂ og ozon, samt avsetninger av nitrogen og svovel fra den modellerte petroleumssaktiviteten høyst sannsynlig ikke føre til negative effekter på vegetasjon og fauna i de terrestriske influensområdene.

Oppsummert så viser beregningene at utslipp til luft fra scenarioene for petroleumsvirksomhet i området kun vil medføre marginale bidrag til totalbelastningen, og generelt ikke vil medføre negative virkninger på miljø.

4.4 Avfallshåndtering

Akvaplan-niva og Rambøll (Dahl-Hansen m.fl., 2012) har studert avfallstyper og -mengder fra aktivitetene i scenarioene for petroleumsvirksomhet. Analyse & Strategi med samarbeidspartnere (Eger m.fl., 2012) har videre studert logistikk og infrastruktur relatert til avfall som genereres. Dette delkapitlet er basert på de vurderinger som er gjort i disse utredningene.

Aktivitetsforskriftens § 72 stiller krav til avfallsstyring innen petroleumsvirksomheten. I henhold til bestemmelsene her skal en så langt som mulig unngå generering av avfall. Avfallet som genereres skal håndteres på en miljømessig og hygienisk forsvarlig måte. Spillolje kan tilsettes produksjonsstrømmen etter tillatelse fra Klif. Fast avfall skal ikke kastes over bord. Operatøren skal utarbeide en plan for avfallsbehandling. Industrien har etablert standarder (NORSOK S-003) og retningslinjer¹⁵ for å imøtekomme kravene til avfallsstyring fra planlegging og design til faktisk gjennomføring av aktiviteter innen boring og produksjon.

¹⁵ Norsk Olje og Gass reviderer for tiden sin retningslinje for avfallsstyring, forventet å foreligge i løpet av 2012.

Prinsippene for avfallsplanen er altså å minimere mengden avfall som genereres, og å maksimere graden av gjenbruk og gjenvinning. Det legges opp til praktiske systemer for kildesortering og logistikk-løsninger for transport til land og videre håndtering der. Mengden produsert avfall skal rapporteres av operatøren hvert år, og det rapporteres innen en rekke ulike avfallskategorier. Dette gir en god oversikt over mengde av ulike typer avfall som genereres.

Forskjellige aktiviteter i petroleumssektoren vil ha ulik avfallsgenerering i både mengde og sammensetning. Felles for all aktivitet er at man vil ha generering av industri-/næringsavfall fra personell, maskiner og generell drift av installasjoner. Typiske avfallstyper er:

- Ordinært næringsavfall (plastemballasje, papp og papir, matbefengt avfall, restavfall osv.).
- Vanlig industrielt farlig avfall (spillolje, kjemikalierester, batterier, lysrør osv.).
- Andre spesielle avfallsfraksjoner (LRA - Lavaradioaktivt avfall, avfall fra brønnopprensning).

Det som logistikkmessig normalt vil være dimensjonerende i områder med petroleumsdrift er imidlertid boreavfall. Boring genererer store mengder avfall på kort tid, og man er helt avhengig av at logistikken fungerer for ikke å få stopp i boreprosessen, med påfølgende økte kostnader. Type boreavfall som genereres er i hovedsak avhengig av den type borekjemikalier som brukes; oljebasert eller vannbasert. Mengden boreavfall som genereres er avhengig av boredypet, og mengden avfall øker mer enn lineært når boredybden øker. Dette fordi man med større dyp må øke borehullets dimensjon i de øvre boreseksjonene. Mengden avfall som må ilandføres er igjen avhengig av om boreriggen har eget renseutstyr, som kan redusere avfallsmengdene. Primært gjelder dette anlegg for rensing av slopvann (forurenset vann). Det arbeides også med videreutvikling av anlegg for behandling av borekaks på rigg, men det er ikke tatt i bruk på norsk sokkel i dag. Dette vil kunne redusere mengdene kaks som ilandføres betydelig. Borekaks som ilandført avfall, kan

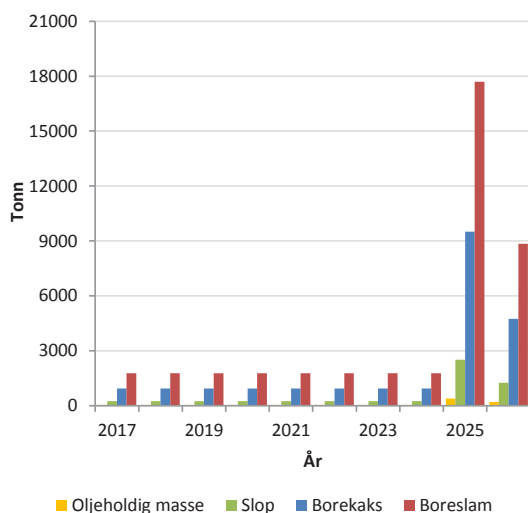
falle helt bort om man bruker vannbaserte borevæsker. Da vil det normalt etter tillatelse fra Klif kunne slippes ut til sjø, og i hovedsak deponeres på havbunnen lokalt. Likeledes vil ren vannbasert boreslop kunne slippes ut til sjøen i henhold til aktivitetens tillatelse.

I Barentshavet sør var det tidligere et generelt krav om bruk av vannbaserte borevæsker. Dette er opphevet og en kan anta en økende bruk av oljebaserte borevæsker fremover, spesielt for produksjonsbrønner som gjerne er mer kompliserte enn letebrønner. Oljebasert borevæske har bedre tekniske egenskaper og vil således gi en mer sikker og effektiv boreoperasjon av kompliserte brønner. Avhengig av muligheten for injeksjon av borekaks i grunnen, kan dette alternativt medføre et økt omfang av avfall til land.

For å redusere mengden avfall som må ilandføres, er tendensen at borerigger i økende grad renser oljeholdig vann ombord, før utslipp til sjø. Myn-dighetene krever at alt oljeholdig vann skal renses så godt som mulig i henhold til BAT. Hvis slik rensing er gjennomført kan oljeholdig vann slip-pes ut om oljeinnholdet er under 30 mg/l. Uten kvalifisert renseteknologi skal oljeholdig avfall ilandføres også om innholdet av olje er under 30 mg/l. Rensing offshore fører til at lavere volumer ilandføres, men med høyere oljekonsentrasjon.

Avfallslogistikk foregår uavhengig av hvor prosessanlegg og forsyningsbaser etableres. Mottak-sanlegg vil bli etablert der operatørselskapene finner dette mest hensiktsmessig ut fra den aktu-elle situasjon og muligheter. En nylig gjennom-gang av kapasitet i regi av Norsk Olje og Gass viser at det er tilstrekkelig mottakskapasitet for borerelatert avfall i Norge, men at kapasiteten for mellomlagring osv. ikke nødvendigvis er tilstrek-kelig på alle baser og til enhver tid (DNV, 2012). Etablering av sluttbehandlingsanlegg lokalt er ikke påkrevd, og kan eventuelt kompenseres med logistikk-løsninger for transport avfall til sluttbe-handlingsanlegg andre steder.

Estimerte mengder farlig avfall for høyt scenario er presentert i figur 4-7.



Figur 4-7. Estimerte gjennomsnittlige mengder farlig avfall i scenario 1. Kilde: Akvaplan-niva (Dahl-Hansen m.fl., 2012).

Til sammenligning var den totale mengden farlig avfall som ble ført i land fra offshorevirksomheter på norsk sokkel i 2011 på 315 772 tonn (foreløpige tall). Herav utgjør “boreavfall og annet” 97,8 pst. De resterende hovedbestanddelene av ilandført farlig avfall består av oljeholdig avfall og kjemikalieblanding, på henholdsvis 0,6 og 1,6 pst. (OLF, 2012-b). De årlige volumene fra aktivitet gitt av scenarioene for Barentshavet vil således være små i nasjonal sammenheng, men er likevel betydelige mengder for den aktuelle aktiviteten og vil kreve gode mottaks- og logistikkløsninger.

Avfallsstyring i forbindelse med petroleumsvirksomhet i området anses ikke som vesentlig forskjellig fra andre deler av sokkelen. Forutsatt en god håndtering på linje med dagens praksis på sokkelen, vil dette ikke medføre miljøkonsekvenser av betydning.

4.5 Andre miljøkonsekvenser

Delkapittelene under omhandler andre miljøkonsekvenser av petroleumsvirksomhet av mer fysisk karakter, det vil si her belyses fysiske inngrep som installeringsarbeid samt virkninger av marin støy. I tillegg belyses generelt mulige fysiske virkninger tilknyttet etablering av et eventuelt landanlegg på kysten av Finnmark.

4.5.1 Fysiske inngrep til havs

Aktiviteter som kan medføre fysiske inngrep eller forstyrrelser av havbunnen og assosiert dyreliv omfatter oppankring av borerigger og flytende produksjonsanlegg, rørlegging og installering av innretninger på havbunnen. Inngrepene kan påvirke havbunnen og således tilhørende bunndyrsamfunn og deres habitater. Typiske effekter kan være:

- Overdekking/nedslamming som følge av mudringsarbeid, nedgrøfting av rør, steindumping mv. Generelt utviser ulike arter og dyresamfunn stor variasjon i toleranse for sedimentering/nedslamming. Virkningene vil normalt være avgrenset til nærområdet, og restitusjon tilbake til normalt tilstand er vurdert å ta fra noen måneder og inntil et år (Dahl-Hansen m.fl., 2012), avhengig av omfang, type og lokalitet.
- Endring i sedimentsstruktur som følge av nedgraving av rørledninger o.l. Dette kan medføre til lokale endringer i faunasammensetning, avgrenset til området med endret struktur og et marginalt nærområde.
- Gropdannelse og erosjon fra henholdsvis bruk av ankere og lokalt endrede strømforhold som følge av innretninger. Vil medføre helt lokale endringer, men med marginale konsekvenser.

Fysiske forstyrrelser på havbunnen i utredningsområdet som følge av petroleumsvirksomhet vil omfatte små arealer sammenlignet med områdets størrelse (44 000 km²). Dette er grovt anslått til 17 km² for høyt scenario og fire km² for lavt scenario (Dahl-Hansen m.fl., 2012), i all hovedsak relatert til rørledninger. Havbunnen i området er mest sannsynlig påvirket av bunntråling etter reker, men vurderes generelt å være i god naturlig tilstand (Dahl-Hansen m.fl., 2012). Muligheter for rekolonisering og gjenoppsett av forstyrret bunnfauna er gode. Det er lite sannsynlig at bunn påvirket av relativt små, kortvarige, ikke-gjentatte forstyrrelser, slik som graving til rørledningsstrase eller oppankring, vil gi varige skader. Før virk-

somhet settes i gang på en lokalitet gjennomføres normalt grunnlagsundersøkelser. Dersom det ved undersøkelser identifiseres spesielt sårbare habitater eller fauna i området, kan det hvor mulig være aktuelt å bruke borerigg med dynamisk posisjonering for boring, eller iverksettes andre særlige tiltak for å unngå fysiske påvirkninger.

4.5.2 Marin støy

Vurderinger av virkningene på marine ressurser fra marin støy er basert på grunnlagstudien fra Akva-plan-niva og Rambøll Oil & Gas (Dahl-Hansen m.fl., 2012). I norsk sammenheng er forskning og studier i hovedsak rettet mot mulige virkninger på fisk og fiskeri, mens det internasjonalt er fokus mot mulige virkninger på marine pattedyr, først og fremst hval. Det gjøres en betydelig forskningssinnsats på dette temaet internasjonalt. I Norge er det antatt liten påvirkning på marine pattedyr innen områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Dette tema har dermed fått lite oppmerksomhet.

Undervannsstøy kan blant annet komme fra marin virksomhet som skipsfart (propellstøy), militær aktivitet (høyfrekvent sonar) og petroleumsvirksomhet (boreaktiviteter og seismikk). Støypåvirkningen er avhengig av frekvens, styrke og varighet, og kan gi effekter på dyrelivet i form av maskering av naturlig forekommende lyder, adferdsendringer, ubehag, skade og hørselstap. Undervannsstøy kan også påvirke utbytte av fiskeaktivitet (jf. kapittel 5).

Skipsfart er en av de viktigste kildene til akustiske forstyrrelser i havet, spesielt i områder med mye brukte seilingsleder eller havner. Generelt ser det ut til at støybildet fra båter er dominert av frekvenser fra 10 Hz til 1 kHz, mens det mest følsomme høreområdet for fisk er 50-300 Hz, for sel 0,150-60 kHz, for tannhval 4-100 kHz og for bardehval fra noen få Hz opp til 20 kHz. Skipsstøy ligger dermed innenfor høreområdene både for fisk og sjøpattedyr. Konsekvenser av økt skipstrafikk for disse gruppene vil antakelig likevel være små, fordi det vil være relativt få skip som seiler til og fra, og over, et stort område.

Petroleumsvirksomhet genererer støy under innsamling av seismikk (luftkanoner), ved boreaktiviteter (jevn during med lavfrekvent lyd rundt 100-125 Hz) og ved evt. nedpøling for fundament (støtvis lyd opp til 1 kHz). Slike lyder kan høres flere kilometer unna.

Virkningene av menneskeskapt støy på sjøpattedyr er komplekse å forstå, da dyrenes atferd og usikkerheter om lydnivået er gjør resultatene vanskelige å tolke. Forskjellige arter tilpasser seg også lydbølger fra seismiske luftkanoner på ulike måter, som ved å trekke unna.

Sel kan høre lyd under vann, men virkninger av seismiske undersøkelser er lite undersøkt. Noen observasjoner har vist at dyrenes naturlige instinkter og aktivitetsnivå kan fortrenge den direkte effekten av forstyrrelsene og enkelte selarter tåler sterke lydpulser før de utviser en fluktprespons.

Bardehvaler, som knølhval og finnhval, kommuniserer over store havområder med lavfrekvente lyder (i området under 1 kHz), og frekvensområdet overlapper med seismiske undersøkelser. Disse artene vurderes å være mest utsatt. Tannhvalen kvitnos beiter innenfor utredningsområdet hele året, og det dekker også deler av beitehabitater for bardehvalene vågehval, finnhval og knølhval tidlig om sommeren (i sør) og sensommeren (i nord). Det er ikke påvist fysiske skader på fisk, yngel eller fiskelarver som følge av seismikk, unntatt i en nærsone på noen få meter (under fem meter) fra lydkilden. Samlet er det en svært begrenset påvirkning på totalforekomst av fisk, og seismisk datainnsamling på norsk sokkel har ikke har ført til påvisbar endring av bestandsstørrelser (Dalen m.fl., 2007).

Støy fra seismikk kan føre til at fisk forflytter seg bort fra seismikkfeltet eller at den i mindre grad går på redskap (adferdsendring). Det samles ikke inn seismikk i perioder med store fiskevandringar eller gyteaktivitet. Utredningsområdet har ikke økologiske forhold som skiller seg ut som spesielle (for eksempel avgrensede gytegrunner), men er generelt betydningsfullt for lodde, torsk, hyse og ungsild. Ut fra antatt omfang av seismikk, vurderes påvirkningene på fisk i området å bli minimale.

Effekter av støy fra boring er lite kjent, men virksomheten vil ha kort varighet. Det er ingen større gytedefelt for fisk eller kalvingsplasser for hval i utredningsområdet. Nedpøling for fundamenter vil kun være aktuelt under en eventuell utbygging, og da kun for enkelte typer av bunnfaste innretninger, og med kort varighet. Studier av tilsvarende aktiviteter på dansk sokkel har vist at pøling kun hadde en kortvarig skremmeeffekt på niser, mens nisene virket upåvirket på jevn lav støy fra boring (Bach m.fl., 2010).

4.5.3 Etablering av landanlegg

Et eventuelt landanlegg vil kreve industrialisering av et landområde i kystsonen, med tilhørende fysiske inngrep og endringer i landskap. Inngrepene kan medføre endringer av topografi, jordsmonn, hydrologisk balanse og plantedekke/dyreliv. Dette påvirker i første rekke vegetasjon, og omfanget av forstyrrelse påvirker muligheter for revegetering. De største fysiske inngrepene (og virkningene) skjer i anleggsfasen, mens det i drift er mer regelmessige forhold som støy, lys og regulære utslipp som kan gi negative virkninger. (Utslipp til luft er omhandlet i kapittel 4.3).

I en anleggs- og driftsfase kan også fysiske forstyrrelser som støy, vibrasjoner og kunstig lys forstyrre sjøfugl, pattedyr og til tider marine pattedyr. Utslipp av oppvarmet kjølevann kan medføre en endret artssammensetning lokalt, der arter med god tilpasningsevne vil trives (f.eks. blåskjell) mens andre mistrives. Omfanget av virkninger av dette vil avhenge av resipienten, men vurderes likevel som begrenset. For Snøhvit rapporteres følgende fra overvåkingsundersøkelsene sammenlignet med grunnlagsundersøkelsen fra 2006 (Velvin m.fl., 2009):

“Resultatene fra de ulike studier i overvåkingsundersøkelsen viser at miljøforholdene ikke er vesentlig endret siden grunnlagsundersøkelsen. Det er ikke påvist belastningseffekter, som følge av sjøvannsutslippet eller andre driftsaktiviteter ved Melkøya, i noen av de inkluderte studiene.”

Et eventuelt LNG-anlegg tilknyttet petroleum-saktiviteter i Barentshavet vil ligge ved kysten i en relativ nærhet til gassfeltet til havs. Det er samtidig en fordel om anlegget kan lokaliseres i nærheten av allerede eksisterende havn og annen infrastruktur. Med et arealkrav på om lag 2500 mål er et slikt anlegg et betydelig arealinngrep, og det er få steder i Finnmark som kan romme slik virksomhet. Aktuelle områder vil med stor sannsynlighet ha overlapp med – og dermed innflytelse på – naturressurser, verneinteresser og annen menneskelig virksomhet. God dialog og planlegging anses som en forutsetning for å kunne utvelge, tilrettelegge for og drifte et LNG-anlegg på en egnet lokalitet. Tabell 4-5 oppsummerer mulige miljømessige virkninger av etablering og drift av et slikt landanlegg i området.

Påvirknings-faktor	Mest berørte miljøkomponent	Utstrekning av påvirkning (kategorisering gitt nedenfor)			Kommentarer/ merknader
		Tid	Rom	Påvirknings-grad	
Arealbeslag	Landskapet generelt naturprofil,	4	2	4	Anlegget er fremmed element i naturbildet, visuelt bilde påvirkes, området blir utilgjengelig for tradisjonell naturutnyttelse
Sprengning, utfylling, bygg og anlegg	Flora, hekkeområder, reinbeite	3	1	3	All flora og jordsmonn i anleggsområdet påvirkes
Støy	Sjøfugl, pattedyr,	3	1	2	Skremmeeffekter på sjøfugl og annen fauna, sjenerende på lokalbefolkning
Kunstig lys	Fisk/plankton	3	1	1	Kjølevannsutslipp tiltrekker fisk
Deponering av masse i sjø (anleggsfase)	Bunnmiljø, strandsone	1	1	1	Endrer strandsone og flytter grense for denne lenger uti sjøen
Utslipp av oppvarmet kjølevann	Virvelløse dyr og fiskesamfunn i strandsonen og på grunt vann	2	2	2	Økt biomasse av virvelløse dyr (e.g. blåskjell) kan virke tiltrekkende på predatorer, f.eks. ærfugl.
Utslipp av kloakk i anleggsfasen	Bunnmiljø, strandsone	1	1	1	Resipientvurderinger gjøres ifm. utslippssøknad til avløpsmyndighet
Utslipp av prosessvann og kloakk	Strandsone/fisk/Pattedyr	2	1	1	Utslipp av kjølevann kan øke antallet eksponerte organismer. Alle utslipp er tema for egne utslippssøknader med tilhørende konsekvensvurderinger
Utslipp av forurenset ballastvann	Strandsone, bunnmiljø, plankton, fisk	2	2	3	Svært variabelt omfang og utstrekning
Utslipp av ballastvann med fremmede organismer	Biologisk mangfold	2	3	2	Svært variabelt omfang og utstrekning
Inngrep i jordsmonn/plantedekke	Hydrologi, biologisk mangfold mikroklima	4	1	3	Omfattende endringer over lang tid i et begrenset område

Tabell 4-5. Sammenstilling av konsekvenser for marint og terrestrisk miljø som følge av anlegg og drift av et LNG anlegg i Finnmark eller Nord Troms. Kilde: Dahl-Hansen m.fl., 2012.

Kategorisering av påvirkning:

1. Tidsmessig utstrekning	1- Anleggsfase	
	2 - Driftsfase	
	3 - Anleggsfase + Driftsfase	
	4 - Permanent	
2. Geografisk utstrekning	1 - Nærområde	<1 km fra utslippspunkt
	2 - Lokalområde	<10 km fra utslippspunkt
	3 - Regionalt	Påvirkning vil kunne registreres i hele Nord Norge
	4 - Internasjonal/global	
3. Påvirkningsgrad	1- Mindre	Påvirkning ikke målbar etter fjerning av påvirkningsfaktor
	2 - Moderat	Påvirkning påvisbar men suksessjon tilbake mot utgangstilstand begynner umiddelbart etter opphør av påvirkningsfaktor
	3 - Betydelig	Tydelige, målbare forandringer i en miljøvariabel. Suksessjon tilbake mot utgangstilstand sannsynlig, men ikke sikker.
	4 - Permanent	Ny biologisk likevekt etablert

Oppsummert viser tabellen at de fysiske inngrepene i landskapet knyttet til industrialisering av et område er betydelige og permanente. Samtidig er disse i hovedsak avgrenset til direkte berørt areal. De fleste andre konsekvenser er mer begrenset både i tid, rom og påvirkningsgrad (omfang).

4.6 Vurdering av samlet miljøpåvirkning

I de forutgående delkapitler er det belyst hvilke miljøvirkninger petroleumsvirksomhet kan medføre på ulike områder. I en konsekvensutredning er det i tillegg viktig å sette disse resultatene inn i en større sammenheng, hvor den totale påvirkning fra petroleumsvirksomheten vurderes, og hvor i tillegg andre bidrag til påvirkning adresseres.

Næringsaktiviteter i området i dag er i hovedsak fiskerier og skipstransport. I tillegg kan tilførsler til miljøbelastning i området komme via elvetilførsler og langtransportert forurensning. De viktigste bidragsyterne til den totale miljøbelastningen på området vurderes å være:

- Langtransportert forurensning, i hovedsak med luftmassene, men også i mindre grad som en generell bakgrunnstilførsel med vannmasser. Det er sannsynlig at havstrømmene fører tilførsler av miljøgifter og radioaktive stoffer fra Kola-halvøya, Kvitsjøen og russiske elver i øst (Green m.fl., 2010). Bakgrunnsbelastning med luftmassene er studert av NILU med samarbeidspartnere (Gjerstad m.fl., 2012). HI (Fosså (red), 2012) samt rapporter fra AMAP har karakterisert nåtilstanden med henhold til forurensningssituasjon i havmiljøet. Tilførsler er studert gjennom Tilførselsprogrammet (Klif), og viser at det er relativt små tilførsler av de fleste miljøfarlige stoffene til forvaltningsplanområdet.
 - Skipstrafikk, primært i form av utslipp til luft og olje- og avfallsutslipp til sjø. Trafikken og dens utslipp er vurdert av DNV og KyV (Mjelde og Røyset, 2012).
 - Fiskeri, primært i form av ressursuttak og lokal påvirkning av havbunn fra bunntål. Omfang av fiskeri og ressursuttak er beskrevet av Fdir (Lilleng, 2012).
 - Omfang av naturlig utlekking av hydrokarboner fra havbunnen er usikker.
- Andre viktige faktorer som kan påvirke miljøforholdene i området er naturlige og/eller globale kilder til påvirkning, herunder klimaeffekter og forsuring av havet.
- Akvaplan-niva med samarbeidspartnere (Larsen m.fl., 2012) har vurdert bidraget fra ulike kilder og gjort en totalvurdering av dagens miljøbelastning på havmiljøet samt gitt betraktninger om bidrag fra fremtidig petroleumsvirksomhet.
- Miljøstatusen for området kan oppsummeres som følger:
- Tilstanden til økosystemet i Barentshavet er god og forurensningsnivåene lave (jf. forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten).
 - I forhold til total ytre påvirkning viser trender for de siste 30 årene at høyere temperaturer er registrert og at isdekket fortsatt reduseres.
 - Havområdene har store fiskebestander som er i god forfatning.
 - Barentshavet domineres av få arter, men desto mer tallrike bestander. Dette gjelder for både fisk og sjøfugl.
 - Generelt er økosystemets tilstand god, men unntakene finnes:
 - betydelig nedgang i bestand hos flere arter av sjøfugl som lomvi og krykkje
 - lave bestandsnivåer av enkelte fiskearter grunnet tidligere overfiske
 - svikt i reproduksjon hos islevende selarter de senere årene, som kan tenkes relatert til klimaendringer.
 - Påvirkninger fra skipsfart og petroleumsvirksomhet er i mindre grad kjente men antatt små. Det er likevel usikkerhet knyttet til påvirkning på økosystemet av den samlede menneskelige aktiviteten (Green m.fl., 2010).

Forventet miljøpåvirkning ved petroleumsvirksomhet i området

Tabell 4-6 gir en kort oppsummering av de viktigste påvirkningene, hvordan de vurderes i dagens situasjon og med eventuell petroleumsvirksomhet i området.

Type påvirkning	Dagens situasjon	Endring med petroleumsvirksomhet i området
Tilførsler av olje og kjemikalier og tilhørende negative virkninger på vannlevende organismer.	Små bidrag fra skipstrafikk. Ukjente mengder av naturlige hydrokarbonlekkasjer fra grunnen.	Marginale bidrag med umiddelbare virkninger avgrenset til utslippets nærområde, estimert til knapt 50 tonn olje/år for det året med størst produsert vann volum. Usikkerhet knyttet til eventuelle langtidsvirkninger, men ingen virkninger basert på dagens kunnskap.
Virkninger på vegetasjon og luftkvalitet.	Situasjonen er dominert av langtransporterte luftforurensninger og avsetninger av dette.	Marginale bidrag fra petroleumsvirksomhet og tilhørende skipstrafikk; <0,5 pst. bidrag for alle studerte parametere.
Påvirkning på bunnfauna og –habitater.	Lokal påvirkning i områder med bunntåling i området.	Lokal påvirkning like ved borelokaliteter fra lokal nedslamming og fysiske installasjoner. Avgrenset til innenfor et område med diameter på maksimalt et par hundre meter.
Annen påvirkning av levende organismer.	Uttak av ressurser fra fangst og fiske. Generelt godt forvaltede bestander.	Ingen målbare virkninger fra seismikk, installering, boring eller drift.

Tabell 4-6. Oppsummering av miljøvirkninger med og uten petroleumsvirksomhet i havområdene i utredningsområdet.

Totalt sett vurderes miljøbelastningen fra petroleumsvirksomhet i området, som skissert i scenarioene, å være begrenset og i hovedsak av meget lokal karakter.

Av menneskelige aktiviteter anses fiske å ha størst betydning for økosystemet. Bestandene er oppgitt å forvaltes godt, slik at dette vurderes som bærekraftig. Skipstrafikken antas ikke å medføre målbare negative miljøvirkninger i havmiljøet, men bidrar sammen med langtransporterte kilder til miljøvirkninger som følge av utslipp til luft.

Andre forhold som i større grad kan påvirke miljøtilstanden i området er global oppvarming og forsuring av havet. I Barentshavet er det store årlige fluktuasjoner i klimatiske faktorer som temperatur, isforhold og oseanografi. Hele økosystemet i Barentshavet blir influert av dette og det er ofte registrert høyere biologisk produksjon i år med høy sjøtemperatur og mindre utbredelse av havis. De siste 30 årene har det vært en trend mot økende havtemperatur i Barentshavet. Parallelt

med temperaturøkningen har havisutbredelsen avtatt. I årene etter 2000 har det flere år vært isfritt i hele Barentshavet om sommeren. Havtemperatur og isdekket er i stor grad regulert av innstrømming av atlantehavsvann fra Norskehavet (Fosså (red), 2012). Klimaendringer vil kunne resultere i konsekvenser for plankton, bunnlevende planter og dyr, fisk, sjøfugl og sjøpattedyr i hele utredningsområdet og i andre marine økosystemer. Dette kan være endringer i forhold til utbredelse, tetthet og reproduktivitet. Konsekvensene av klimaendringer er imidlertid svært usikre. Det som synes klart er at is-assosiert fauna og flora vil gå tapt eller reduseres betraktelig, arter som har en mer sørlig utbredelse i dag vil trekke seg nordover og entre Barentshavet. Artssammensetningen i Barentshavet kan dermed forandres betydelig (von Quillfeldt (red.) 2010).

Forsuring av havet er vurdert som et økende og alvorlig problem. Som følge av opptak av CO₂ i vannet, blir havet gradvis surere og dette fører til at mindre kalsiumkarbonat blir tilgjengelig i van-

net. En reduksjon i tilgjengelig kalsiumkarbonat får direkte følger for kalkdannende organismer og indirekte, alvorlige konsekvenser for alle arter som lever av disse kalkdannende artene (Direktoratet for naturforvaltning, 2012). Det er få studier på biologisk respons på havforsurning rettet mot flerbstands- og økosystemrespons på forsuring (von Quillfeldt (red), 2010).

Oppsummert vurderes det at bidrag til negative miljøvirkninger fra petroleumsvirksomhet i området vil være begrenset i omfang og utbredelse, generelt avgrenset til aktivitetens nærområde. Med unntak av fysiske inngrep og nedslamming lokalt vil virkningene også være kortvarige. Negativ påvirkning på miljø fra andre aktiviteter og kilder er også begrenset. Miljøtilstanden i området vurderes som god. Det er langt større usikkerhet til miljøvirkninger knyttet til globale problemstillinger. Klimaendringer og mulig forsuring av havet synes å være de største truslene mot miljøverdiene i området.

Konsekvenser for havbaserte næringsaktiviteter ved petroleumsvirksomhet

5

5.1 Konsekvenser for fiskeri

Statusbeskrivelse og utvikling

Fiskeriene utenfor kysten av Finnmark, Troms og Nordland utgjør et tyngdepunkt i fiskerinæringen. Fangsttynnsats og driftsform er sterkt knyttet til fiskens vandringsmønster, tilgjengelighet, økonomiske driftsbetingelser, reguleringer og markedsmuligheter. Det er store årlige variasjoner i forholdene til fiskeriene, men en del svært viktige sesongfiskerier styrer mye av fiskerivirksomheten i hele landsdelen (Larsen & Aaserød, 2012).

Torskefisket i Barentshavet har svært stor betydning for den norske kystflåten og den norske og russiske havfiskeflåten. Normalt er den største fiskeriaktiviteten fra medio november til juni, med skrei-/kysttorskefiske og vårtorskefisket på Finnmarkskysten. Første kvartal er viktigst for torskefisket langs hele kysten med line, garn, juksa og snurrevad. Fisket etter yngre årsklasser av torsk som følger etter loddas gytevandring mot land (*loddetorsk*) foregår på Finnmarkskysten i april-mai/ juni, med intensitet som varierer med vandringsmønstret til lodda. Havfiske etter torsk pågår med noe variasjon gjennom hele året med trål, autoline, line og garn.

Seifisket foregår langs kysten i utredningsområdet, med direkte fiske i hovedsak fra april til oktober av varierende intensitet. I de senere årene

har snurrevad blitt mer benyttet som erstatning for garn. Fisket etter sei er et viktig fiskeri for den mindre juksaflåten, men bare mindre mengder tas i utredningsområdet. Seinotfiske foregår i perioden mai til og med oktober med størst aktivitet er utenfor Nord-Troms og Finnmark. På grunn av begrensninger i kvoter og lav pris blir ofte seien tatt i et blandingsfiske eller som bifangst i fiske etter torsk og hyse.

Kystfiske etter hyse er i hovedsak med line, og utføres av kystflåten med små og mellomstore fartøyer på Finnmarkskysten sommer og høst. Hysefisket har de senere årene stort sett vært fritt for kystflåten i hele analyseområdet på grunn av både høye fartøyskvoter og gruppekvoter for de minste båtene. Utover dette blir det i hovedsak tatt hyse som bifangst i annet fiske og i blandingsfiske gjennom hele året. *Havfisket etter hyse* er et blandingsfiske, ofte sammen med torsk og sei eller som bifangst. I Barentshavet er området mellom 71° og 72° N i vestkanten av Tromsøflaket (utenfor utredningsområdet) i tidsrommet fra desember til mars viktig for hysefiske.

Loddefisket er et sesongfiske som fordeles over hele Barentshavet, avhengig av fiskens vandringsmønster, og foregår med flytetral og ringnot. De siste årene har norske fartøyer drevet vinterloddefisket fra slutten av januar til april, mens på 1970-80-tallet fisket norske fartøyer også lodde på høsten (august til november). Vanligvis vil det

mest intensive fisket pågå i ytre del av Varang-erfjorden og vestover kysten langs Finnmark til Nordkapp. Lodda er utsatt for beiting av andre arter, og fisken dør etter gyting. Det er derfor svært store variasjoner i loddebestanden, og dermed kvoter for loddefisket, fra år til år. På grunn av lav bestand, var loddefisket stanset i 2004-2008, men er gjenopptatt vinteren 2009-10.

Reketrålfisket i Barentshavet har generelt avtatt de senere årene på grunn av lave priser. Størstedelen av rekene fra Barentshavet tas i området rundt Svalbard, men varierende reketråling skjer i fjordene og på kystnære felt, fortrinnsvis med mindre båter. Med økte priser på reke kan det igjen bli økende interesse for å fiske etter reker, også innen utredningsområdet.

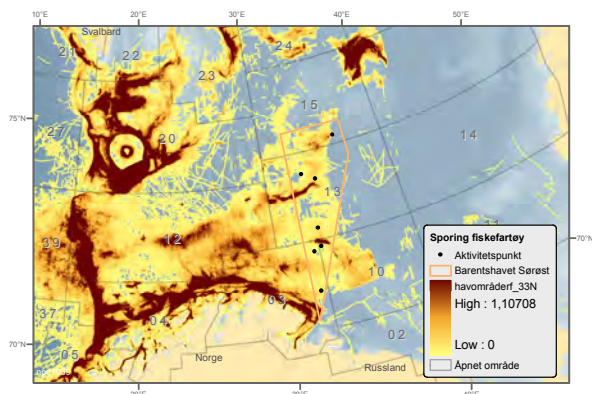
Fiske etter kongekrabbe foregår utenfor kysten av Øst-Finnmark i perioden fra oktober til desember.

En oppdatert beskrivelse av fiskeriene i utredningsområdet er utarbeidet av Fdir (2012). Line- og trålfiske etter torsk og hyse er dominerende aktivitet i perioden fra medio oktober til mai, med normalt høyest intensitet i desember til og med februar. I sommermånedene forventes også sporadisk linefiske etter steinbit. Når loddefisket er åpent, må det forventes et intensivt og kortvarig fiske i januar. Trålfisket med større havgående fartøyer foregår i hovedsak fra 73°N og nordover, mens tyngden av havfiske med konvensjonelle redskaper (hovedsakelig autoline og garn) foregår fra samme breddegrad og sørover.

Kvartalsvis fordeling av norsk fiske i området i årene 2009 – 2011 er sammenstilt av Fdir. Det er først og fremst fiske med bunntrål (figur 5-3) og havfiskeflåtens fiske med konvensjonelle redskaper som autoline og garn (figur 5-4) som viser aktivitet. Kystfiskeflåtens virksomhet er angitt i tabell 5-1, og fordeles på både mange arter og variasjon i tid. I store deler av utredningsområdet ligger det reketrålfelt (figur 5-2). Gitt økt interesse for rekefiske, vil store deler av utredningsområdet inneholde viktige reketrålfelt (Nordbanken, Sølebanken, Tiddlybanken og Thor Iversen-banken.

Periode	Hovedfiske
Januar – februar	Fiske etter innsigende torsk og hyse utenfor Finnmark –Troms. Flåten beveger seg gradvis vestover i takt med innsiget av torsk. Hysefisket mer stasjonær.
Mars – april	Torskefiske Troms-Vesterålen -Lofoten med garn, line. Garnfiske etter rognkjeks (nisjefiske).
Mai – juni	Torskefiske på Finnmark.Linefiske etter blåkveite (nisjefiske med begrensninger i fiskeperiode og område, basert på avstand fra land).
Juli – august	Varierende fiske etter sei og hyse med juksa/garn.
September – oktober	Hyse, bunnfisk på kystbankene. Oppstart av kongekrabbefiske øst for Nordkapp i september (nisjefiske for båter med opparbeidede rettigheter).
November – desember	Hyse, torsk på kystbankene. På grunn av god bestandssituasjon har hysefiske de senere årene i praksis vært fritt for kystflåten, og det har på høsten blitt fordelt tilleggskvoter i form av gjenstående gruppekvote.

Tabell 5-1: Generell bilde av en årssyklus for kystfiskeflåten i Nord-Norge. Det vil være noe variasjon fra båt til båt, fra år til år avhengig av hjemmehavn og kvote/deltakerrettigheter. Kilde: Acona Wellpro/Akvaplan-niva (2010).



Figur 5-1: Satellittsporing av fiskefartøy over 21 meter i årene 2009 – 2011. I løpet av 2010 ble sporingsgrensen i to trinn senket fra 21 meter til 15 meter. Dermed blir ikke aktiviteten for fartøy under 21 meter tilfredsstillende belyst i dette kartet. Mørk farge gir høy tetthet av posisjonsrapporter og lys farge lav tetthet av posisjonsrapporter. ODS inndeling i leteområder er markert med orange linjer. Fdirs statistikkinnndeling vises med grå linjer og med tall på hovedområder og lokasjon. Kilde: Fdir (Lilleng, 2012).



Figur 5-2: Oversiktskart over rekruttlområder som benyttes og som vil være svært viktigere fiskefelt fremover forutsatt at lønnsomheten og fangsttilgjengeligheten for reker er på plass. Kilde: Fdir (Lilleng, 2012).

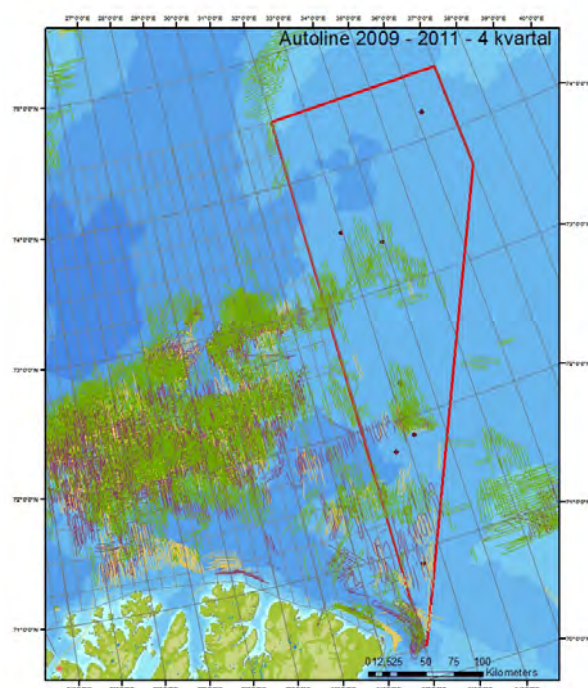
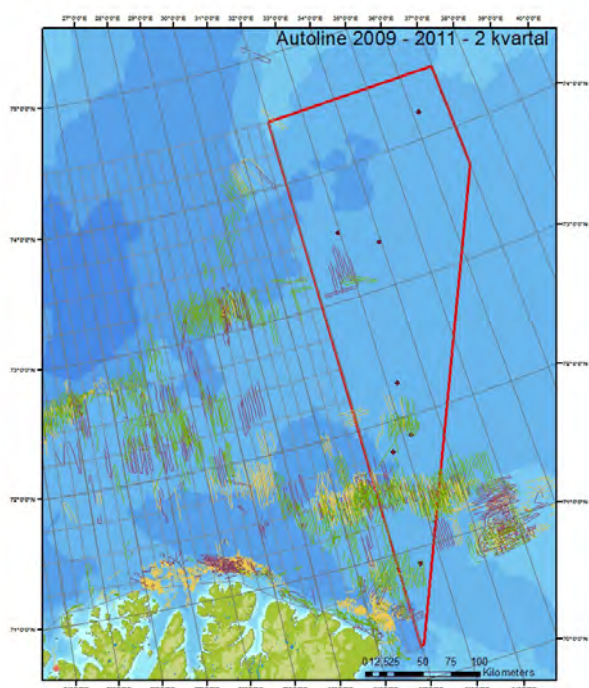
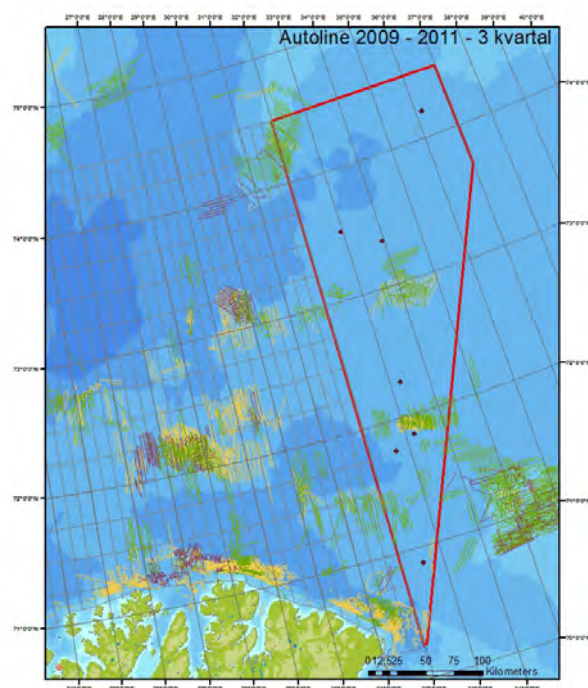
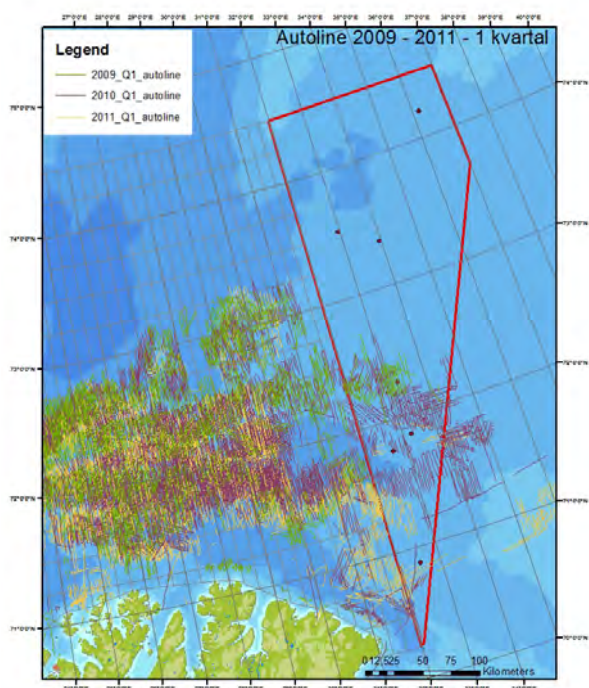
Utredningsområdet grenser også til andre områder som i perioder av året er viktige for fisket (for eksempel vestlige deler av Thor Iversen-banken og Skolpenbanken, som nå ligger i russisk sone). Området benyttes av norske, russiske og tredjeland (EU, Færøyene og Island) fiskefartøyer. Russiske fiskefartøyer fisker i hovedsak etter torsk, hyse, lodde og marginalt etter reker, mens tredjeland fiskefartøyer i hovedsak fisker etter torsk og hyse. Hvordan aktivitetene fordeler seg etter at avgrensningsslinjen mellom Norge og Russland ble fastsatt er det for tidlig å si noe om.

For den mindre kystflåten vil områder som ligger geografisk godt plassert i forhold til tilhørighet på land være svært viktige. I kystnære områder foreligger mer begrenset sporingsdata enn for fisket med havgående fartøyer (figur 5-1), da sporingssplikten ikke omfatter mindre fartøyer (opprinnelig fartøyer over 24 meter, senere redusert i flere etapper til 15 meter fra juli 2010). Fiskeflåten med mindre fartøyer (15 - 18 meter) opererer i hovedsak i kystnære farvann innenfor 12 nautiske mil fra land sammen med større konvensjonelle fiskefartøyer. Den regionale viktigheten av et område er derfor ofte ikke synliggjort i et sporingskart.

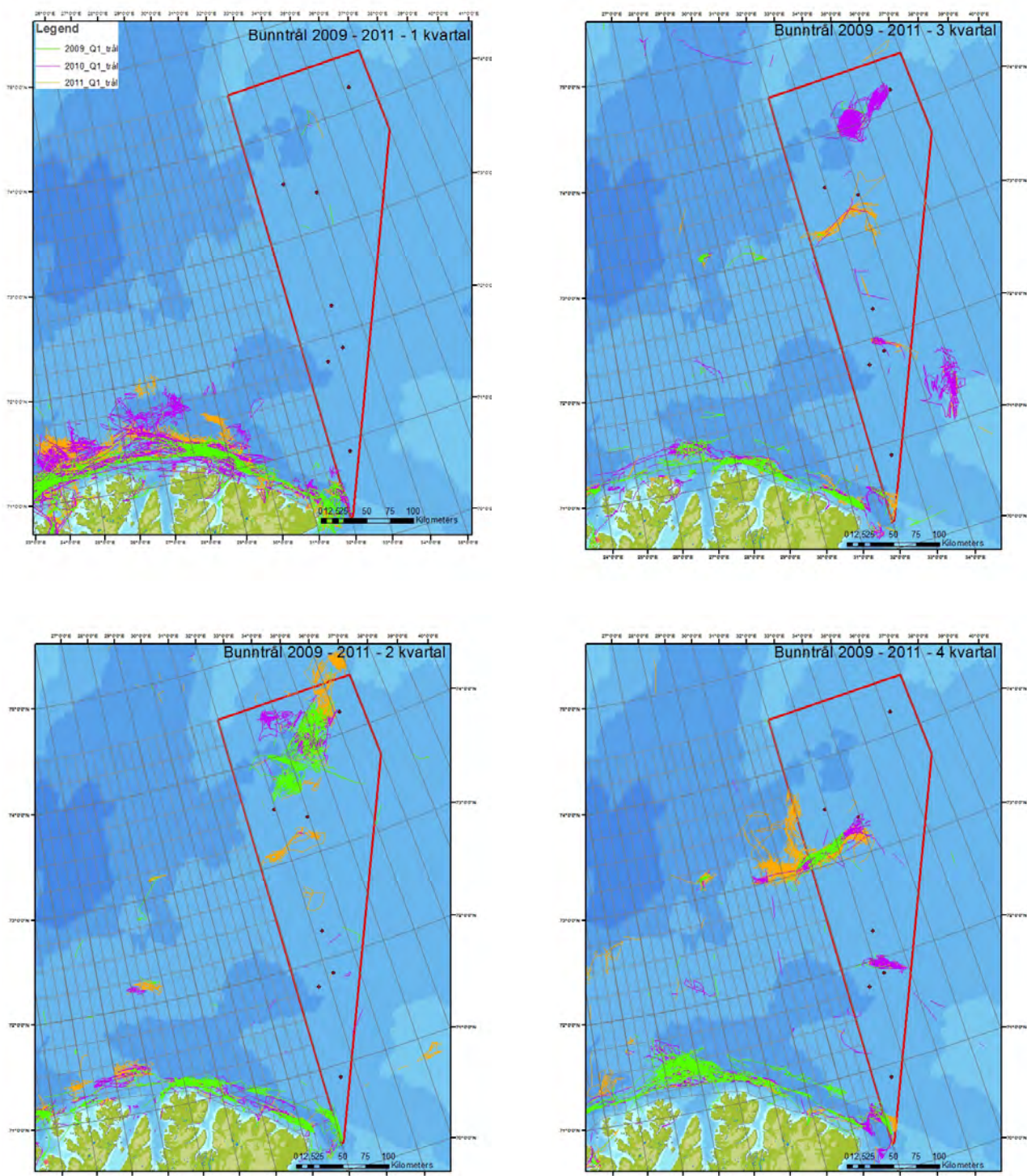
Sør-østlige Barentshav sør for 74°30' vest av delelinjen. Statistikkområde 03/9, 16 og 22, 10/07 samt 13/03, 04, 09 og 10, 15/03 og 04

Fangst i tonn rund vekt	År										
Art	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Totalt
Hyse	582	571	281	826	1502	711	318	671	603	923	6989
Kongekrabbe								16			16
Lodde	5479	701						1031	1033		8244
Reke (dypvanns)	2169	10310	512	332	541	3750	3534	724	1972		23844
Sei	69	4	6	61	57	8	0	10	13	99	326
Torsk	5065	3043	952	3291	4249	1706	2343	2657	3436	5008	31749
Totalt	13363	14629	1751	4509	6349	6176	6196	5109	7057	6029	71168

Tabell 5-2: viser total statistikk for utredningsområdet med fangst i tonn rundvekt (områder innrapportert ihht fiskeriområder). Kilde: Fdir (Lilleng, 2012).



Figur 5-3: Kvartalsvis fordeling av norsk fiske med bunntål i Barentshavet sørøst i årene 2009 - 2011. Figurene er basert på data fra Fdir.



Figur 5-4: Kvartalsvis fordeling av norsk fiske med konvensjonelle havfiskefartøyer (hovedsakelig autoline og garn) i Barentshavet sørøst i årene 2009 - 2011. Figurene er basert på data fra Fdir.

Virkninger ved petroleumsvirksomhet

Med “normal drift” omfattes alle typer aktiviteter knyttet til petroleumsvirksomhet, jf. omtalen i kapittel 2.1, inklusive forhåndsgodkjente utslipp av borekaks, produsert vann og kjemikalier, samt seismiske undersøkelser. Det er ikke påvist negative effekter for fisk eller fiskeriene verken som følge av denne type utslipp eller seismiske undersøkelser. Det forskes fortsatt på langtidseffekter.

Virkningen for fiskeri av normal petroleumsvirksomhet er knyttet til arealbeslag; både midlertidige (herunder seismiske undersøkelser, leteboring og legging av rør) og mer varige (produksjonsinnretninger).

Viktigheten av mulige områder for petroleumsvirksomhet (høyt og lavt scenario) som berører fiske med de ulike redskapstyper er gitt i tabell 5-3 basert på fiskeristatistikk, resultater fra Fdirs satellittsporing av større fiskefartøyer og Fdirs beskrivelse av fiskeriaktivitet i det aktuelle området. Flertallet av installasjonene som inngår i utredninger er havbunnsutbygginger med eksportørledninger til annet felt eller til lands. Hvis en rørledning krysser områder som er viktige for fiske, bør det tas hensyn til dette. Felt med overflateinnretninger som etablerer sikkerhetssone i driftsfasen er markert med rød ramme i tabellen.

Ikke viktig: Lite viktig: Viktig: Meget viktig:

Viktighet fiskefelt	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K
Scenario 1																
Nordlig klynge																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt vest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sørlig klynge																
- Plattform	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledninger til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledning til land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scenario 2																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- rørledning til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 5-3: Viktighet av fiskefelt for garn (G), line (L), snurrevad (S), not (N), flytetral (F), bunnetral (BT) og reketral (RT) som kan berøres av henholdsvis feltutbygging og rørledninger i Barentshavet sørøst. Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med rød ramme. Viktighet for fiske er angitt i en firedelt skala. Kilde: Akvaplan-niva (Larsen og Aaserød, 2012),

Seismiske undersøkelser

Seismiske undersøkelser foretas for å kartlegge mulige reservoar for olje og gass i undergrunnen. Energipulser (ved hjelp av komprimert luft) sendes ned i undergrunnen og ekko fra ulike lag og hastighetsvariasjoner registreres av en rekke hydrofoner som slepes etter fartøyet (“streamere”). Et slikt slep kan være flere km langt og omfatter en (2D- seismikk) eller flere (3D-seismikk) hydrofonkabler. Seismikkfartøy i arbeid opptar dermed et stort område og har begrenset manøvreringsevne. Eventuelt kan hydrofonkabler legges (permanent) på havbunnen over et produserende felt (“*Life of Field Seismic*”). På grunn av vind- og bølgeforhold er sommerhalvåret mest egnet for innhenting av seismikk.

Arealkonflikt mellom seismikk og fiskeri kan oppstå ved bruk av samme havområder til samme tid på året, og er særlig aktuelt i forhold til stedbundet fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line. Lokal fiskeflåte kan påføres midlertidig stans i fisket og tapt fangst/fangstinntekter dersom det mangler alternative fiskeområder som kan benyttes på det aktuelle tidspunktet. For den havgående fiskeflåten tas som hovedregel tildelte kvoter.

Støy fra seismikk påstås å føre til at fisk forflytter seg bort fra seismikkfeltet og kan forlate tradisjonelt gode fiskeplasser eller at fisken i mindre grad går på redskap (adferdsendring). Dette kan medføre lokale fangstreduksjoner, og er av særlig betydning for sesongfiskerier med intensivt fiske og eventuelle kvoter.

Effekten av atferdsendringer hos fisk som følge av seismikkvirksomhet er omdiskutert. En styringsgruppe opprettet av Fdir, OD og Statens forurensningstilsyn (nå Klif) konkluderte med at det ikke var grunnlag for anbefalinger og konklusjoner for en generell minsteavstand mellom seismikk- og fiskerifartøy (Fdir/OD, 2008). Det fremsto som avklart at seismiske undersøkelser ikke forårsaker skade på fisk på bestandsnivå. Skremmeeffekten er erkjent, herunder at denne kan gi fangstreduksjon for enkelte fiskerier).

Forsøk på Nordkapp-banken (Engås m.fl., 1996) viste reduserte fangster av torsk og hyse med både

trål og line, og mente å kunne påvise effekt inntil 18 sjømil (ca. 33 km) fra kilden og inntil fem døgn før normalisering. Det ble benyttet oppsett med luftkanoner som for en seismisk innsamling, men for et begrenset område på 3 x 10 nautiske mil.

En oppsummering fra en rekke studier eldre enn 2007 (Dalen m.fl., 2007) har hovedvekt på fisk og fiskefangster, men berører også effekter på marine pattedyr og plankton. Det er ikke påvist nevneverdige direkte fysiske skader på fisk, yngel eller fiskelarver som følge av seismikk, unntatt i en nærsone på noen få meter fra lydkilden. Samlet er det en svært begrenset påvirkning på totalforekomst, og det konkluderes med at seismisk datainnsamling på norsk sokkel ikke har ført til påvisbar endring av bestandsstørrelser.

HI analyserte fangstdata (2008) og gjennomførte omfattende forsøksfiske og registreringer av fiske- og fangstfordeling (2009) under og etter en reell seismisk innsamling utført av OD i Lofoten-Vesterålen. Med unntak av garnfisket etter sei og hyse, kunne det ikke dokumenteres påvisbare negative effekter av seismikkinnsamlingen i 2008 (Vold m.fl., 2009). Det ble funnet både økte (garnfangstene av blåkkeite og uer) og reduserte (line-fangst av blåkkeite og trolig linefiske etter hyse) fangster under og etter seismikkinnsamlingen. Resultatene støttes av akustisk kartlegging av bunnfisk. Det ble ikke påvist endringer i planktonfordelingen som kunne tilskrives lyden fra luftkanonene og det ble ikke påvist signifikant endring i fødeopptak hos fisk. Resultatene forklares med at fisken økte svømmeaktiviteten, noe som ga økt fangst i passive redskaper (garn) og lavere i aktive redskaper (line) (Løkkeborg m.fl., 2010).

Det forventes ikke skremmeeffekter på reker som følge av seismikk, og de svært få studier som er rapportert på effekter på krepsdyr tyder ikke på at fangster av disse påvirkes av seismikk.

Innhenting av seismikk i utredningsområdet vil kunne ha størst virkning innenfor havområder som er viktige eller meget viktige for kystfiskefartøyer og konvensjonelle havfiskefartøyer, som i hovedsak setter autoline og garn i disse områdene. Virkningene av innsamling av seismikk er vurdert av Akvaplan-niva til å være liten.

Leteboring

En leteboring gjennomføres i løpet av noen få uker til nærmere et halvt år, avhengig av reservoardyp, berggrunn, datalogging og prøvetaking, brønntesting m.v. Den viktigste påvirkningen for fiskerivirksomhet er arealbeslag mens boringen pågår, ved etablering av sikkerhetssone med radius på 500 meter fra installasjonens ytterpunkter (totalt areal ca. 1 - 1,5 km²). Ankersetting omkring installasjoner, strømforhold, type fiskeri i berørt område mv. kan medføre at området kan bli noe utvidet. For en oppankret leterigg er det selve ankerbeltet, med en radius på inntil ca 1,5 kilometer, som medfører arealbeslag for fiske med bunnredskaper. For fiske med garn og line må det også tas hensyn til boreriggen under setting av redskap.

Hvis fisket er godt, kan konsumtråling foregå helt opptil sikkerhetssonen for å utnytte arealet. For fiske med ringnot eller flytetral (pelagisk trål) etter sild, sei og lodde, kan petroleumsinstallasjoner fra tid til annen påvirke hvor fisken tas, men dette er snarere unntaket enn regelen. For kvoteregulerte pelagiske fiskerier ventes arealbegrensninger ikke å medføre fangsttap. For fiske med garn og line avhenger arealbehov både av hvor fisket finner sted og av type fartøy. Juksafiske vil som regel kunne foregå inn til sikkerhetssonen. For fiske etter fiskeslag som blir tiltrukket av tekniske installasjoner, kan det være interessant å utnytte arealene tett opp til sikkerhetssonene mer intenst. Kun i helt spesielle situasjoner er det grunn til å regne med en proporsjonalitet mellom arealbeslag og fangsttap.

Den større autolineflåten er svært mobil og med betydelig mer allsidig og fleksibel drift enn mindre linefartøyer. Fdirs analyser av satellittsporingsdata viser at autolinefartøyer som driver torskefiske i Barentshavet bruker arealer på inntil 50 - 55 km² pr døgn. Et arealbeslag i ett område vil av denne flåten bli kompensert gjennom økt innsats på andre nærliggende eller fjernere fiskefelt. Det er ikke grunn til å regne med at arealbeslag som følge av petroleumsvirksomhet vil medføre merkbart redusert fangst for fartøyer i denne gruppen.

Leteboring er en tidsavgrenset aktivitet med begrenset arealbeslag. Innenfor det vidstrakte utredningsområdet med få begrensninger mht manøvreringsmuligheter vurderes det skisserte omfanget av leteboring bare å gi ubetydelige konsekvenser for fiskeriene (tabell 5-4).

Ubetydelig: Liten: Middels: Stor:

	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K
Scenario 1																
Nordlig klynge	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sørlig klynge	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scenario 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 5-4: Virkninger av innhenting av seismikk og gjennomføring av leteboring for fiske med konvensjonelle havgående fartøyer (KH), not (N), flytetral (F), bunntral (BT) og konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Virkningene for fiske er angitt i en firedelt skala. Kilde: Akvaplan-niva (Larsen og Aaserød, 2012).

Produksjonsinnretninger og rørledninger

Hovedalternativene for en petroleumsutbygging er faste plattformer, flytende produksjons- og lagerinnretninger (FPSO - Floating Production Storage and Offloading) eller undervannsutbygging tilknyttet andre innretninger eller landanlegg. Betydningen av arealbeslag ved feltutbygging avhenger av hvilket fiskeri som foregår i berørt område.

Uavhengig av utbyggingsløsning foregår feltutbygging stort sett innenfor et område som tilsvarer sikkerhetssonen. For havbunnsutbygging er arealbeslaget kun begrenset til utbyggingsperioden, da norsk regelverk tilsier at disse installasjonene skal være overtrålbare og sikkerhetssoner tillates ikke etablert. Faste plattformer har i utbyggingsperioden et arealbeslag tilsvarende som beskrevet for leteboring. Ved rørledningstransport til land er arealbeslaget avgrenset til sikkerhetssonen omkring selve plattformen. Også for bruk av lastebøye etableres det sikkerhetssone. En skipsformet FPSO vil i praksis ha sikkerhetssone med radius i størrelsesorden 700 meter, med arealbeslaget og virkninger for fiskeri tilsvarende som beskrevet for leteboring og faste plattformer.

Mange fiskere velger å tråle utenom undervannsinstallasjoner av frykt for fastheking av trålutstyr, og det samme gjelder for fiske med snurrevad. For fiske med not og pelagisk trål gir havbunnsinstallasjoner vanligvis ikke noe arealbeslag eller andre ulemper, heller ikke for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line og juksa.

En rørledning er ikke til hinder for fiske med konvensjonelle redskaper som garn og line eller fiske med ringnot og flytetral etter at leggearbeidet er avsluttet. Fiske med bunnredskaper som trål og snurrevad påvirkes av rørledninger på sjøbunnen, men det foregår lite norsk fiske med snurrevad omkring rørledninger på norsk sokkel, og det er ikke rapportert om vesentlige problemer knyttet til dette fiske. Erfaringer viser at rørledninger som hovedregel ikke medfører noen arealbegrensninger for fiskeflåten, men kan i varierende grad medføre enkelte operasjonelle ulemper for fisket. For trålfisket er særlig ulemper knyttet til rørledninger med steinfyllinger, frie spenn eller med ytre skader.

Ankeropererte leggefartøyer etterlater groper og hauger på havbunnen som kan medføre ulemper for fiske med bunnredskaper med effekt omlag tilsvarende som for steinfyllinger. Store trålere med tyngre trålutstyr som er dominerende i fisket utenfor 12 nautiske mil i Barentshavet, krysser denne typen hindringer uten problemer. Bruk av dynamisk posisjonerte leggefartøy medfører ikke ankerkontakt med bunnen.

Transport og skipstrafikk i tilknytning til petroleumsaktivitet kan i fiskeriintensive områder/perioder medføre operasjonelle ulemper, særlig knyttet til setting og trekking av faststående redskaper.

Hovedregelen er at innretninger skal fjernes etter avsluttet virksomhet, og Petroleumsloven krever konsekvensutredning i forkant av avslutnings- og fjerningsaktiviteter. Denne aktiviteten medfører arealbeslag for alle typer fiskeri, om lag tilsvarende sikkerhetssonen omkring faste eller flytende innretninger.

Ikke viktig: - Lite viktig: - Viktig: - Meget viktig: -

Viktighet fiskefelt	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K
Scenario 1																
Nordlig klynge																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt vest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sørlig klynge																
- Plattform	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledninger til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledning til land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scenario 2																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- rørledning til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 5-5: Virkninger av feltutbygging og rørlegging for fiske med konvensjonelle havgående fartøyer (KH), not (N), flytetral (F), bunntral (BT) og konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med oransje ramme. Virkningene for fiske er angitt i en firedelt skala. Kilde: Akvaplan-niva (Larsen og Aaserød, 2012).

Utbygging av felt med FPSO eller bunnfast plattform medfører arealbeslag av sikkerhetssone for alle fiskeredskapsgrupper i driftsfasen. For havbunnsutbygging og legging av rør er det bare fiske med bunntral som berøres, og omfanget av ulemper er avhengig av leggemetode, grad av steindumping, ankermerker og frie spenn. Med unntak for frie spenn har slike forhold størst virkning for mindre fartøyer som fisker med trål, men det drives lite fiske med slike fartøyer i utredningsområdet. Ulempene er midlertidige, og virkningene for fiske er vurdert som ubetydelige med unntak av liten virkning for rørledning til land (tabell 5-5).

For høyt scenario ligger en installasjon i den nordlige feltklyngen, i randsonen av viktig område for fiske med bunntral. For øvrige redskaper er dette området vurdert som ubetydelig eller lite viktig. I og med at innretningen ligger innenfor et vidstrakt område uten bestemt trålnetning antas den bare å medføre ubetydelige konsekvenser. I den sørlige klyngen ligger plattformen i et område hvor det drives fiske med autoline og andre konvensjonelle redskaper. Omfanget av aktiviteten er vurdert til å være begrenset og innretningene antas å medføre ubetydelige konsekvenser. Det samme

gjelder for havbunnsinnretningens virkning for trålfisket, da dette er store trålere som enten tråler over eller styrer utenom disse innretningene. For øvrige redskaper har slike innretninger ingen virkning. Tilknytningsrørledninger til havs antas å være uten frie spenn og overtrålbare. Øvrige redskaper berøres ikke av rørledninger og vurderes å ha ubetydelige virkninger for fiskeriene. Også ilandføringsrørledningene er vurdert å ha liten virkning for fisket med bunntral. For øvrige redskaper vurderes de ikke å ha noen virkning i driftsfasen (tabell 5-6).

Ubetydelig: - Liten: - Middels: - Stor: -

	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K
Scenario 1																
Nordlig klynge																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt vest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sørlig klynge																
- Plattform	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledninger til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rørledning til land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scenario 2																
- FPSO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- gassfelt sør	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- rørledning til felt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 5-6: Virkninger i driftsfasen for fiske med konvensjonelle havgående fartøyer (KH), not (N), flytetral (F), bunntral (BT) og konvensjonelle redskaper (K) omkring de feltene som inngår i utredningen. Felt med sikkerhetssone i driftsfasen er markert med oransje ramme. Virkningene for fiske er angitt i en firedelt skala. Kilde: Akvaplan-niva (Larsen og Aaserød, 2012).

Virkninger av utbygging av innretninger og rørledninger for lavt scenario er tilsvarende som angitt for den sørlige klyngen i avsnittet ovenfor og anses å være av ubetydelig virkning for fiskeriene.

Petroleumsaktivitet i utredningsområdet med et omfang som skissert i de to scenarioene har svært begrensede virkninger for fiskeri, og ventes ikke å påvirke fiskeriaktiviteten i tid og rom eller føre til merkbare fangstendringer. Det ventes heller ingen indirekte virkninger.

Petroleumsvirksomhet i området vil medføre økt innsats mht sikkerhet og beredskap i alle faser, noe som også styrker sikkerheten for fiskeflåten ved havari eller sykdom.

5.2 Konsekvenser for havbruk

Petroleumsvirksomhet i utredningsområdet vil foregå til havs, i områder der bølgeeksponering utelukker merdbasert fiskeoppdrett. Ved normal drift er det derfor begrensede påvirkninger fra petroleumsvirksomheten på havbruk (tabell 5-7), eventuelt knyttet til utvikling av landbaserte petroleumsanlegg (inkl. havneanlegg, landfall for rørledninger osv.) der samme arealer kan tenkes å være egnet for oppdrett.

Norsk havbruksproduksjon er fortsatt i volummessig vekst, og økende havtemperatur synes å føre tyngdepunktet for lakseproduksjon nordover. Økt behov for kystnære lokaliteter til petroleumsanlegg vil på sikt kunne utgjøre en begrensende faktor for oppdrett nær slike lokaliteter. Erfaringene fra Sør-Norge viser imidlertid at det vil gjelde et begrenset antall landanlegg. Detaljerte kystsonerplaner med tilhørende grunnlagsvurderinger vil bli viktige dokumenter for styring av arealbruk og ønsket utvikling i kystsonen.

Petroleumsindustriens landanlegg er i mange tilfeller en kilde til oppvarmet kjølevann som i noen tilfeller kan benyttes til oppdrett. Det gjøres i dag på Statoils anlegg på Tjeldbergodden og i Øygarden (Labrus AS). Tekniske og sikkerhetsmessige vurderinger bidrar til å gjøre en slik utnyttelse krevende.

Aktivitet	Direkte påvirkning på merdbasert oppdrett
Seismiske undersøkelser	Ingen direkte konflikt
Leteboring	Ingen direkte konflikt
Feltutvikling (inkl. produksjonsboring, rørlegging, installasjon mv),	Legging av rørledninger kan komme i fysisk konflikt med oppdrettsvirksomhet. Operasjonell begrensninger (økt trafikk, tilstedeværelse av leggefartøy)
Landanlegg/infrastruktur	Landanlegg utgjør et permanent arealbeslag, ferdselsrestriksjoner, økt tankertrafikk.
Normal drift og avslutning av virksomhet	Tilstedeværelse av rørledning normalt ikke problem. Fjerning av rørledning i kystnære områder kan teoretisk gi samme type fysisk konflikt med havbruk som legging av rørledninger

Aktiviteter i Petroleumsvirksomheten og viktigste direkte påvirkninger på merdbasert oppdrett ved normal drift.

Tabell 5-7: Aktiviteter i petroleumsvirksomheten og de viktigste direkte påvirkninger på merdbasert oppdrett. Kilde: Akvaplan-niva (Larsen og Aaserød, 2012).

Det er i anleggsfasen at petroleumsutbygging vil kunne ha størst påvirkninger, blant annet ved legging av rørledninger (inkl. evt. sprengninger og klargjøring av trasé). Dette er imidlertid planlagte aktiviteter som kan gjennomføres på tidspunkt der eventuelle konflikter med oppdrettnæringen blir minst mulig, eksempelvis når en lokalitet likevel er brakklagt.

Det samme gjelder dersom seismikkfartøy ønsker å kalibrere utstyr i beskyttede farvann før et seismikktokt til havs starter.

Driftsfasen for et petroleumsanlegg vil være kjennetegnet av mer regelmessige og forholdsvis ensartede påvirkninger av miljø og nærområde. Forutsatt tilstrekkelig planlegging og forhandsskunnskap om utstrekning og omfang av påvirkninger, samt regelmessig overvåking, vil normal drift av et petroleumsanlegg ikke medføre påvirkning av oppdrettsvirksomhet ut over påvirkninger beskrevet i forbindelse med valg av lokalisering.

5.3 Konsekvenser for sjøtransport

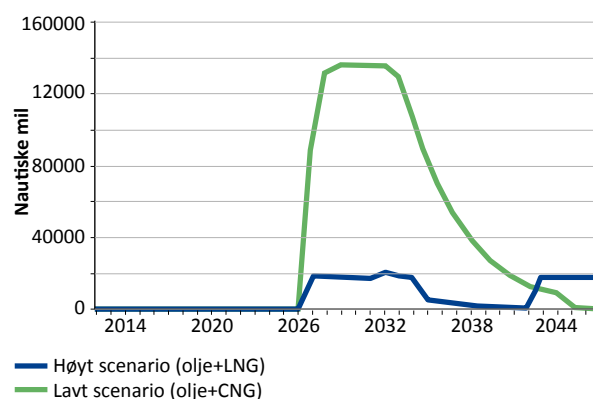
DNV og KyV (Mjelde m.fl., 2012) har utført en analyse for skipstrafikk i østlige deler av Barentshavet sør. Analysen er utført basert på trafikk tall for basisår 2011 og prognoser for tre ulike scenarioer i 2032: uten ny petroleumsaktivitet, og høyt og lavt scenario med aktivitetsbilder for ny petroleumsaktivitet (tabell 5-8). Analyseområdet er utvidet i forhold til utredningsområdet for å fange opp eksterne effekter av tiltak på fastlandskysten og nærliggende havområder. Analysen gir en oversikt over forventet trafikkutvikling (figur 5-5), utslipp til luft, ulykkesfrekvens per år (figur 5-6) og forventet type og størrelse av utslipp gitt at en ulykke (figur 5-7). Rapporten tar kun for seg sannsynlighet og ikke konsekvens.

Scenario	Barentshavet sørøst
2032 Uten tiltak	Ingen petroleumsaktivitet i åpningsområdet
2032 Scenario 1	Transportløsninger;
	Olje: Skytteltankskip
	Gass: Med rørledning til land og LNG anlegg lokalisert på strekningen Kirkenes – Hammerfest.
2032 Scenario 2	Transportløsninger:
	Olje: Skytteltankskip
	Gass: Compressed natural gas (CNG) på skip fra felt med transport til nærmeste rørledning lenger sør.

Tabell 5-8: gir en forenklet oversikt over transportløsninger i de tre scenarioene. Kilde: Mjelde m. fl. (2012).

Trafikkgrunnlaget for basisår 2011 er basert på sporing av fartøy med AIS (Automatic Identification System), og utseilt distanse er kalkulert basert på dette. For LNG-landanlegg i høyt scenario er Vardø forutsatt som landanlegg i beregningene. Utslipp til luft for basisåret 2011 er beregnet ut fra utseilt distanse og skipstype.

Utviklingen innen gods- og passasjertrafikk er basert på grunnprognoser utarbeidet for Nasjonal transportplan, og forventes å øke. Det forutsettes en svak reduksjon i seilingsaktiviteten til fiskefartøy i tidsperioden. Petroleumsdrevet skipstrafikk kan deles i norsk eller russisk trafikk, og prognosene baserer seg på scenarioer fra OD. Skip i transitt gjennom Nordøstpassasjen er per i dag på et meget lavt nivå, men vil sannsynligvis øke i omfang.



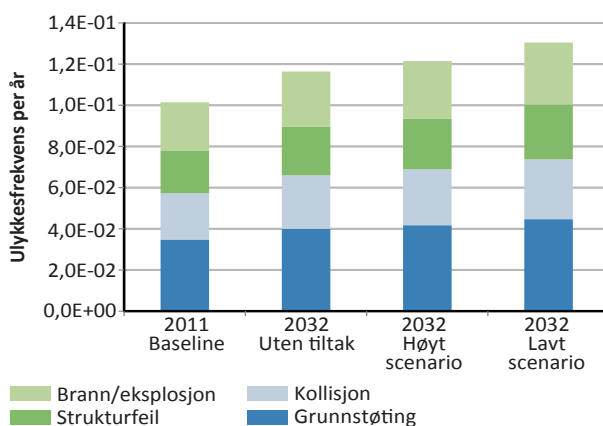
Figuren 5-5. Utseilte distanser for østlige deler av Barentshavet sør som følge av ny petroleumsvirksomhet i utredningsområdet i tidsperioden 2012 - 2046. Trafikkutviklingen baserer seg på beskrivelse av scenarioene. Trafikkutviklingen i år 2032 er benyttet som basis for beregning av utslipp til luft og risikoanalyser. Kilde: Mjelde og Røyset (2012).

Uten ny petroleumsaktivitet forventes utseilt distanse å øke med ca. 14 pst. fra 2011 til 2032. Risiko for hendelser er en funksjon av sannsynlighet (forventet frekvens) for hendelse og konsekvensen av samme. Konsekvensvurderingene eller risiko for miljøskade på sårbare ressurser er ikke inkludert i analysen. Analysen består av de følgende hovedaktivitetene:

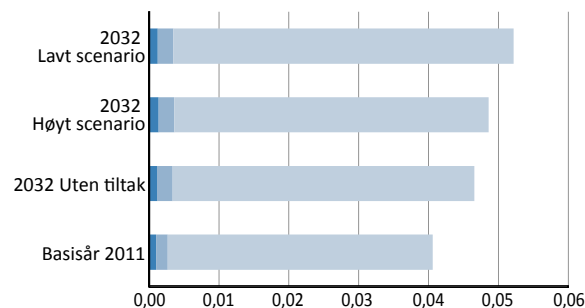
- Modellering av skipstrafikk, der risikoanalysen deler skipstrafikken i tre grupper basert på sannsynlig skadepotensial: råolje, petroleumsprodukter og bunkers.
- Ulykkesfrekvens basert på skipsulykker som er registrert i internasjonal statistikk. Sammen med estimert utseilt distanse per skipstype gir dette ulykkesfrekvens per seilt nautisk mil.
- Utslipppotensial (utslippsmengder) anslås ut fra statistikk som gir grunnlag for sannsynlighet for forskjellige skader og utslippsmengder av grunnstøting, kollisjon, strukturfeil eller brann/eksplosjon.

Petroleumsvirksomhet i utredningsområdet vil føre til en høyere sannsynlighet for ulykker og utslipp fra skip i området i 2032 enn i 2011 som følge av økt trafikk. Den største trafikkøkningen i området kommer fra annen virksomhet enn petroleumsvirksomhet i utredningsområdet. Petroleumsvirksomhet i utredningsområdet vil imidlertid føre til styrket beredskap mot ulykker og oljeutslipp i området.

Grunnstøting er årsak til 47 pst. av alle ulykker, Grunnstøting er årsak til 47 pst. av alle ulykker, mens kollisjon og brann/eksplosjon bidrar med 23 pst. hver (figur 5-6). Selv om hyppigheten av utslipp øker noe frem til 2032, ser det ikke ut til at størrelsen på utslippene endres betydelig (figur 5-7). I alle scenarioene er det utslippsmengder mellom 100 - 2000 tonn som mest sannsynlig, basert på i hovedsak på bunkersutslipp eller last (råolje eller produkter) for de større utslippene (tankskip). Hyppigheten av utslipp under 400 tonn dominerer, og fiskefartøy er største bidragsyter til frekvensen for mindre bunkersutslipp.



Figur 5-6: Frekvens for ulykke pr år for de ulike scenarioene. Kilde: Mjelde m. fl. (2012).



Figur 5-7: Frekvens for utslipp per år fordelt på type utslipp. Kilde: Mjelde m.fl. (2012).

Konsekvenser ved akutt forurensning

6

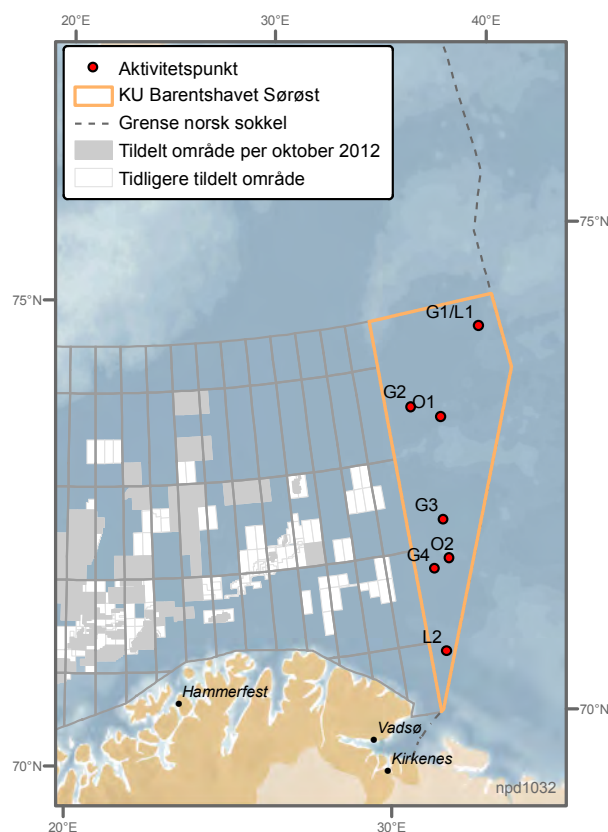
6.1 Forutsetninger og grunnlag for analyse

Basert på ODs scenarioer for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet er det etablert et sett av scenarioer for akuttutslipp som grunnlag for oljedriftsmodelleringen. Utslippsscenarioene er definert som tenkte oljeutslipp fra én geografisk lokasjon gjennom et overflate- eller sjøbunnsutslipp, én olje- eller kondensattype kombinert med en av tre utslippsrater og en av tre utslippsvarigheter.

For å belyse mulige miljøkonsekvenser av petroleumsvirksomhet i hele utredningsområdet er det forutsatt utslippspunkter også der det basert på dagens kunnskap er et svært begrenset potensial for petroleumssressurser. Videre er det i tilfeller hvor OD antar størst sannsynlighet for funn av gass modellert oljeutslipp.

6.1.1 Utslippsscenarioer

OD har skissert totalt seks felt i høyt scenario, med to oljefelt og fire gassfelt. For bedre å dekke utredningsbehovet relatert til miljøutfordringer er det likevel foreslått å modellere for oljeutslipp på det nordligste gassfeltet, og det er lagt inn en letebrønn (olje) kystnært for å belyse effekter ved et akuttutslipp i kystsonen.



Figur 6-1: Lokalisering av utslippspunkter i Barentshavet sørøst. Punkter B-O1-O2 er oljefelt, B-G1-G-4 er gassfelt og B-L1-L2 er letebrønner. Kilde: OD

Felt/letebrønn	Geografiske koordinater		Havdyp omtrentlig (m)	Modellering
	N	E		
B-O1	73° 21' N	33° 58' E	-300	Olje
B-O2	71° 51' N	33° 13' E	-200	Olje
B-G1/B-L1	74° 12' N	36° 12' E	-200	Olje
B-G2	73° 31' N	32° 58' E	-300	-
B-G3	72° 16' N	33° 17' E	-300	-
B-G4	71° 46' N	32° 40' E	-300	-
B-L2	70° 53' N	32° 31' E	-200	Olje

Tabell 6-1. Geografiske posisjoner og havdybde

B=Barentshavet, O=oljefelt, G=gassfelt, L=letebrønn. Kilde: OD.

I forbindelse med oppdatering av det faglige grunnlaget for Forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet (von Quillfeldt (red), 2010) ble det studert en rekke hendelser med utslipp av olje til sjø. Basert på dette arbeidet anbefales det at ulike mulige utslipp av olje til sjø analysemessig ivaretas i form av oljeutblåsninger, med varierende utslippsrate og -varighet (DNV, 2010). Det er i foreliggende arbeid derfor kun modellert oljeutblåsninger, fordi dette også vil ivareta andre relevante utslippshendelser (andre typer hendelser er imidlertid vurdert konsekvensmessig). Proactima (2010-b) gir følgende definisjon av utblåsning: *“En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske (olje, kondensat/gass/vann osv.) strømmer ut av en brønn mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønbarrierer eller operasjoner av disse har sviktet. En utblåsning kan oppstå på sjøbunnen eller oppe på en eventuell innretning og kan forekomme både i forbindelse med boreoperasjoner, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og under normal produksjon. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt.”*

Basert på kunnskap om geologi har OD utarbeidet et sett med forutsetninger om rater, oljetype og gass-olje forhold. For ratene er det også gjort en sannsynlighetsvurdering, selv om denne naturlig nok er beheftet med usikkerhet. Grunnlaget for modellering vurderes således som den best oppdaterte basert på dagens geologikunnskap om områdene. For utredningsområdet vurderes en geologisk sammenheng med nedre reservoar på Goliat, og Goliat Kobbe olje legges til grunn. Forventningen i området er i hovedsak rettet mot gass, men med mulighet for funn av lettere oljetyper.

Område	Utslippsrate (m3/d) (p95, p50, p05)	Oljetype	GOR ¹⁷
Barentshavet SØ	250, 750, 1500	Goliat (Kobbe)	200

Tabell 6-2. Utslippsscenarioer for akuttutslipp i utredningsområdet. Kilde: OD.

For små oljefelt i utredningsområdet forventes dårlige reservoaregenskaper på relativ grunt dyp (2000-2500 m) med normalt hydrostatisk trykk, i en gassprovins og med en middels viskøs olje. Basert på dette er utslippsratene i tabell 6-2 etablert. For modellering av lettolje (gass som kondenseres som følge av trykktap ved produksjon; kondensat) er det valgt å legge til grunn tilsvarende kvalitet som ble benyttet ved oppdateringen av forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet, dvs. Huldra kondensat med tetthet 809 kg/m³.

Basert på statistikk fra tidligere hendelser fremkommer at de fleste utblåsninger (og brønnlekkasjer) har kort varighet. Brønnlekkasjer stanses ved hjelp av brønnens barrieresystemer og har normalt varighet i størrelsesorden timer. Utblåsninger stanses passivt som følge av trykktap, selvtetting eller kollaps i reservoar, eller aktivt ved tiltak utført fra rigg (mekanisk eller tilførsel av tungt boreslam osv.). Såkalt *capping*-teknologi (se nedenfor) er under utvikling. I verste fall må det bores en eller flere avlastningsbrønner for å stanse utblåsningen. De varigheter som er lagt til grunn i foreliggende arbeid er gitt i tabell 6-3.

16 Gass-olje-forhold (GOR) er vurdert av OD basert på prospektenes dyp, antatte kildebergarter mv.

Område	Varighet 1 (d)	Varighet 2 (d)	Varighet 3 (worst case) (d)
Barentshavet sørøst	5	15	50

Tabell 6-3. Varighetsfordeling (dager). Kilde: OD

Det kan tenkes at utstyr/boreslam må transporteres til riggen med båt. For utslipp langt fra tilgjengelige ressurser kan det derfor antas noe lengre statistisk varighet enn ellers. Det er derfor av OD vurdert en lengre varighet (fem dager) for den korteste varighetskategorien for enkelte områder, hvor to dager (0-2 dager) er den varighet som normalt legges til grunn.

I kjølvannet av Macondo-ulykken i Mexico-gulften er det utviklet teknologi for å tette brønner som har brønnhodet plassert havbunnen. Ved større havdyp er denne typen brønner vanlig og teknologien kan derfor være relevant for petroleumsvirksomhet i utredningsområdet. Det nyutviklede utstyret har en planlagt responstid på 10-15 dager. Dette vil bidra til å øke den relative sannsynligheten for at utslippsvarigheten begrenses til 15 dager. Siden denne teknologien ikke er tilgjengelig i dag er det ikke tatt hensyn til et slikt tiltak i varighetsfordelingen. Denne må derfor anses som konservativ i forhold til en eventuell fremtidig situasjon med petroleumsaktivitet i området.

Varighetene er sannsynlighetsfordelt i henhold til normal praksis, for eksempel Proactima/PTIL (2010): Forslag til scenarioer for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Proactima-rapporten refererer varighetsfordelinger (fra ulike kilder) som angitt i tabell 6-4.

Type utblåsning	<2 dager	2-5 dager	5-15 dager	>15 dager
Overflate (topside)	68%	12%	14%	6%
Sjøbunn	51%	14%	16%	19%
Alle typer	71%	10%	6%	13%

Tabell 6-4. Varighetsfordeling fra forvaltningsplanarbeidet. Kilde: OD

Fordeling av hendelser overflate vs. havbunn vil variere fra felt til felt, men vurderes normalt til ca. 70:30 (Rudberg m.fl., 2012).

OD har som beskrevet over argumentert for noe lengre "korteste varighet" for de områdene som ligger lengst unna relevant infrastruktur. Som basis for modelleringen legges derfor til grunn en sannsynlighetsfordeling av ratene slik det er angitt i tabell 6-5.

Type utblåsning	<5 dager	5-15 dager	15-50 dager
Overflate (top-side)	77%	16%	7%
Sjøbunn	60%	20%	20%

Tabell 6-5. Varighetsfordeling for punktene i utredningsområdet. Kilde: OD

6.1.2 Oljedriftsmodellering

DNV (Rudberg m.fl., 2012) har gjennomført oljedriftsmodellering med siste versjon av modellen OSCAR (versjon 6.2). Det er lagt til grunn et strømdatasett med forbedret oppløsning (4x4 km) i forhold til hva som tidligere er benyttet i arbeidet med forvaltningsplanene. Den høye oppløsningen gir en bedre beskrivelse av strømforholdene, og synes generelt å vise større utbredelse ved et oljeutslipp sammenlignet med tidligere studier.

Spredningsmodelleringen er utført for fire utslippspunkter med stor geografisk spredning innenfor utredningsområdet. Grunnlaget for modelleringen er tre utslippsrater og tre utslippsvarigheter (se tabellene 6-2 og 6-3), og det er modellert for ulike måneder og sesonger, og på strømdata for åtte år. For å avgrense omfanget av resultatbilder er det her presentert resultater fra vektete utslippsscenarioer. Det betyr at en tar hensyn til alle rater og varigheter, og deres individuelle sannsynlighet. Totalt er det da gjennomført 1 536 modelleringer for hvert punkt for de vektete utslippsscenarioene.

Det store omfanget av modellering gir et robust grunnlag for å kunne vurdere sannsynlighet for at olje fra en utblåsning innenfor utredningsområdet skal treffe et gitt område. Et influensområde avgrenses normalt i nedkant til det området som har sannsynlighet for treff av ett tonn olje¹⁷ i en 10x10 km rute (eller iskant/land) større eller lik fem pst. Det sammensatte influensområdet består av 1 536 enkeltsimuleringer fra hvert punkt med ulike starttidspunkt innen perioden med nye strømdata (åtte år). Det er jevn fordeling av modellering over året, og resultater kan vises på månedsbasis, sesongbasis og for hele året.

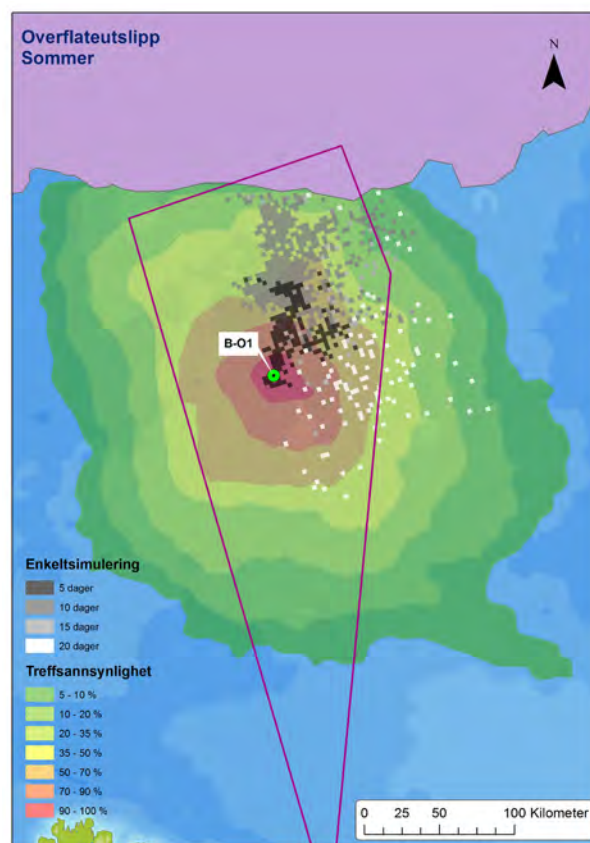
Influensområder og spredning av akuttutslipp

I figur 6-2 vises resultatet av modelleringen av en utblåsning. Utblåsningen er lokalisert i B-01, og figuren viser hvordan dette ene utslippet utvikler seg over tid. Den valgte utblåsningen representerer et forventet utslipp i den forstand at oljemengden og varigheten til utblåsningen har stor sannsynlighet til å inntreffe. Utslipet er illustrert med gråtoner, hvor lysere farge angir gradvis endret utbredelse av utslippet etter henholdsvis 5, 10, 15 og 20 dager¹⁸. Figuren viser i tillegg det statistiske influensområdet for oljeutslipp fra lokaliteten. Dette representerer en sannsynlighetsfordeling for treff av olje i et område basert på summen av 1536 enkeltmodelleringer som naturlig nok vil variere i sin spredning. Figur 6-2 viser at et gitt utslipp kun vil dekke en mindre del av det totale influensområdet. Særlig vind-, men også strømforhold, påvirker i hvilke retninger og hastighet utslippet driver. Utslipp med lang varighet og høy utslippsrate vil normalt sett dekke en større del av det statistiske influensområdet.

¹⁷ Grenseverdien på 1 tonn er valgt da den samsvarer med laveste verdi for miljøkonsekvens (1-100 tonn pr 10x10 km rute) som benyttes i miljørisikoanalysene. Grenseverdien anses således som meget konservativ.

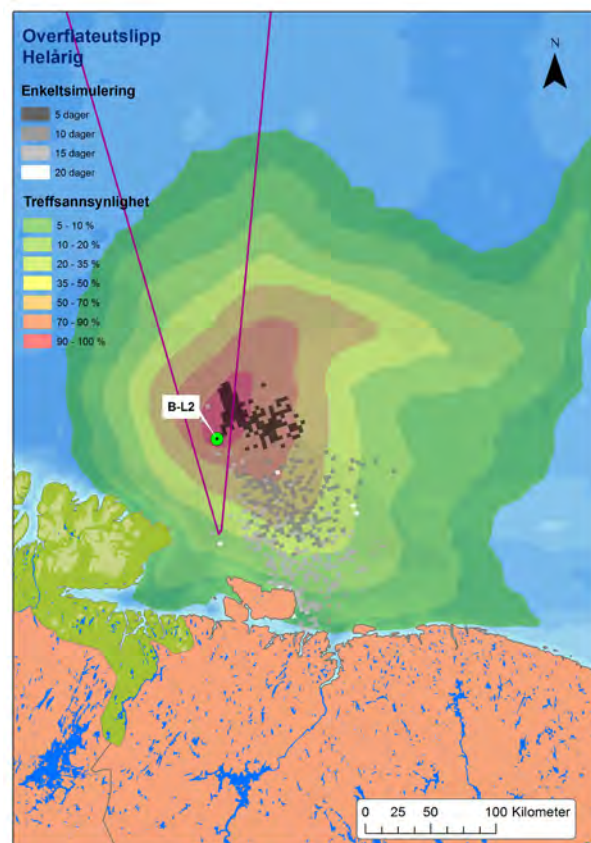
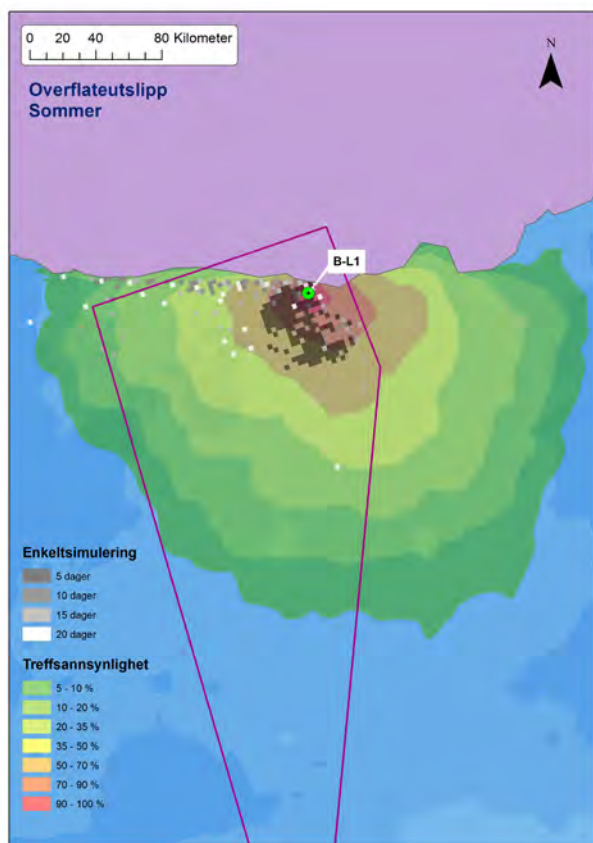
¹⁸ Utslippsscenarioet som ligger til grunn er oljeutblåsning fra rigg med Goliat (kobbe) olje, og for øvrig mest mulig forventede betingelser; middels utslippsrate 750 m³/døgn og 5 dagers varighet, sommersesong. I tillegg er det lagt til grunn for valget av dette scenarioet en forventet (50 persentil/gjennomsnittlig) mengde olje som strander (eller når iskant), gitt stranding.

Et influensområde viser altså ikke utstrekningen til et modellert akuttutslipp, men sier noe om sannsynligheten for at det havner mer enn et tonn olje (1000 liter) i et areal på 10x10 km, tilsvarende 100 000 hustomter (hver på 1000 kvm).



Figur 6-2: Utbredelse for et enkeltutslipp fra lokasjonen B-01 i sommersesongen, med startdato 12. juli 2000, forventet utslippsvarighet 5 dager (og følgetid 15 dager) og forventet utslippsrate 750 Sm³/d. Mørkere til lysere gråtoner angir hvordan dette beveger seg over tid. I bunn ligger statistisk influensområde for modellering av 1536 oljeutblåsninger fra lokaliteten. Kilde DNV (Rudberg m.fl., 2012).

Tilsvarende er det i figur 6-3 vist en kombinasjon med spredning av et forventet oljeutslipp og et statistisk bilde for 1536 utslipp fra de to lokalitetene for letebrønner nord og sør i utredningsområdet.

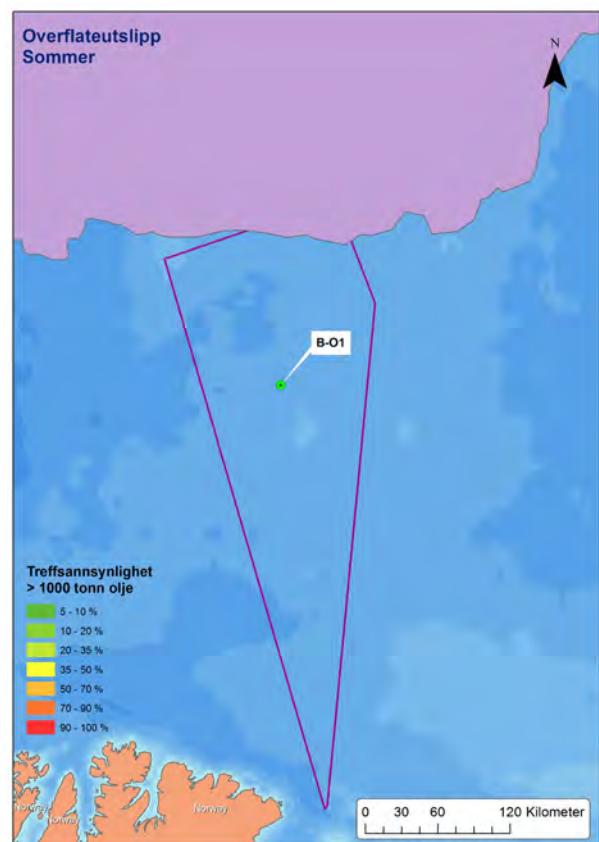
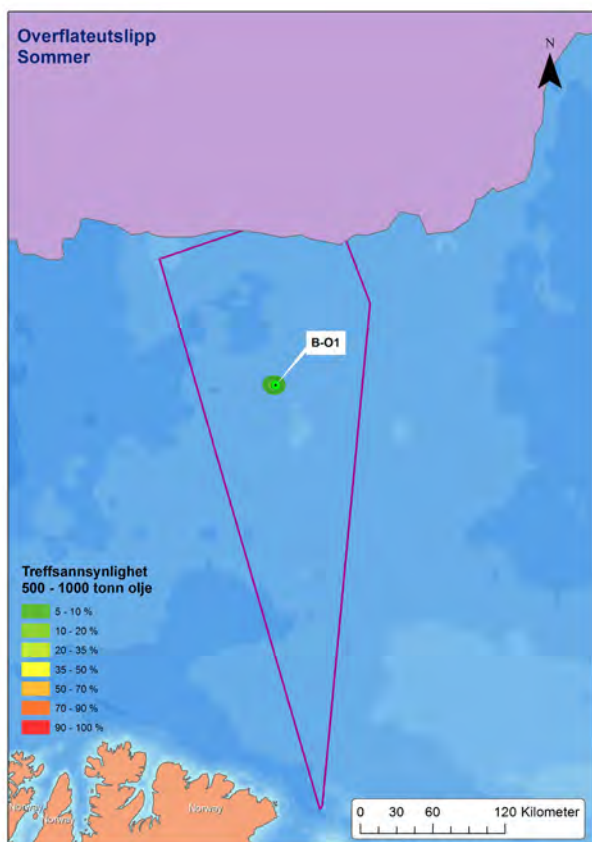
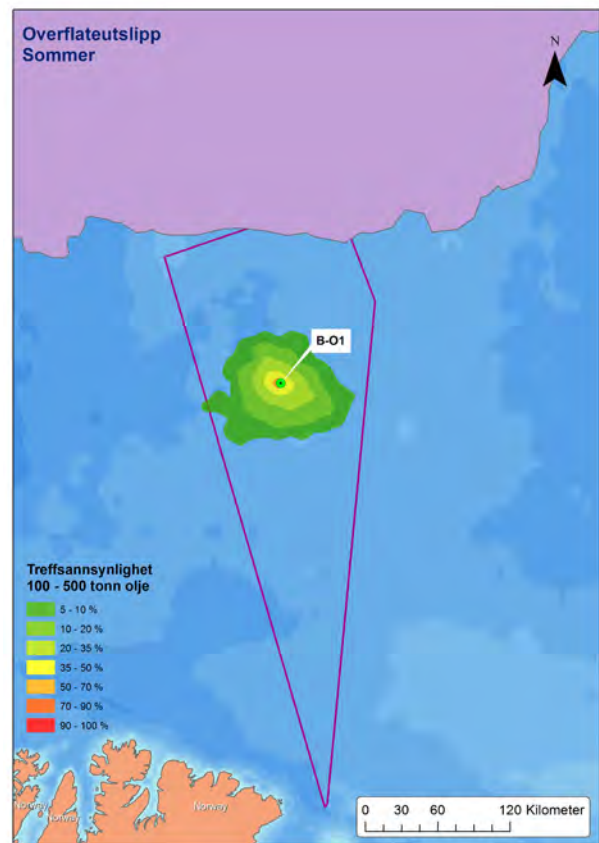
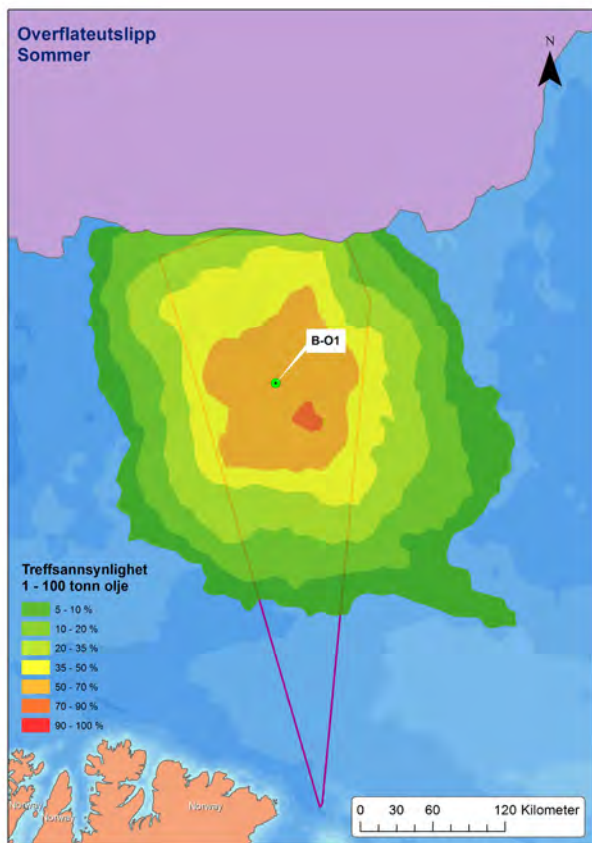


Figur 6-3: Utbredelse for et enkeltutslipp fra lokalitet B-L1 i sommersesong (venstre), og lokalitet B-L2 med startdato april 2001 (høyre), forventet utslippsvarighet fem dager (og følgetid 15 dager) og forventet utslippsrate 750 Sm³/d. Mørkere til lysere gråtoner angir hvordan dette beveger seg over tid. Figuren viser også statistisk influensområde for modellering av 1536 oljeutblåsninger fra lokalitetene. Kilde DNV (Rudberg m.fl., 2012).

For samtlige utslippsscenarioer er det ikke vesentlig forskjell i influensområdet mellom utslipp fra havbunn og på havoverflaten¹⁹. Influensområdene sier ingenting om hvilken oljemengde som kan nå de enkelte områder, men angir mengde over ett tonn per 10x10 km rute. Influensområdets utstrekning påvirkes av grenseverdien for mengde olje i arealet på 10x10 km. Dersom grenseverdien settes høyere reduseres influensområdet kraftig.

I figur 6-4 a-d er det angitt et statistisk influensområde basert på oljemengde som kan treffe området, for henholdsvis 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1 000 tonn og >1 000 tonn. Dette viser at områder som kan tenkes berørt av store oljemengder er meget begrenset.

¹⁹ Normalt vil en forvente mindre spredning fra havbunnsutslipp som følge av tynnere oljeflak og dermed høyere grad av fordampning og nedblanding i vannmassene, og følgelig kortere levetid på sjøen. Dette observeres ikke her, og skyldes at vektingen av lengste varighet (50 døgn) er 20 pst. for en sjøbunnsutblåsning, mens det for overflateutblåsningen er sju pst. (Rudberg m.fl., 2012).



Figur 6-4: Sannsynlighet for en gitt oljemengde for hver rute innen influensområdet for lokasjon B-O1. Figurene angir statistisk sannsynlighet for henholdsvis mengder på 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og >1000 tonn, basert på 1536 modelleringer. Kilde: DNV (Rudberg m.fl. 2012).

Ingen av utslippspunktene gir treff av iskanten året rundt, men for de nordligste lokalitetene i utredningsområdet (B-L1, B-O1) kan olje nå iskanten i enkelte sesonger. Isdataene som er lagt til grunn for hver sesong angir maksimal utbredelse i måneden innen sesongen med størst utbredelse i løpet av en 10-års periode (2001-2011). I denne 10-årsperioden har det vært is i utredningsområdet kun ett år (2003). Data på isutbredelse for perioden 2009-2011 viser videre at iskanten i de siste år har vært i betydelig avstand fra utredningsområdet for alle måneder unntatt mars og april 2011, hvor iskanten grenset til området (Iden m.fl., 2012).

Fra letebrønnen (B-L1) helt nordøst i utredningsområdet, kan olje, med dette datasettet på is, treffe iskanten med en viss sannsynlighet i alle sesonger unntatt høstsesongen. For vintersesongen er sannsynligheten om lag 10 pst. (treff ikke forventet), mens det for vår- og sommersesong er modellert en sannsynlighet på 70-100 pst. (treff forventet). I høstsesongen overlapper ikke influensområdet med iskanten. For feltlokaliteten B-O1 noe lengre syd er det en viss sannsynlighet for drift av olje til iskant ved et akuttutslipp i vår- og sommersesongene, med henholdsvis 20-35 pst. og 35-50 pst. sannsynlighet for å berøre iskanten.

For lokaliteten midt i utredningsområdet (B-O2) er det marginal sannsynlighet for stranding på kysten eller at olje kan nå iskanten. Generelt vil oljedriften her være i en østlig retning og drive inn i russiske havområder, men uten å treffe land her.

Lokaliteten nærmest land, betegnet som B-L2, (75 km fra kysten av Øst-Finnmark) har høyest sannsynlighet for at olje kan nå land, i størrelsesorden 10-20 pst. året under ett. Det er kun utslipp fra denne lokaliteten som gir en målbar oljemengde på land i et "worst case" scenario, med knapt 100 tonn. I forventningsscenarioet er strandet oljemengde 2 tonn. Korteste drivtid til land forekommer kun for "worst case" scenarioet (95 percentil) med vel 8 døgn.

Det er bare olje fra den nordligste lokaliteten B-L1 (vår og sommer) som gir treff av iskant i forventningsscenarioet (50-50), med henholdsvis 300 og 1000 tonn olje for hver av de to sesongene. I "worst case" scenarioet (50-95)²⁰ kan mindre mengder også treffe iskant fra lokaliteten B-O1 lengre syd, i størrelsesorden 100-350 tonn olje, mens tilsvarende fra B-L1 i vår og sommer kan komme opp i henholdsvis 4000 og 9000 tonn. Når det gjelder drivtid til iskant, vil dette for forventningsscenarioet være om lag to døgn om sommeren og fem døgn om våren for lokaliteten i lengst nord (B-L1). I "worst case" scenarioet er drivtiden 10 timer om sommeren og 30 timer om våren for samme punkt. I "worst case" scenarioet er korteste drivtid fra B-O1 lengre syd henholdsvis ni og 11 døgn for sommer og vår. Her er det ikke treff av iskant i forventningsscenarioet.

Modellresultatene over er gjennomført uten å ta hensyn til oljevern tiltak²¹ eller tidsstyring av aktivitet. Oppsummert viser modelleringene at oljeutslipp fra aktivitet helt nord og nordøst i området kan nå iskanten i enkelte sesonger og år. Det er da lagt til grunn meget konservative data (ikke data som samsvarer med de siste års utvikling) for isutbredelse. Risiko for oljedrift inn mot iskant er også generelt avgrenset til vår og sommer. Slik kan risikoen reduseres ved at leteaktiviteter, brønnvedlikehold osv. styres etter observerte isforhold for å unngå år, sesonger eller måneder med særlig isutbredelse. Kunnskapen om isutbredelse er god, og overvåkes kontinuerlig av Vervarslinga for Nord-Norge.

20 Enkeltscenarioer valgt ut på bakgrunn av kriteriet "forventet drivtid til land og 95 persentil for mengde strandet", for et utslipp med 15 døgn varighet og utslippsrate på 1500 m³/døgn. Dette er et høyere enn forventet utslippsscenario, med forventningsverdi for drivtid til land men en langt høyere oljemengde i forhold til forventet. Scenarioet er valgt da det har relevans for dimensjonering av beredskap mot akutt forurensning.

21 Oljevern diskuteres i kapittel 6.7.

6.1.3 Akuttutslipp av gass

OD vurderer at sannsynligheten for å gjøre gassfunn i utredningsområdet er større enn sannsynligheten for å gjøre oljefunn. En gassutblåsning er primært relevant for brann- og eksplosjonssikkerhet for fartøy og installasjoner. Miljøkonsekvenser vurderes avgrenset til det umiddelbare området som berøres, og inkluderes normalt ikke i miljørisikoanalyser. DNV (Rudberg m.fl., 2012) har vurdert mulig spredning fra en undervanns gassutblåsning.

Gass fra et undervannsutslipp vil bevege seg betydelig raskere oppover enn olje på grunn av større oppdrift. I sekundene etter at utslippet starter kan det bygges opp en større mengde gass under vann som bryter overflaten etter 1 - 5 minutter (avhengig av mengde gass og vanndybde) og fortsetter i luft som en gassky. Dersom lekkasjen er vedvarende, vil det etableres en stabil situasjon med boblestrøm i vannsøylen over utslippsstedet. Denne danner en sirkulær boblesone på overflaten. Radius til boblesonen blir bestemt av utslippsrate og havdybde. På vei oppover vil gass løses opp i vannet, og strømningsrate av gass som kommer opp på overflaten er mindre enn utslippsraten på havbunnen. Havstrømmer i vannsøylen vil gjøre at boblestrømmen bøyes av medstrøms. Hastigheten til boblene er betydelig høyere enn vanlig havstrøm, og avbøyningen til boblestrømmen er derfor relativt liten.

På overflaten vil gassen fortsette å spre seg i luft. Siden naturgass er noe lettere enn luft vil den stige ved lave vindhastigheter. Ved normale og høye vindhastigheter vil gassen legge seg langs vannet.

Ved større havdyp vil mer av gassen løses opp i vannet og dette gir kortere skyer over vann. Beregninger foretatt for havdyp ned til 400 meter (relevant for utredningsområdet), viser at 22 pst. av gassen vil komme opp til overflaten ved denne dybden; resten løses opp i vannet. Ved større dyp vil mer av gassen løses opp i vannet. Det er usikkert ved hvilken dybde gass ikke kommer opp til overflaten, og dette vil også variere med størrelsen på utslippet.

6.2 Miljømessige konsekvenser av store akuttutslipp

DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012) har vurdert konsekvenser og miljørisiko innen influensområdet basert på oljedriftsmodelleringen i kapittel 6.1.2. Dette arbeidet er todelt;

- Gitt en oljeutblåsning, hva er konsekvenspotensialet?
- Hva er miljørisikoen dersom en tar hensyn til sannsynligheten for en oljeutblåsning?

Kapittel 6.2 belyser miljøkonsekvenser mens miljørisiko adresseres i kapittel 6.3. Verken kapittel 6.2 eller 6.3 tar høyde for effekten av oljevernberedskap, som behandles i kapittel 6.7. Modelleringene tar heller ikke høyde for at gassutblåsninger har et annet konsekvenspotensial, men forutsetter at alt er oljeutblåsninger. Sannsynlighetsreducerende tiltak gjennomgås i kapittel 6.6.

Det er vurdert miljøkonsekvenser for en rekke utslippsscenarioer, posisjoner, sesonger og forskjellige miljøkomponenter. En betydelig mengde vurderinger og resultater foreligger, og kun de mest sentrale elementene er presentert her. Det henvises til grunnlagsstudien (Kruuse-Meyer m.fl., 2012) for ytterligere detaljer.

6.2.1 Metoder for vurdering av konsekvens

Metodene som er benyttet for å belyse konsekvenspotensial baseres på konsekvensdelen av MIRA-metoden²² (OLF, 2007). Dette innebærer at det tas hensyn til sårbarhet av miljøkomponenter, bestandssituasjon samt at skadenøkler er utviklet. Skadenøklerne er basert på prinsippet om restitusjon – det vil si den tid det tar før påvirket bestand er tilbake til tilnærmet samme tilstand som før hendelsen. Sårbarhet for oljeforurensning og andel av en bestand eller utstrekning av en miljøkomponent som berøres, bestemmer konsekvensen. Det er utviklet spesifikke skadenøkler for ulike miljøkomponenter.

22 *Metode for miljørettet risikoanalyse*

Som et eksempel vises en skadenøkkel for sjøfugl med lavt restitusjonspotensial og negativ populasjonsutviklingstrend i tabell 6-6. Den viser at dersom mer enn 30 pst. av bestanden dør, vil det være 100 pst. sannsynlig for en restitusjonstid på over 10 år, dvs. “alvorlig” konsekvens. De andre konsekvenskategoriene er “mindre”, “moderat” og “betydelig”. Videre viser matrisen for eksempel at gitt et bestandstap på 10-20 pst. kan dette medføre en kombinasjon av miljøskade av moderat (10 pst.), betydelig (50 pst.) og alvorlig (40 pst.) kategori.

Akutt bestand-sreduksjon	Konsekvenskategori – miljøskade Teoretisk restitusjonstid i år			
	Mindre <1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
1-5 %	40 %	50 %	10 %	
5-10 %	10 %	50 %	30 %	10 %
10-20 %		10 %	50 %	40 %
20-30 %			20 %	80 %
> 30 %				100 %

Tabell 6-6: Skadenøkkel for sannsynlighetsfordeling av teoretisk restitusjonstid ved akutt reduksjon av sjøfuglbestander med lavt restitusjonspotensial og negativ populasjons-utviklingstrend. Kilde: OLF, 2007.

Basert på oljedriftsmodelleringene og data med geografisk fordeling av miljøressurser gjennomføres overlappsanalyser. Dette gjøres ved å koble sannsynlighet for treff av ulike oljemengdekategorier som fremkommer av oljedriftsmodelleringen (henholdsvis 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og ≥ 1000 tonn per 10×10 km rute), med en sannsynlighet for bestandsreduksjon gitt treff (eksempelvis tabell 6-7 for sjøfugl med ulike grad av sårbarhet), og bestandsandel per 10×10 km rute som kan bli eksponert for oljeforurensning.

Av tabell 6-7 ser en for eksempel at dersom 10 pst. av en sjøfuglbestand (med sårbarhetsverdi 3) befinner seg i en 10×10 km rute som treffes av 1-100 tonn olje, vil bestandstapet i denne ruta bli 10 pst. $\times$ 20 pst. = to pst. Total bestandsreduksjon finnes videre ved å summere bestandstapet i alle berørte ruter som overlapper med miljøressursen.

En sannsynlighetsfordeling på de ulike tapskategoriene (som angitt i tabell 6-6) fremkommer av beregnet bestandstap per oljedriftssimulering.

Oljemengde (tonn) i 10 x 10 km rute	Effektnøkkel – akutt dødelighet		
	Individuell sårbarhet av VØK ²⁴ sjøfugl		
	S1	S2	S3
1-100 tonn	5 %	10 %	20 %
100-500 tonn	10 %	20 %	40 %
500-1000 tonn	20 %	40 %	60 %
≥ 1000 tonn	40 %	60 %	80 %

Tabell 6-7: Effektnøkkel for beregning av andel sjøfugl innenfor en 10×10 km sjørute som omkommer ved eksponering av olje fordelt på fire kategorier.

6.2.2 Kunnskapsgrunnlag

Kunnskapsgrunnlaget om miljøkomponenter i utredningsområdet er presentert i kapittel 2.3. Marine ressurser overvåkes gjennom HIs tokt og kunnskapen anses som god. For sjøfugl vurderes kunnskapen som betydelig styrket etter oppstarten av SEAPOP (Systad og Strøm, 2012). For de spesifikke vurderinger og analysene gjort i delrapporten fra DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012) er følgende hovedkilder for naturressursdata benyttet:

- Sjøfugl: NINA/SEAPOP 2012 for sjøfugl kystnært og SEAPOP 2011 for sjøfugl i åpent hav.
- Marine pattedyr:
 - Bjørn, T. H. 2000. Oteren I Finnmark. En kartlegging av oterbestanden i Finnmark ved bruk av sportegnmetoden. Fylkesmannen i Finnmark. Rapport 1-2000. 31 s.
 - DN & HI 2007. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Ar-ealrapport med miljø- og naturbeskrivelse. Fisker og Havet Nr. 6 2007. Havforskningsinstituttet.

- Bjørge 2008. Forslag til regional inndeling av pattedyr etter biologiske kriterier. Notat fra HI.
- Fisk:
 - Torskelarver: HI 2010 (modelldata fra HI med modellert larvefordeling i perioden mars-september for årene 2008-2009).
 - Loddelarver: HI 2004 (modelldata fra HI med modellert larvefordeling i perioden april-september for årene 1998-2003)
- Strand: Brude, O.W., Systad, G.H., Moe, K.A. & Østby, C. 2003. ULB Delutredning – studie7b. Uhellsutslipp til sjø. Miljøkonsekvenser på sjøfugl, sjøpattedyr, strand, iskant mv. Alpha miljørådgivning/NINA rapport nr. 1157-01 revisjon 02b
- Iskant: MI (Iden m.fl., 2012). Vær, is og andre fysiske utfordringer ved Barentshavet sørøst.

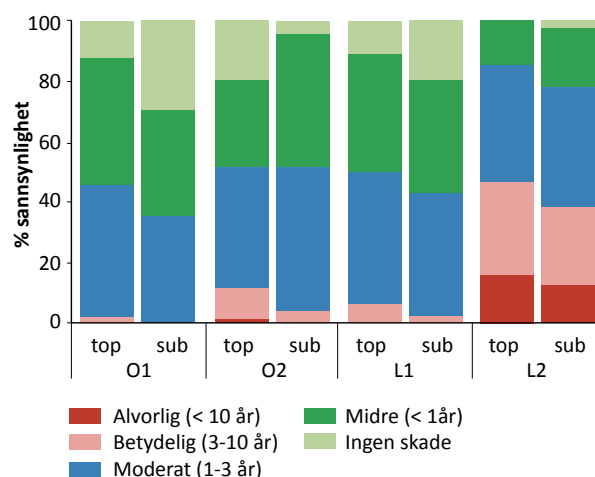
6.2.3 Konsekvenspotensial for sjøfugl

De kvantitative konsekvensberegningene viser at sjøfugl vil være mest utsatt i åpent hav, og at lokasjon B-L2 (sør i utredningsområdet) har høyest konsekvenspotensial ser en på utredningsområdet samlet (figur 6-5). Mest utsatte arter er polarlomvi og lomvi. Mulig konsekvens er kategorisert i skadekategorier definert på bakgrunn av mulig restitusjonstid for bestandene. Kategori *mindre* skade innebærer en forventning om at bestanden vil være restituert innen 1 år, *moderat* skade innebærer restitusjonstid på 1-3 år, *betydelig* skade innebærer restitusjonstid på 3-10 år, mens *alvorlig* miljøskade innebærer en forventning om at det vil ta over 10 år før bestanden er restituert (dvs. tilbake til 99 pst. av opprinnelig bestand).

Mulig restitusjonstid er beregnet på bakgrunn av det modellerte bestandstap for de ulike utblåsingsscenarioene. Det er funnet 10-20 pst. sannsynlighet for restitusjonstid større enn 10 år for lomvi, gitt en utblåsing (vektet for alle rater og varigheter) fra den sydlige lokasjonen B-L2. For overflateutblåsing innebærer dette 24 pst. sann-

synlighet for tap på 1-5 pst. av bestanden av lomvi i norsk del av Barentshavet, 48 pst. sannsynlighet for 5-10 pst. bestandstap og 28 pst. sannsynlighet for 10-20 pst. bestandstap. Det er ikke beregnet sannsynlighet for tapsandeler over 20 pst. av totalbestand for noen av lokasjonene (vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner).

B-L2 ligger nærmest kysten, og vil således kunne medføre skade på sjøfugl både i åpent hav og mer kystnært. Overflateutblåsing gir høyere konsekvenspotensial enn sjøbunnsutblåsing. For lokasjon B-L2 gir høstperioden (september-oktober) høyest konsekvenspotensial.



Figur 6-5: Sannsynlighet for ulike grad av skade gitt en oljeutblåsing som her lagt til grunn, uttrykt ved restitusjonstid for sjøfugl. Inkluderer en overflate – (top) eller sjøbunns – (sub) utblåsing fra hver lokasjon, vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner. Kilde: DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

6.2.4 Konsekvenspotensial for marine pattedyr

For marine pattedyr er det beregnet *små* konsekvenser for havert, steinkobbe og oter langs kysten gitt utblåsing fra de to sydlige lokasjonene B-L2 og B-O2, og *ingen* skade (dvs. ikke-kvantifiserbar skade) gitt utblåsing fra lokasjon B-L1 eller B-O1.

De kvalitative vurderingene av marine pattedyr som ikke inngår i de kvantitative beregningene viser for øvrig at konsekvensene kan bli *moder-*

ate (dvs. restitusjonstid på mellom 1 og 3 år) til *betydelige* (dvs. restitusjonstid på mellom 3 og 10 år) dersom et akuttutslipp av olje medfører oljepåslag langs iskanten som sammenfaller med tilstedeværelse av sel eller isbjørn. De samme vurderingene er gjort for hvalarter som bruker området og den marginale issonen som beiteområde. For isbjørn forventes det at et eventuelt oljesøl i iskanten vil kunne få konsekvenser på individnivå, men i og med at isbjørner sjelden vandrer i flokk er det grunn til å tro at konsekvensene av et mindre oljesøl i iskanten er av liten betydning for populasjonsnivået av isbjørn. Også for hval forventes en eventuell miljøskade i verste fall å berøre enkeltindivider.

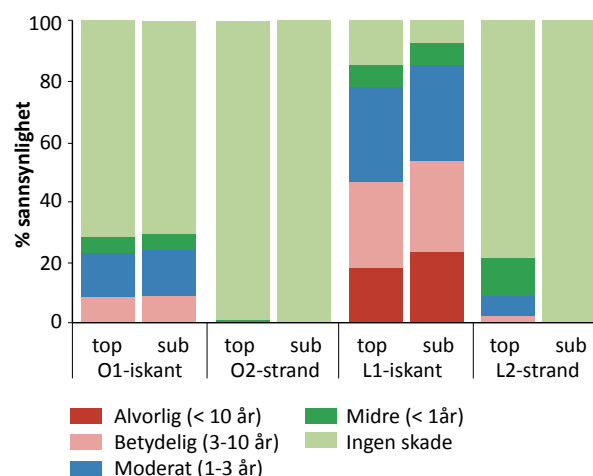
6.2.5 Konsekvenspotensial for strandhabitat og ressurser ved iskant

Resultatene av de kvantitative konsekvensberegningene for strandhabitat (B-L2 og B-O2) og iskant (B-L1 og B-O1) er sammenstilt i figur 6-6, vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner. Mulig konsekvens er kategorisert i skadekategorier på tilsvarende måte som for sjøfugl og marine pattedyr. Beregningene av miljørisiko ved stranding av olje på iskant er utført som for strandhabitat, der iskant er gitt høyeste sårbarhet, det vil si sårbarhet 3. Mulig restitusjonstid er beregnet på bakgrunn av modellerte oljepåslag (oljemengde) langs iskanten og stranding av olje langs kysten for de ulike utblåsningsscenarioene. Ved stranding av 100-500 tonn olje per 10×10 km rute langs iskanten eller på strandhabitatet er det 10 pst. sannsynlighet for at restitusjonstiden vil bli over 10 år. Ved økende oljemengde øker også sannsynligheten for lang restitusjonstid, til 30 pst. for 500-1000 tonn olje og 60 pst. for lik eller mer enn 1000 tonn olje per 10×10 km rute.

Utblåsning fra de nordlige lokasjonene B-L1 og B-O1 gir lite/ingen stranding av olje langs kysten, men oljepåslag langs iskanten kan forekomme gitt en utblåsning fra disse lokasjonene, der mulige konsekvenser kan bli alvorlige for lokasjon B-L1. Det er over 20 pst. sannsynlighet for alvorlig miljøskade (dvs. mer enn 10 års restitusjonstid) i et 10×10 km område langs iskanten, gitt en

sjøbunnsutblåsning fra denne lokasjonen. Dette innebærer 20 pst. sannsynlighet for oljepåslag i størrelsesorden 1-100 tonn i dette området, 31 pst. sannsynlighet for 100-500 tonn olje, 15 pst. sannsynlighet for 500-1000 tonn og 26 pst. sannsynlighet for over 1000 tonn olje i dette området (avgrenset til 10×10 km). Maksimal isutbredelse inntreffer trolig i april måned (vår), og en kan forvente dette største konsekvenspotensialet i denne perioden. Det er for øvrig viktig å merke seg at kvantitative beregningene er usikre for iskanten som helhet fordi det ikke foreligger en omforent metodikk for hvordan beregne skade på iskant. I foreliggende analyse er metoden og kategoriseringen som mest sårbare strandhabitat brukt for beregningene.

En utblåsning fra de mer sydlige lokasjonene B-L2 og B-O2 kan medføre stranding av olje langs kysten, men lite eller ingen oljepåslag langs iskanten. Sannsynligheten for at strandingsmengden vil overskride 1 tonn per 10×10 km rute er mindre enn to pst. for lokasjon B-O2 og om lag 22 pst. for lokasjon B-L2 (vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner).



Figur 6-6: Sannsynlighet for ulik grad av skade gitt et oljeutslipp med de forutsatte betingelser, uttrykt ved restitusjonstid for strandhabitat/iskant. Inkluderer overflate – (top) eller sjøbunns – (sub) utblåsning fra hver lokasjon, vektet for alle rate- og varighetskombinasjoner. Kilde: DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

6.2.6 Konsekvenspotensial for plankton, fisk og bunndyr

Beregningene av mulige konsekvenser for fiskeegg og -larver gir under ½ pst. tap for alle rate-/varighetskombinasjoner for alle lokasjoner, og konsekvenspotensialet for fisk vurderes dermed som lavt. For plankton er det vurdert at en utblåsning kan medføre lokal effekt nær utslippspunktet, men *mindre* (dvs. restitusjonstid på mellom 1 måned og 1 år) eller *ingen* effekt på planktonsamfunnet i Barentshavet generelt.

For eventuelle korallrev og svamptilstander nede på bunnen er det vurdert at eventuell eksponering for olje fra sjøbunnsutblåsninger begrenser seg til et mindre område i nærheten av utslippet. Det er kun funnet korallrev kystnært, rett nord av Sørøya i Barentshavet, og disse områdene vil ikke bli påvirket av et akuttutslipp av olje fra lokasjonene i utredningsområdet.

6.3 Miljørisiko ved store akuttutslipp

For å sette konsekvensene ved utslippsscenarioene i et miljørisikoperspektiv er det tatt hensyn til sannsynlighet for de ulike hendelsene, og dette er koblet mot konsekvensvurderingene. Det er valgt å fokusere på sjøfugl og strandhabitat/iskant, da det er disse VØK-gruppene som slår ut mest i den kvantitative konsekvensvurderingen.

Miljørisikovurderingene ser på relevante aktiviteter innen henholdsvis boring, utbyggings- og driftsfase. Statistiske data for utblåsnings sannsynlighet legges til grunn, basert på sist oppdaterte industridata fra Scandpower (2012). Bruk av statistiske data i en slik sammenheng må anses som konservativt da dette gjenspeiler "gårsdagens" sikkerhetsnivå, og ikke tar hensyn til dagens regelverk og krav, eller de tekniske og operasjonelle løsninger som benyttes i dag eller i fremtiden. En slik metode vil også gi en lineær sammenheng mellom aktivitetsnivå og sannsynlighet for oljeutblåsning, noe som heller ikke nødvendigvis er riktig. Ptil har vurdert følgende om dette i det faglige grunnlaget for oppdatering av forvaltningssplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (von Quillfeldt (red), 2010):

“En sentral faktor er at ulykkesrisiko i hovedsak er avhengig av den enkelte aktivitetens egenart og operasjonelle forutsetninger, den enkelte innretningens robusthet og den enkelte aktørens evne til å styre en rekke risikopåvirkende faktorer i kontinuerlig endring. Læring av hendelser, feil og suksesser, samt at teknologi og kunnskap utvikles kontinuerlig er også viktige bidrag for å bedre håndtere ulykkesrisiko. Det er således langt flere faktorer enn aktivitetsnivå som avgjør risikonivå i et område.”

Som en del av en konsekvensutredning basert på scenarioer, og uten å kunne legge til grunn spesifikke løsninger eller operasjonelle forutsetninger, er en slik tilnærming likevel funnet hensiktsmessig.

Hendelsesfrekvensen (hvor ofte en hendelse vil inntreffe i løpet av en tidsperiode) forbundet med petroleumsvirksomhet i utredningsområdet er beregnet høyest for driftsfasen gitt utbygging av to oljefunn med FPSO, med to bunnrammer og totalt 20 produksjonsbrønner. Utblåsningsfrekvensen i høyt scenario er beregnet til én hendelse per 1 200 år med drift. Dersom kun ett oljefelt bygges ut (lavt scenario) vil frekvensen bli halvert, og en kan forvente én utblåsning fra området per 2 400 driftsår. Til sammenlikning ble det for Goliatfeltet i Barentshavet i 2008 beregnet en sannsynlighet for utblåsning på én utblåsning per 2 600 driftsår (DNV 2008).

6.3.1 Miljørisiko for sjøfugl

For å vurdere risiko er det valgt å fokusere på artene med høyest utslag i konsekvensberegningen, lomvi og polarlomvi. For letefasen er det tatt utgangspunkt i månedlige resultater for den sydligste lokasjonen B-L2, og månedene med høyest utslag er valgt ut. For utbygging og drift er tatt utgangspunkt i helårsstatistikk for lokasjon B-O2 (sydligste overflateinnretning). Det var disse lokasjonene som hadde de høyeste konsekvensutslagene.

Miljøskade er kategorisert tilsvarende som i konsekvensberegningene slik at forventet restitusjonstid < ett år betegnes som *mindre* miljøskade,

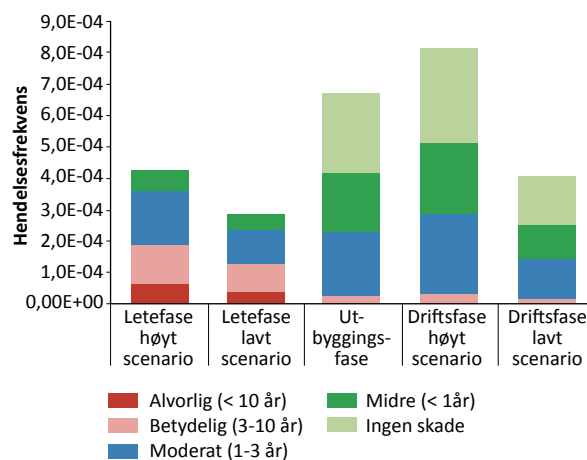
restitusjonstid ett- tre år betegnes som *moderat* miljøskade, restitusjonstid tre-10 år betegnes som *betydelig* miljøskade og restitusjonstid lengre enn 10 år betegnes som *alvorlig* miljøskade. *Ingen* miljøskade beskriver ikke-kvantifiserbar miljøskade, dvs. tapsandeler mindre enn en pst. av bestanden. Resultatene er vist i figur 6-7 som hendelsesfrekvens.

Dersom en hendelse inntreffer i driftsfasen er det forventet om lag 40 pst. sannsynlighet for *ingen* skade for sjøfugl (dvs. mindre enn én pst. bestandstap og dermed ikke-kvantifiserbare konsekvenser). Risikoen for *mindre* og *moderat* miljøskade (inntil tre års restitusjonstid) er én hendelse per 4000 år med drift. I lavt scenario blir risikonivået halvert. Det er omtrent like stor risiko for *mindre* og *moderat* miljøskade i henholdsvis utbyggings- og driftsfasen, og betydelig lavere risiko for *betydelig* og *alvorlig* miljøskade. Samlet sett forventes *alvorlig* miljøskade på sjøfugl én gang 680 000 år med utbygging, og henholdsvis én per 790 000 driftsår i høyt scenario og per 2 600 000 driftsår i lavt scenario.

Gitt at et utslipp skjer innebærer dette for sjøfugl at det i perioder av året er inntil 80 pst. sannsynlighet for at mellom en og fem pst. av bestanden i analysegrunnlaget dør som følge av oljeforurensning, og inntil 15 pst. sannsynlighet for at mellom fem og 10 pst. av bestanden dør. En kan da forvente at det vil ta inntil tre år før bestanden er restituert til tilnærmet opprinnelig nivå, som følge av reproduksjon og eventuelt migrasjon av individer fra andre områder.

I letefasen er utblåsningsfrekvensen lavere, men konsekvenspotensialet mer alvorlig for sjøfugl (og for iskanten, se kapittel 6.3.2). Dette kommer av at det i letefasen er tatt utgangspunkt i månedlige resultater og valgt måneden med høyest konsekvenspotensial for å belyse "worst case", mens det for utbygging og drift er gjort en midling over året. I tillegg ligger letelokasjonene både nærmere iskanten (B-L1) og nærmere kysten (B-L2). Gitt at det bores tre letebrønner per år kan det forventes én hendelse med alvorlig miljøskade for sjøfugl per 15 000 år med letevirksomhet. Sannsynligheten for moderat miljøskade er for øvrig størst også i denne fasen, beregnet til én hendelse per 6 000 år for sjøfugl.

Resultatene fra risikoanalysen for sjøfugl er vist i figur 6-7.



Figur 6-7: Årlig miljørisiko for sjøfugl i hver av fasene ved etablering av petroleumsvirksomhet i området Barentshavet sørøst. Kilde: DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

6.3.2 Miljørisiko for strandhabitat og ressurser ved iskant

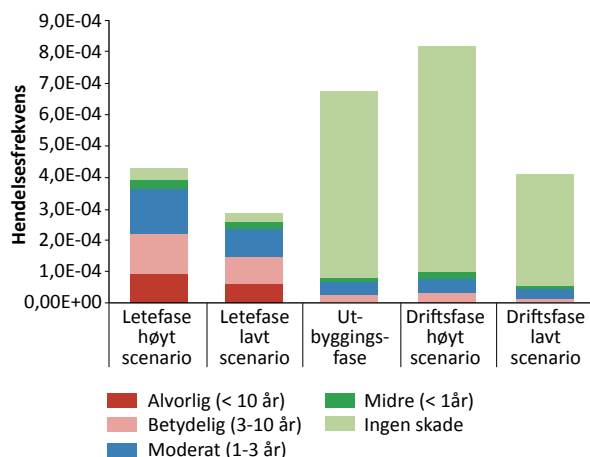
Modelleringene har vist at de nordlige letelokasjon B-L1 og produksjonslokasjon B-O1 har høyest konsekvensutslag for iskant/strandhabitat, og disse er derfor valgt å ta videre i miljørisikoberegningene.

Sannsynligheten for utblåsning og medfølgende miljøskade er som nevnt lavere i letefasen enn i utbygging og drift i høyt scenario med mye aktivitet, men konsekvensene kan ha større alvorlighetsgrad. Dette har sammenheng med at det er tatt utgangspunkt i perioden/måneden med størst konsekvens for letefasen. Det har også sammenheng med at det i driftsfasen er tatt utgangspunkt i oljefeltet B-O1 som ligger noe lengre sør, dvs. lengre unna iskanten i forhold til letelokaliteten.

I letefasen er det størst risiko for *moderat* og *betydelig* miljøskade ved en utblåsning fra B-L1, med én hendelse med enten moderat eller betydelig miljøskade per 7 000-8 000 år med leteaktivitet (3 brønner per år). Det er for punktet B-O1 størst sannsynlighet for *ingen* miljøskade i utbyggingsfasen og driftsfasen, dvs. at iskanten blir truffet av mindre enn 1 tonn olje per 10 × 10 km rute gitt at det skjer en oljeutblåsning.

Forventet hendelsesfrekvens med *alvorlig* miljøskade er beregnet til én gang per 11 000 år med letevirksomhet, én per 1,8 mill. år med utbygging, og henholdsvis én per 1,2 mill. driftsår (høyt scenario) og én per 2 mill. driftsår (lavt scenario).

Resultatene er fremstilt skjematisk i figur 6-8.



Figur 6-8: Årlig miljørisiko for berørt iskant i hver av fasene ved etablering av petroleumsvirksomhet i området Barentshavet sørøst. Kilde: DNV (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

6.3.3 Oppsummering miljørisiko

Utblåsningsfrekvensen forbundet med petroleumsvirksomhet i utredningsområdet er beregnet høyest for driftsfasen gitt utbygging av to oljefunn, henholdsvis ett med FPSO og ett med brønnhodeplattform, med to bunnrammer og totalt 20 produksjonsbrønner. Forventet utblåsningsfrekvens for dette aktivitetsnivået tilsvarer én hendelse per 1 200 år med drift.

Beregningene for utbygging og drift viser – gitt at det skjer en oljeutblåsning – forventet om lag 40 pst. sannsynlighet for *ingen* skade for sjøfugl (dvs. mindre enn 1 pst. bestandstap og dermed ikke-kvantifiserbare konsekvenser), og nærmere 90 pst. sannsynlighet for *ingen* skade for iskanten (dvs. strandingsmengder mindre enn 1 tonn per 10 × 10 km rute, og dermed ikke-kvantifiserbare konsekvenser). Det er svært lav sannsynlighet for *alvorlig* miljøskade (dvs. restitusjonstid over 10 år) i denne fasen. Det er beregnet én hendelse med moderat miljøskade for sjøfugl per 4 000 år med

drift og én hendelse med moderat miljøskade for iskanten per 20 000 år med drift. For sjøfugl innebærer dette at det, avhengig av perioden på året, er inntil 80 pst. sannsynlighet for at mellom en og fem pst. av en bestand dør som følge av oljeforurensning, og inntil 15 pst. sannsynlighet for at mellom fem og 10 pst. av bestanden dør. En kan da forvente at det vil ta inntil tre år før bestanden er restituert til tilnærmet opprinnelig nivå, som følge av reproduksjon og eventuelt migrasjon av individer fra andre områder. Mest utsatte arter er polarlomvi og lomvi.

I letefasen er utblåsningsfrekvensen lavere, men konsekvenspotensialet mer alvorlig, både for sjøfugl og for iskanten. Gitt at det bores tre letebrønner per år kan det forventes én hendelse med alvorlig miljøskade for sjøfugl per 15 000 år, og én hendelse med alvorlig miljøskade for iskanten per 11 000 år med letevirksomhet. Sannsynligheten for moderat miljøskade er for øvrig størst også i denne fasen, og beregnet til én hendelse per 6000 år for sjøfugl og én hendelse per 7500 år for iskanten.

Miljørisikoen vil variere mellom sesongene. Risikoreduserende tiltak kan tenkes implementert blant annet ved å styre aktiviteten bort fra perioder med høyest konsekvenspotensial. I tillegg vil oljevernberedskap iverksettes for å redusere konsekvensene gitt et uhellsutslipp av olje.

6.4 Konsekvenser for fiskerivirksomhet

Barentshavet er et viktig oppvekstområde for fisk, med torsk, sild og lodde som de viktigste økologiske og økonomiske artene. En kvantifisering og vurdering av mulige konsekvenser for fisk som følge av uhellsutslipp av olje, bygger på den eksponering fisken får av hydrokarboner i vannsøylen og effektene av dette. Det er analysert et stort antall oljedriftssimuleringer basert på historiske vær og vindforhold, kombinert med et stort antall modellerte utbredelsesmønstre for sild og torskelarver basert på observerte historiske gytemønstre og -mengder (Kruuse-Meyer m.fl., 2012). Eksponering fremkommer da som resultat av andel larver som "overlapper" totale

vannsøylekonsentrasjoner (både løste konsentrasjoner og oljedråper i vannet) over gitte effektgrenser. Det er også vurdert videre konsekvenser av utslipp for ulike påvirkninger (dødelighet, redusert overlevelse) på årsklasserekutteringen.

Det er først og fremst egg og larver som er de mest sårbare livsstadiene for fisk, mens ungfisk og voksne fisk unngår vannmasser med høye konsentrasjoner av hydrokarboner. Det er sjelden rapportert om store mengder døde fisk etter oljesøl, med unntak av følgene etter Amoco Cadiz-skipsulykken nær land og med store mengder emulgert olje. Her ble det funnet store mengder død, voksen fisk.

Olje inneholder en blanding av forbindelser som kan ha ulik effekt på organismer hver for seg og i kombinasjon. I tillegg kan noen av kjemikaliene (som dispergeringsmidler) og metodene som blir benyttet for å rydde opp oljeutslipp ha effekt på organismer. Det er vanskelig å ekstrapolere relativt enkle og kontrollerte laboratorieforsøk til effekter på populasjons- og økosystemnivå, og dette gjelder spesielt langtidseffekter.

Det er ikke kjent at oljeforurensning har langvarige konsekvenser for zooplanktonbestander (som er viktig føde for flere arter fisk). Dette skyldes trolig bestandenes korte levetid, høye reproduksjonsrate og for Barentshavet, tilførsel av nytt zooplankton via Atlanterhavstrømmen og den norske kyststrømmen fra uberørte områder, som raskt gjenoppretter bestanden. For plankton er det vurdert at en oljeutblåsning kan medføre lokal effekt nær utslippspunktet, men mindre eller ingen effekt på planktonsamfunnet i Barentshavet generelt.

Beregningene av mulige tapsandeler av fiskeegg og -larver viser null sannsynlighet for tapsandeler over 0,5 pst. for alle rate-/varighetskombinasjoner for alle lokasjonene. Konsekvenspotensialet for fisk ved et oljeutslipp vurderes dermed som lavt (Kruuse-Meyer m.fl., 2012).

Spredningsberegningene for et overflateutslipp i vinterhalvåret i sørlige deler av utredningsområdet viser at kystnære områder i Øst-Finnmark kan bli berørt, men sannsynligheten for at kysttområdene skal bli berørt er liten. I første kvartal vil dette omfatte trålfiske og fiske med konvensjonelle redskaper, og eventuelt loddefiske de-

som dette er tillatt. Viktige havområder for den konvensjonelle havfiskeflåten (autoline og garn) kan også bli berørt. Et eventuelt utslipp sommerstid (3. kvartal) kan berøre sesongfiskerier langs kysten (hyselinefisket og seinotfisket), mens utslippet i mindre grad vil berøre fiskerier til havs i denne perioden. Et oljeutslipp i de nordlige deler av utredningsområdet vinterstid ventes ikke å berøre kystfiskeriene, og det foregår heller ikke noe utstrakt havfiske i denne perioden. Utslipp i løpet av sommerhalvåret (3. kvartal) vil i hovedsak kunne berøre fiske med bunntål, men denne fiskeflåten vil kunne benytte alternative fangstområder. Dersom reketrålfisket igjen skulle tilta, vil områdets viktighet for dette fisket øke (Midtgard m.fl., 2012).

Ved et oljeutslipp vil fiskefeltene innenfor influensområdet forventningsvis bli underlagt adgangsrestriksjoner. Mest ugunstige hendelse antas å være i første kvartal. Tapt fangst er imidlertid ikke tapt for fisket, idet den ventelig vil kunne tas i andre områder senere. Det må forventes at en del av fangstkapasiteten vil forflytte seg til upåvirkete deler av kysten for å fiske på den samme ressursen, for eksempel å delta i fiskerier lengre vest. Fiskeindustrien på land kan også bli påvirket gjennom tapt råstofftilgang.

Et akuttutslipp av olje vil ha ubetydelig eller ingen effekt på fiskerivirksomhet bortsett fra muligheten for stor effekt på kystfiskerier hvis utblåsningen foregår i sørlige del av utredningsområdet. For fiskeribestander forventes lav effekt med minimale tap av bestanden.

Ubetydelig	Liten	Middels	Stor
Områder av liten viktighet for fiske berøres. Medfører ikke fangsttap, operasjonelle ulemper eller økte driftskostnader av noen betydning.	Berørte område benyttes av få fartøyer i aktuell tidsperiode. Kan medføre begrenset fangsttap / begrensede operasjonelle ulemper og begrenset økning i driftskostnader.	Berørt område er viktig for både lokale og tilreisende fiskefartøyer i aktuell tidsperiode. Planlagt aktivitet kan medføre noe fangsttap / operasjonelle ulemper og noe økte driftskostnader.	Berørt område er av stor viktighet for flere fartøygrupper i aktuell tidsperiode. Medføre vesentlig fangsttap/ operasjonelle ulemper og betydelig økte driftskostnader.

Fangsttap: Redusert driftsgrunnlag på grunn av redusert fangst, fiske i mindre attraktive områder/perioder, eller på arter med lavere verdi.

Tabell 6-8: Skalering av påvirkning fra petroleumsvirksomhet på fiskeri. Kilde: Norut (Midtgard m.fl., 2012).

Ubetydelig:		Liten:		Middels:		Stor:										
	1. kvartal				2. kvartal				3. kvartal				4. kvartal			
	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K	KH	NF	BT	K
Nordlige klynge	–	–	–	–	–	–		–	–	–		–	–	–		–
Sørlige klynge						–	–		–	–	–			–	–	

Tabell 6-9: Virkninger av oljeutslipp for havfiskefartøyer som fisker med konvensjonelle redskaper (KH), not (N), flytetrål (F), bunntørål (BT) og kystfiskefartøyer som fisker med konvensjonelle redskaper (K) i Barentshavet sørøst. Viktighet for fiske er angitt på en firedelt skala. Kilde: Norut (Midtgard m.fl., 2012).

6.5 Konsekvenser for reiselivsnæring og turisme

NORUT Tromsø har i samarbeid med Akvaplan-niva og Proactima (Midtgard m.fl., 2012) studert mulige virkninger for samfunn og næringsliv langs Finnmarkskysten av et eventuelt akutt oljeutslipp i utredningsområdet.

Det er sett på type effekter – og mulig omfang og varighet av slike effekter – basert på kunnskap og erfaringer fra andre områder som har opplevd et oljeutslipp, kunnskap om lokale/regionale samfunns- og næringsmessige forhold, og resultater fra oljedriftsmodelleringen (Rudberg m.fl., 2012).

Oljedriftsmodelleringene utgjør en viktig premiss for vurdering av omfang av negative virkninger. Disse viser at det er kun fra det mest kystnære utslippspunktet at olje kan nå kysten, og i små mengder – forventet fra et par tonn og opp i 100 tonn i verste tilfeller. Generelt vil oljen i større grad drifte nord- og østover til havs med vind

og havstrømmer. I oljedriftsmodelleringen er det heller ikke tatt hensyn til oljeverniltak, og med forventet 8-9 døgns drivtid til land vil det også være muligheter å samle opp olje og redusere skadepotensialet.

Et akutt oljeutslipp i havområdet vil kunne ha negative effekter på samfunn og næringsliv lokalt og regionalt. Men basert på de vurderte scenarioene er det lite grunnlag for store og/eller langvarige problemer for næringsliv eller lokalsamfunn. En viktig premiss for å dempe skadevirkninger er at myndigheter og ansvarlige operatørselskaper har effektive og troverdige strategier for å bidra til nødvendig tilpasning.

I området er turistbasert reiseliv i stor grad rettet mot Nordkapp, mens reiseliv totalt sett har størst omsetning i Sør-Varanger, primært knyttet til yrkesreiser. Total omsetning i reiselivsnæringen i analysert del av Finnmark er om lag 260 mill. kroner per år. En oljeutblåsning utenfor kysten av Finnmark vil ventelig føre til at reiselivsnæringen får færre utenlandske besøkende turister. For

overnattingsbedriftene forventes det imidlertid at dette i sesongen etter hendelsen vil oppveies økonomisk av økt belegg fra oppryddingsmannskap, fagdelegasjoner og de som ønsker å iaktta en slik hendelse. Gitt en håndtering av media som er adekvat og ikke minst en forsterket markedsføringsinnsats, er erfaringene fra andre utslippshendelser at turisttilstrømmingen innen forholdsvis kort tid kommer opp på nivå med forutgående års besøk. Erfaringsmessig er det funnet at svikt i omsetning fra en slik hendelse ligger i størrelsesorden 8-20 pst., og har en gradvis avtagende effekt over 2-4 år.

Alvorlighetsgraden av et akutt oljeutslipp varierer for ulike grupper i samfunnet. Et utslipp kan være alvorlig for enkeltpersoner, lokalsamfunn og enkeltbedrifter – uten at det nødvendigvis er et stort problem for næringssektorer, regioner eller befolkningen mer allment. Et akutt utslipp kan også skape angst og frustrasjoner hos de som rammes direkte, men erfaringene tilsier at dette for de fleste vil være forbigående gitt tre forutsetninger: egenbidrag, opprydding og erstatningsprosedyrer som fungerer.

En viktig faktor for å motvirke eskalering i skadeomfang ligger i håndteringen av hendelsen; korrekt og tilstrekkelig informasjonsdeling, nasjonal politisk deltakelse i krisen /tilkjennegivelse av forståelse, oppryddingsarbeid og påfølgende markedsinnsats for rammede produkter – i all hovedsak for fisk og reiseliv. De tre viktigste tilpasningsstrategiene oppsummeres som:

- Troverdig kommunikasjon
- Tilrettelegging for meningsfull deltakelse fra de berørte
- Kompensasjonsordninger for å opprettholde inntektsgrunnlaget under virksomhetsstans/periode med etterspørselssvikt, og gjeninntreden på markedet

6.6 Risikoreduserende tiltak

Risikostyring er grunnpilaren i regelverket for petroleumsvirksomhet til havs på norsk sokkel. Risikoen skal håndteres gjennom spesifikke risikoanalyser og gjennom operative styringssystem. I dette ligger at risikoreduserende tiltak skal vurderes og implementeres for primært å unngå en hendelse, samt for å hindre eskalering og begrense skadeomfang. I dette kapittelet gjennomgås tiltak for å redusere sannsynligheten for at en ulykke skal oppstå (unngå hendelser), og det gis referanse til noen sentrale arbeider og prosesser i så måte.

Gjennom prosjektet Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) måler Petroleumstilsynet (Ptil) årlig en rekke indikatorer for HMS-risiko, inklusive risiko for tap av brønnkontroll eller utblåsning. Dette arbeidet har pågått i flere år, men ble særlig aktualisert etter oljeutblåsningene i Australia (Montara) og i USA (Macondo). Det ble iverksatt en rekke studier av behovet for risikoreduserende tiltak etter disse hendelsene både av industrien selv og av myndigheter i Norge og andre land.

Arbeidet med reduksjon av HMS risiko generelt – og risiko for storulykke spesielt – er en kontinuerlig prosess som innebærer tekniske, operative og ledelsesforbedringer. Miljørisiko er ofte mest betydelig for store oljeutslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner. Primær fokus her rettes derfor mot slike hendelser og tiltak. Noen tiltak er allerede implementert mens andre er i utviklingsstadiet²⁴.

Ptil konkluderer i sin rapport at Macondo-ulykken demonstrerer behovet for bedre risikostyring og prosesser som fører til mer robuste løsninger for å gjøre virksomheten i stand til å tåle menneskelige og tekniske feil, driftsavvik, uforutsette situasjoner, pressede situasjoner, etc. Robuste løsninger bør også bidra til at farlige forhold identifiseres

24 Sentrale kilder for informasjon er Ptils rapport etter Macondo-ulykken (Petroleumstilsynet 2011), OLF sin rapport om læring fra Macondo-ulykken (OLF 2012-c) og anbefalingene fra OGP's evaluering av behov for endringer som følge av læring fra Macondo-ulykken (OGP 2011).

og håndteres effektivt og at det er tilstrekkelig tid til rådighet for å bringe en farlig situasjon under kontroll. Krav til robuste løsninger gjelder for teknologi, kapasitet, kompetanse, organisering og styring i alle faser. Dette er ekstra viktig ved operasjoner i utfordrende områder som dypvann og arktiske forhold. Det er derfor viktig at operatører i disse områdene kan vise til teknologi, operasjoner og organisasjon som er tilpasset regionale risikopåvirkende faktorer.

Prossesser og tiltak for robuste løsninger som pågår eller er implementert omfatter:

- Industrien har iverksatt oppdatering av Norsok-standardene for boring, Norsok D-001 (boreanlegg) og D-010 (brønnintegritet i bore- og brønnoperasjoner) for å reflektere læring etter Macondo-ulykken og ytterligere forbedre boreoperasjoner på norsk sokkel. Herunder ligger en rekke konkrete tiltak.
- Prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer er et etablert og viktig prinsipp innen boring på norsk sokkel, inkludert krav om overvåking av barrierene. Ptil konkluderer med at Macondo-ulykken bekrefter viktigheten av at boreoperatører og oljeselskapene videreutvikler ytelseskravene til de ulike barriereelementene. Dette gjelder ambisjonsnivået for ytelseskravene både i forbindelse med etablering, testing, vedlikehold og overvåking.
- En risikoreduserende faktor i forhold til uhellsutslipp er forbedret boreteknologi og overvåking av brønnbarrierene i sanntid. To av de viktige teknologiske forbedringene som anses å ha betydelig innvirkning på påliteligheten til kontrollsystemet er "måling under boring", et system som utfører nedihulls målinger og overfører informasjon til overflaten i sanntid i hvert trinn av boring og gir bedre gjenkjenning av potensielle brønnspark, og bruk av nye teknologier for vertikal seismisk profil (VSP) for å øke nøyaktigheten i måling av poretrykk under boring. VSP gir blant annet forbedret informasjon nedenfor borekronen om potensielle trykksoner og forkastninger.
- Vurdering av interne verifikasjonsprosesser og brønnstyringssystemer, som sammen med en bedre styring av operative endringer bør sikre at bore- og brønnansvarlige både på land og offshore holder risikonivået så lavt som praktisk mulig (ALARP²⁶) i brønnenes levetid. I dette ligger også forbedring innen opplæring og beredskapsøvelser.
- Etablering av effektive planer for tetting av brønn og stansing av en utblåsning skulle dette være nødvendig. Utstyr, ressurser, prosedyrer, planer, samarbeidsavtaler mv må være på plass i enhver aktivitet der en utblåsning er mulig. Det er dessuten viktig at ressursene er tilpasset de aktuelle forholdene som forventes i hvert tilfelle (reservoarforhold, regionale forhold mv.).
- Siste utvei for å få kontroll på en utblåsning er å bore avlastningsbrønner. Dette er tidkrevende og innebærer mobilisering av én til to borerigger. I områder som dekkes av is i vinterhalvåret vil mobiliseringstid for borerigger til å bore eventuelle avlastningsbrønner være kritisk for om det lar seg gjøre å bore avlastningsbrønn før det blir for mye is. Sjøbunns kapsling av brønnhodet og oppsamling av brønnstrømmen (*capping and containment*) vil være et interessant alternativ til avlastningsbrønn når andre tiltak mislykkes.

For nærmere detaljer om de ulike tiltak henvises til DNVs oppsummering (Kruise-Meyer m.fl., 2012) og kildene angitt over.

6.7 Beredskap mot akutt forurensing

En delutredning av DNV (Tvedt m.fl., 2012) belyser utfordringer og mulige løsninger for beredskap mot akutt forurensning i utredningsområdet. Omtalen i dette kapittelet bygger på denne delutredningen.

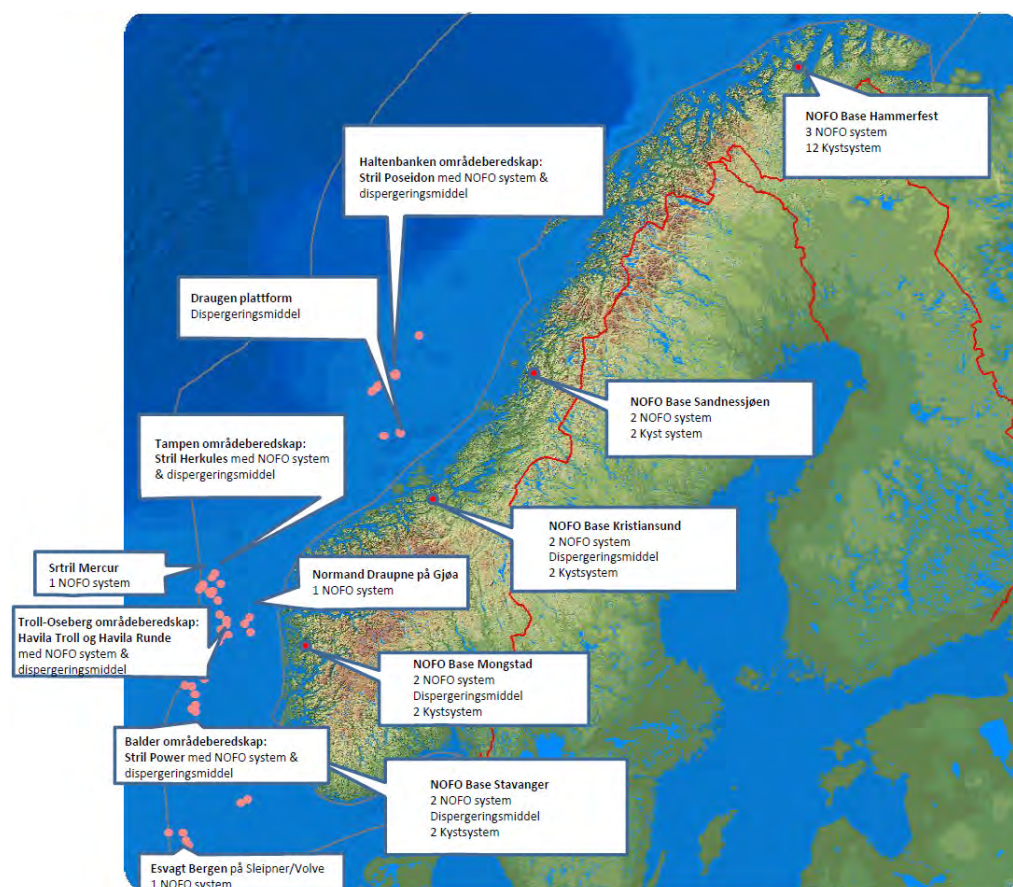
6.7.1 Strategier for bekjempelse av akuttutslipp av olje

Beredskapstiltak til havs

Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær utslippskilden ved hjelp av Norsk oljevernforening for operatørselskaper (NOFO) sin havgående systemer (fartøy, lenser og oljeopptaker). Dette omtales som barriere 1 og 2 (se nedenfor) i oljevernberedskapen. For felt i produksjon er den norske modellen at havgående beredskap skal dimensjoneres for å kunne håndtere

tilsvarende opptil 90 pst. av mengden i de forventede utblåsningsratene. For leteboring baseres dette på vektet rate, da det her er større usikkerhet knyttet til ratene. Beredskap i barrierene 1 og 2 dimensjoneres til å ha tilstrekkelig opptakskapasitet for å kunne håndtere emulsjonsmengden (olje som har tatt opp vann og danner vann-i-olje emulsjon) som kommer inn til barrieren.

Oljevernberedskap for norsk petroleumsvirksomhet til havs er organisert gjennom NOFO, men hver operatør er selv ansvarlig for å planlegge, dimensjonere og ivareta egen beredskap. NOFO har etablert standardløsninger for havgående beredskap, og har etablert operative løsninger dels plassert på dedikerte fartøyer og dels på depoter på land. Beredskapen bygger på samarbeid mellom selskapene, og regionale beredskapsplaner er etablert for områder med nærliggende aktivitet. En oversikt over NOFOs beredskapsressurser og lokalisering er gitt i figur 6-9.



Figur 6-9. Oversikt over NOFOs lokasjoner og utstyr.

Kilde: NOFO (fra Tvedt m.fl., 2012)

25 As Low as Reasonable Practicable –
prinsipp for kost-nyttebaserte risikovurderinger

I tillegg til bekjempelse på åpent hav, er strategien også å kunne bekjempe eventuell olje i kystområder som er påvirket av utslippet og bekjempelse av olje som har strandet på land (barriere 3 og 4).

De fire barrierene for oljevernberedskapen er:

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

Kystnær beredskap, alternativer til mekaniske oppsamlingsmetoder samt metoder for å bekjempe olje i is, er temaer som er relevante for utredningsområdet og som omtales nedenfor.

Kystnær beredskap

Med kystnært oljevern menes beredskapstiltak i barriere 3 og 4 for å hindre eller redusere skader og ulemper på miljøet i kyst- og strandsonen. Dette dimensjoneres ut fra mengde olje og emulsjon som når kyst- og strandsonen i beredskapsanalysene. Beredskap i kystsonen organiseres (som for havgående beredskap) gjennom NOFO, men med avtaler med de interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUA) samt KyV og Kystvakten.

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

og 40 personer i akutfase strand (Innsatsgruppe Strand Akutt (IGSA) i influensområdet fra Goliat). Dette er en type ressurser som vurderes som nødvendig for å igangsette og gjennomføre en oljevernaksjon av noe omfang i dette området.

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

Hovedutfordringer ved kystnære beredskapsoperasjoner i området vil være krevende farvann for kystoperasjoner, tøft klima i enkelte sesonger og krevende strandforhold for strandrensing. Forholdene vil være sammenlignbare med kysten lengre vest i åpent areal, for eksempel Goliat og Skrugard.

Tiltak mot olje i is og bruk av kjemisk dispergering

Goliat Kobbe olje, som er lagt til grunn for beredskapsanalysen, har et relativt stort tidsvindu for bruk av dispergeringsmiddel. Dersom olje med de samme egenskaper påtreffes i utredningsområdet, skulle oljens kjemiske dispergerbarhet ikke være noen begrensning for bruk av kjemisk dispergering som bekjempelse. Hvis dispergeringsmiddel brukes som eneste tiltak gjennom hele utslippsperioden på 15 døgn ville det være behov for opp mot 900 m³ dispergeringsmiddel. Både fly- og båt-påføring vil kunne være aktuelt, men flypåføring vil i dagens situasjon ikke kunne utføres i mørke.

Det anbefales å gjennomføre netto-miljøgevinst analyser (NEDRA) for relevante utslippsscenarioer i forkant av bore- og produksjonsaktiviteter i området dersom bruk av dispergeringsmiddel skal inngå i beredskapsstrategien. Storskala testing i felt har verifisert potensialet for bruk av dispergeringsmiddel også i isfylte farvann og har demonstrert at dispergeringsmiddel kan brukes i opp til 90 pst. isdekningsgrad. Men på grunn av lite energi må kunstig energi tilføres ved 60-70 pst. isdekningsgrad og oppover. Nyere produkter er under utvikling og kan på sikt forventes å forbedre effektiviteten av slike midler.

Brenning av olje

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

Videreutvikling av utstyr og nye løsninger

Vel så viktig som oljevern tiltak er tiltak og metoder som motvirker hendelser eller reduserer omfanget av et oljeutslipp. I tilfeller hvor en utblåsning ikke lykkes å stanse konvensjonelt, ved tung bor-evæske eller plugging, er nyutviklede metoder for innkapsling av brønner et alternativ. Dette er en forholdsvis ny løsning som ble utviklet i forbindelse med Macondo-ulykken og som siden er videreutviklet. Teknologien går ut på at det kobles en innretning over brønnhodet som kan stanse olje/gass –strømmen fra brønnen. Tiltaket er utviklet for brønnhoder på havbunnen, og kan være aktuelt i utredningsområdet. Tiltaket utføres under vann og er således relativt uavhengig av vær, sikt og isforhold. Ved å gjøre denne teknikken tilpasset og tilgjengelig vil potensialet for langvarige utblåsninger være vesentlig redusert.

Selv om effekten av denne teknologien kan være svært betydningsfull under ukontrollerte brønnhendelser må løsningen suppleres med annet oljeoppdykningsutstyr. En del hendelser vil ikke være dekket av systemet og det er viktig at selskapene videreutvikler løsninger som kan håndtere slike situasjoner.

Innenfor mer konvensjonelt mekanisk oljevern utstyr blir det også stadig utviklet nye konsepter og det forventes at nye løsninger vil kunne brukes mer effektivt enn dagens systemer. NOFOs satsning på utvikling av enfartøyssystemer som kan operere med høyere hastigheter og være mindre begrenset av bølgehøyde har bidratt til disse

prosessene. *Oil Shaver* er en nytt type lense- og opptakersystem som skal kunne operere i inntil 5 knops hastighet. Med brytende bølger vil systemet kunne operere i ca. tre knop. I likhet med *Oil Shaver* kan også systemet *MOS Sweeper*²⁶ brukes under betydelig høyere hastighet enn konvensjonelle løsninger og det krever også bare et fartøy under operasjon.

6.7.2 Utfordringer i utredningsområdet

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

Særlige utfordringer i området er knyttet til lave temperaturer og fare for nedising av oljevernressurser ved aksjoner vinterstid. Dette vil ikke være vesentlig annerledes enn for åpne områder i Barentshavet sør. I de nordlige deler av utredningsområdet kan det være is i enkelte måneder i enkelte år. Per i dag har Norge liten erfaring med oljeforurensning i is ettersom åpne områder ikke har is, og har derfor ikke spesifikt utstyr for å håndtere opptak av olje i is. Oljevernaksjoner i streng kulde vil kreve moderniseringer på dagens tilgjengelige oljevern utstyr for å fungere optimalt. Det er igangsatt industriprosjekter for å undersøke muligheter for effektive beredskapstiltak også i isfylte farvann, og kunnskapen på området er økende. Det finnes også relevant erfaring på området internasjonalt, spesielt fra Nord-Amerika.

26 Et lignende system til *Oil Shaver*, men hvor lensene etablerer et fiskebensmønster som former seg etter bølgene og gjør at olje som skulle havne over den første barrieren vil kunne fanges opp i den neste.

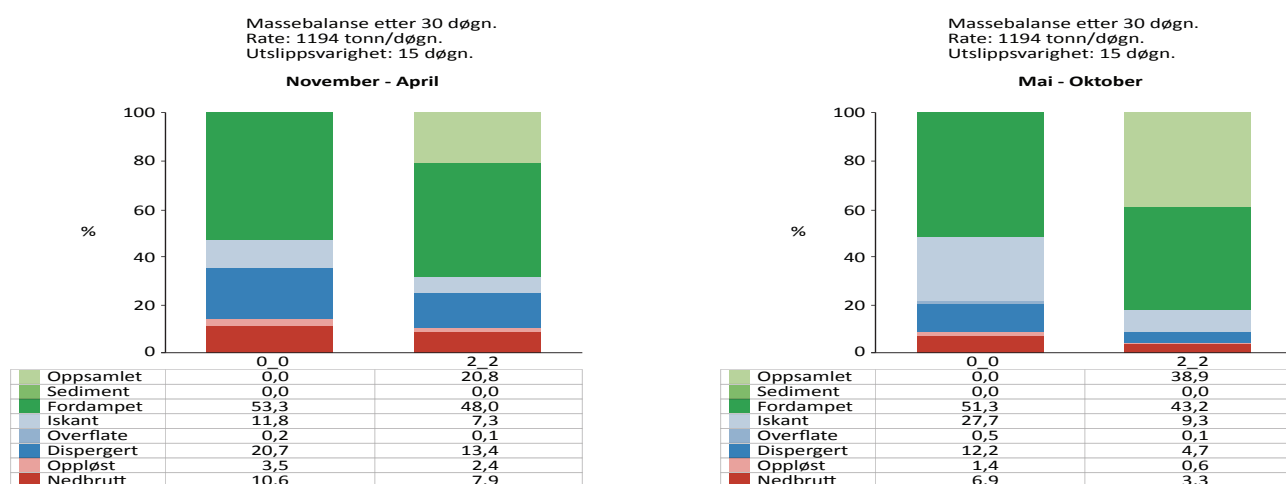
6.7.3 Effekt av oljevernberedskap - eksempelstudier

For å vurdere effekten av konvensjonelle oljevern tiltak er det modellert effekt av beredskapstiltak med 4 NOFO *Oil Recovery* (OR²⁷) systemer for to ulike lokasjoner (det nordligste punktet B-L1 og det sørligste punktet B-L2) i utredningsområdet. En utblåsning med rate på 1500 m³/d og med varighet på 15 døgn er lagt til grunn for modelleringene. Responstid på systemene er satt til 2 timer på første system (stand-by), mens det neste systemet hentes fra Goliat og de to siste systemene fra NOFOs base i Hammerfest, med responstider fra 19-54 timer avhengig av lokasjon. Dette ville typisk kunne tilsvare beredskapsapparatet som ville bli etablert ved en leteboring i åpnet areal rett vest for utredningsområdet.

For den nordligste lokasjonen vil olje kunne nå isfylte farvann /iskanten i år med sørlig isutbredelse. Korteste drivtid av olje til iskanten er beregnet til minimum om lag 1 døgn vinterstid og om lag 6 timer sommerstid. For den sørligste lokasjonen vil det kunne strande olje langs både norskekysten og på russisk side. Korteste drivtid til kysten er i størrelsesorden 6 døgn. Dette vil skape rom for å transportere inn de oljevernressurser og den

personellstøtte som det eventuelt skulle være behov for i en oppstart av en kystnær oljevernaksjon. Det må imidlertid samtidig planlegges for mulig koordinering av aksjoner over grensen til Russland, og det må planlegges med sikring av olje som er kommet på land hvor opprensning vil bli foretatt under mer gunstige forhold når det er mer effektivt å aksjonere i stranda.

Siden det i dag ikke er petroleumsvirksomhet i området er det naturlig nok begrenset med oljevernressurser innenfor utredningsområdet sammenlignet med andre deler av sokkelen med høy aktivitet. Beredskapsmodelleringene viser imidlertid god effekt av de fire standard NOFO-systemene som er lagt til grunn i analysen, med et opptak på omtrent 20 pst. olje av totalt utslippet olje om vinteren og inntil 40 pst. om sommeren (figur 6-10). Dette vil redusere både mengde olje inn til iskanten betydelig for lokasjon B-L1 og også gi en betydelig reduksjon i strandingsmengde for den kystnære lokasjonen (B-L2). Et alternativ med kort responstid (to timer) hvor det finnes to istedenfor ett standby NOFO system, vil kunne gi ytterligere reduksjon i strandingsmengde. Strandingsmengdene er imidlertid uansett begrenset og ligger godt innenfor det man for eksempel har dimensjonert med å håndtere i kyst- og strandsoneberedskapen på Goliat-feltet.

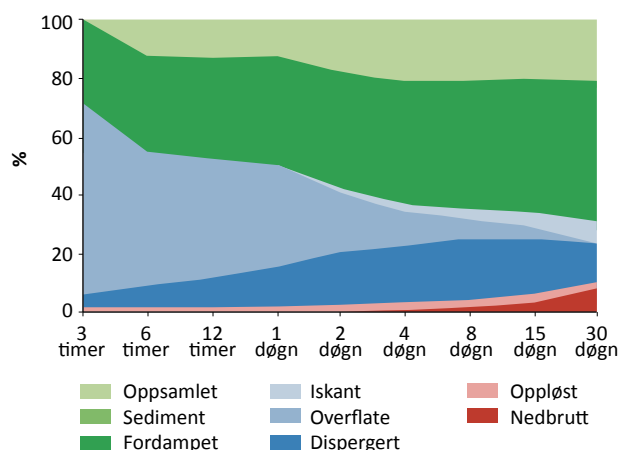


Figur 6-10: Modellert effekt av fire NOFO-systemer – massebalansen 30 døgn etter utslippets start (15 døgn etter utslippstopp) for to ulike for sommer- og vintersesong, med og uten oljevern tiltak. 100 % tilsvarende 15 x 1194 tonn = 17910 tonn utslippet olje. Utslippslokasjon er B-L1, nord i utredningsområdet.

Kilde: DNV (Tvedt m.fl., 2012).

²⁷ Et tradisjonelt NOFO-system består av 400 meter NO-1200-R lense, TransRec og HiWax skimmer, et oljeberedskapsfartøy (OR) og et slepefartøy.

I figur 6-11 er det videre presentert en massebalanse som angir utvikling over tid. Denne viser at en betydelig del av oljen fordamper, naturlig dispergeres, oppløses eller nedbrytes, mens vel 7 pst. når iskanten og gjenværende olje på havet er 0,1 pst. etter 30 døgn.



Figur 6-11. Massebalanse for oljeutblåsning fra B-L1 over tid, vintersesong, med 2 mekaniske systemer i barriere 1 og 2 systemer i barriere 2. Figuren viser hvordan massebalansen forandrer seg fra 3 timer etter utblåsningens start frem til og med 30 døgn etter utblåsningens start. Kilde: DNV (Tvedt m.fl., 2012).

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

For store deler av utredningsområdet (mellom de modellerte lokasjonene) kan det trolig ikke forventes at olje strander eller at olje i vesentlig grad vil kunne nå iskanten. Eventuelle oljevernutfordringer utover det man har lengre sør på sokkelen vil således i hovedsak være knyttet til kulde og tilfrysing av utstyr vinterstid, og disse utfordringene øker nordover. Lenser kan få betydelige islaste ved lave temperaturer og sjøsprøyt. Dette kan påvirke oppdrift og generell funksjon til linsen. En oljeopptaker (skimmer) som ligger i

sjøen og er under kontinuerlig operasjon kan fungere bra selv i lave lufttemperaturer. Skulle man få en stopp i opptaket vil den delen som ligger under vann fortsatt ikke fryse, men de delene som ligger over vannet og tilhørende opptaksslange vil være svært utsatt for frysing ved lave temperaturer. Foruten olje/emulsjon vil ofte slangen inneholde en del fritt sjøvann som kan fryse. Det er beskrevet en del tiltak for utstyr for mekanisk oppsamling i forhold til å bedre virkningsgraden ved lave temperaturer og hindre ising, men det vil fortsatt være utfordringer ved operasjon av denne type utstyr ved lave temperaturer og sterk vind. Operasjoner ved lave temperaturer vil også være arbeidsmiljømessig krevende.

Oppsummering

For åpne havområder og kystfarvann finnes beredskapsløsninger på sokkelen i dag som er direkte overførbare til utredningsområdet. Basis vil i tråd med den norske modellen være mekaniske tiltak med mulighet for bruk av kjemiske dispergeringsmidler i spesielle tilfeller. Foreslåtte løsninger for kystberedskap for Goliat vurderes som et godt utgangspunkt også for kystnære aksjoner i utredningsområdet. Modelleringene for fire standard NOFO-systemer som er utført viser god effekt, med et opptak på omtrent 20 pst. olje av totalt utsluppet olje om vinteren og inntil 40 pst. om sommeren. Dette vil redusere både mengde olje inn til henholdsvis strand eller iskanten betydelig for de analyserte lokaliteter. Muligheter for økt oljeverninnsats er mulig, men ikke nødvendig for å kunne ivareta de aktuelle strandingsmengder ut fra praksis fra virksomhet i åpne områder.

Siden det i de nordlige deler av utredningsområdet kan tenkes at olje drifter inn i is, vil dette for Norge kreve nye beredskapsløsninger. Løsninger finnes internasjonalt. I tillegg til å bygge på beste praksis internasjonalt, vil det være behov for videre utvikling og testing for å sørge for en best mulig beredskap også her.

Referanser

- Acona Wellpro / Akvaplan-niva 2010. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningssplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser for fiskeri av petroleums-virksomheten og akuttutslipp fra skipstrafikk eller petroleumsvirksomhet.
- AMAP, 2007. Arctic Oil and Gas 2007. Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), Oslo, Norway.
- Avinor, 2012. Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet I området Barentshavet-Lofoten. Tema: Konsekvenser for luftfart.
- Bach, S.S., Maersk Oil; H. Skov, Danish Hydraulic Institute; W. Piper, Biologisch-landschaftsökologische-Arbeitsgemeinschaft. SPE 126651 Acoustic Monitoring of Marine Mammals around Offshore Platforms in the North Sea and Impact Assessment of Noise from Drilling Activities.
- Bakke, T., J. Klungsøyr and S. Sanni (2012). Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten: Resultater fra ti års forskning. Oslo Norway, Norges forskningsråd: 40s. DNV, 2008. Forvaltningsplan Norskehavet - Miljøkonsekvenser akutt utslipp. Rapport nr./DNV ref nr: 2008-0484
- Berg Nilssen, I. (red.), Angell, E., Bergem, B.G., Bræin, L., Hervik, A., Nilsen, T., Karlstad, S., 2012. Erfaringsstudie om ringvirkninger fra petroleumsvirksomhet for næringsliv og samfunnet for øvrig. Norut Alta- rapport 2012:08. Rapport fra Norut Alta og Møreforskning Molde.
- Dahl-Hansen, I.E., Andrade, H., Aniceto, A.S., Larsen, L-H., Valeur, J.R., Stenberg, E.S. Konsekvensutredning Barentshavet sørøst; Andre miljøkonsekvenser av planlagt virksomhet. Akvaplan-niva rapport nr 5953-2. Rapport fra Akvaplan-niva og Rambøll. 71 s.
- Dalen, J., Dragsund, E., Næss, A. og Sand, O. 2007. Effekter av seismiske undersøkelser på fisk, fiskefangster og sjøpattedyr. Rapport til Samarbeidsgruppe Fiskerinæring og Oljeindustri. Report no.: 2006-1921, Rev.: 02. Det Norske Veritas AS, 06.02.07. Høvik. 29 s.
- Dalen, J., Hovem, J.M., Karlsen, H.E., Kvadsheim, P.H., Løkkeborg, S., Mjelde, R., Pedersen, A. og Skiftesvik, A.B. 2008. Kunnskapsstatus og forskningsbehov med hensyn til skremmeeffekter og skadevirkninger av seismiske lydbølger på fisk og sjøpattedyr. (Engelsk sammendrag og figurtekster). Rapport til Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet og Statens Forurensningstilsyn fra spesielt nedsatt forskergruppe. Bergen, 19. desember 2008. 69 s.
- Direktoratet for naturforvaltning, 2012. Temaside forsuring av havet.
- DNV, 2008-a. Forvaltningsplan Norskehavet - Miljøkonsekvenser akutt utslipp. Rapport nr./DNV ref nr: 2008-0484
- DNV 2008-b. Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging. DNV-rapport nr. 2008-1305.
- DNV, 2010. Petroleumsvirksomhet. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningssplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akutt utslipp for fisk. DNV-rapport nr. 2010-0527. Rapport fra DNV og SINTEF.

Eger, K.M., H. Grimstad, K.E. Solberg, J. Barlindhaug, T. Pedersen og R. Karlstrøm, 2012. Infrastruktur og logistikk relevant for petroleumsvirksomhet i det sørøstlige Barentshavet. Rapport fra Analyse & Strategi, Multiconsult, Det norske Veritas og Perpetuum AS. 75 s.

Engås, A., Løkkeborg, S., Ona, E., og Soldal, A.V. 1996. Effects of seismic shooting on local abundance og catch rates of cod (*Gadus morhua*) og haddock (*Melanogrammus aeglefinus*). Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences. 53(10): 2238-2249.

Fiskeridirektoratet/Oljedirektoratet 2008. Sluttrapport. Arbeidsgruppe mellom Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet angående problemstillinger knyttet til innsamling av seismikk, herunder elektromagnetiske undersøkelser. 1. april 2008.

Fosså, Jan Helge (red), Asgeir Aglen, Yngve Børsheim, Melissa Chierici, Elena Eriksen, Carsten Hvingel, Edda Johannesen, Lis Jørgensen, Tor Knutsen, Lars-Johan Naustvoll, Mette Skern-Mauritzen, Jan Sundet, Frode Vikebø, 2012. Kunnskap om marine naturressurser i Barentshavet sørøst. HI rapport 21-2012. ISSN 1893-4536.

Gassco, 2012. Muligheter og forutsetninger for industriell bruk av gass ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst.

Gjerstad, K.I., Sverre Solberg, Tove Svendby, Li Liu, Bente M. Wathne, Brit Lisa Skjelkvåle, Tore Høgåsen, Per Arild Aarrestad og Jan Ove Gjershaug, 2012. Åpning av havområdene vest for delelinjen i Barentshavet Sør for petroleumsvirksomhet. Konsekvenser av regulære utslipp til luft. NILU rapport OR33/2012. NILU, NIVA og NINA.

Green, N. W., Molvær, J., Kaste, Ø., Schrum, C., Yakushev, E., Sørensen, K., Allan, I., Høgåsen, T., Christiansen, A. B., Heldal, H. E., Klungsøyr, J., Boitsov, S., Børsheim, K. Y., Måge, A., Julshamn, K., Aas, W., Braathen, O. A., Breivik, K., Eckhardt, S., Rudjord, A. L., Iosjpe, M., og Brungot, A. L. (2010) Tilførselsprogrammet 2009. TA 2660. Overvåkning av tilførsler og miljøtilstand i Barentshavet og Lofotenområdet. Klima- og forurensningsdirektoratet

Hoell, E., C. Vivelid Nilssen, E. Wale, G. Nødland og B. Hoff, 2012. Beredskap og støttefunksjoner. Underlag for konsekvensutredning Barentshavet sørøst. Proactima rapport PO-1070696-RE-02.

Iden, K.A., Magnar Reistad, Ole J. Aarnes, Reidun Gangstø, Gunnar Noer og Nicholas E. Hughes, 2012. Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktforhold mv. - Barentshavet SØ. Rapport fra Meteorologisk institutt nr 11/2012.

Johannesen E, Høines ÅS, Dolgov AV, Fossheim M (2012). Demersal Fish Assemblages and Spatial Diversity Patterns in the Arctic-Atlantic Transition Zone in the Barents Sea. PLoS ONE 7(4):e34924. doi:10.1371/journal.pone.0034924.

Johannesen, O.M., Bengtson, L., Miles, M.W., Kuzmina, S.I., Semenov, V.A., Alekseev, G.V., Nagurny, A.P., Zakharov, V.F., Bobylev, L.P., Pettersson, L.H., Hasselmann, K. & Cattle, H.P. (2004): Arctic climate change: observed and modelled temperature and sea-ice variability. Tellus 56A: 328-341.

Klif, 2010a. Petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp. TA2637.

Kruuse-Meyer, R., M. Rusten, M. Braathen, C. Sætre, D. Medukhanova, L.M Pickard og O. Aspholm, 2012. Miljøriskanalyse for Barentshavet sørøst. DNV rapport 2012-1314.

Larsen, L-H. og M.I. Aaserød, 2012. Virkninger av petroleumsvirksomhet for fiskeri og havbruk ved normal drift – Barentshavet sørøst. Akvaplan-niva AS Rapport: 5958 – 03. Akvaplan-niva og Proactima.

Larsen, L-H., T. Bakke, J. Beyer, K.E.T. Busch, K.R. Iversen, M.L. Madsen, B.F. Nashoug, L. J. Olsen, T. Tjomsland, 2012. Konsekvensutredning (KU) som en del av prosessen med åpning av det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet Sør. Sak 12/760. Akvaplan-niva AS Rapport: 5935 – 1. Akvaplan-niva, NIVA og SALT.

Lilleng, D. 2012. Beskrivelse av fiskeriaktiviteten rundt i Barentshavet sørøst. Rapport fra Fiskeridirektoratet.

Løkkeborg, S., Ona, E., Vold, A., Pena, H., Salthaug, A., Totland B., Øvredal, J. T. , Dalen J. & Handegard, N. O. 2010: Effekter av seismiske undersøkelser på fiskefordeling og fangstrater for garn og line i Vesteralen sommeren 2009. Fisken og Havet nr. 2 - 2010. Havforskningsinstituttet, Bergen. 74 s.

Midtgard, M.R., A. Buanes, L-H. Larsen og M.I. Aaserød. Konsekvenser av akutte utslipp for lokalsamfunn og lokalt næringsliv - Barentshavet sørøst. Norut Tromsø, Akvaplan-niva og Proactima.

Mjelde, A., K. Aalbu og J.A. Røyset, 2012. Sannsynlighetsanalyse for skipstrafikk i Barentshavet sørøst. DNV rapport 2012-1174. Kystverket og DNV.

NVE, 2012. Rapport: Oppdrag om vurdering av kraftforsyning i Øst-Finnmark. Sak 201204812-5.

OED, 2011. Forslag til program for konsekvensutredning etter petroleumsløven for det tidligere omstridte området vest for avgrensningslinjen i Barentshavet sør. Høringsdokument, november 2011.

OLF 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) – revisjon 2007. OLF rapport, 2007.

OLF, 2011. Miljørapport for 2010.

OLF, 2012-a. Miljørapport for 2011.

OLF, 2012-b. (<http://reports.olf.no/statistikk/>) Tabell 31 Kildesortert avfall og tabell 32 Farlig avfall.

Oljedirektoratet, 2012-a. Scenarier for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst.

Oljedirektoratet, 2012-b. Inntekter fra petroleumsvirksomhet på nasjonalt nivå.

Oljedirektoratet, 2012-c. Tekniske forutsetninger for petroleumsvirksomhet - Barentshavet sørøst.

Pöyry, 2012. Virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Pöyry-rapport nr. R-2012-031.

Proactima 2010 (for Petroleumstilsynet)-a: Forslag til scenarier for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

Proactima 2010 (for Petroleumstilsynet)-b: Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

Rudberg, A., L.M. Pickard, D. Medukhanova og O.W. Brude, 2012. Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning i Nordområdene – Barentshavet sørøst. DNV rapport 2012-1245.

Scandpower, 2012. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2011.

SSB, 2010. Demand and supply of labor by education towards 2030. Rapport 39/2010.

SSB, 2012. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av petroleumsaktivitet i Barentshavet sørøst. Systad, G. & Strøm, H. 2012. Kunnskapsstatus Barentshavet sør - Sjøfugl i våre nordlige havområder. NINA Rapport 877. 26 s.

Tvedt, H.B., D. Millet, T.S. Grimsrud, J.R. Andersen, H.P. Dahlset og I. Singsaas, 2012. Oljevern beredskapsanalyse for lokasjoner I det sørøstlige Barentshavet. DNV rapport 2012-1267.

Velvin, R., Beyer, J., Walday, M., Evenset, A., Vögele, B., 2009. StatoilHydros miljøovervåkingsprogram for Snøhvit. Marin overvåkingsundersøkelse av kystmiljø i forbindelse med drift på LNG anlegg på Melkøya 2008. Akva-plan-niva rapport 4019-1. 164 sider.

Vinje, T. (2001): Fram Strait ice fluxes and atmospheric circulation: 1950 2000, Journal of Climate 14: 3508 3517.

Vold, A., Løkkeborg, S., Tenningen, M. og Saltskår, J. 2009: Analyse av innsamlede fangstdata for å studere effekter av seismiske undersøkelser på fiskeriene i Lofoten og Vesterålen sommeren 2008. Fisken og Havet, nr. 5-2009. 47 s

von Quillfeldt, C.H. (red.) 2010. Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningssplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Fisken og havet, Særnummer 1a 2010.

Vongraven, D., 2012. Status for forekomst av isbjørn i Barentshavet sørøst. Notat fra Norsk polarinstitutt.

Ådlandsvik, B., 2009. Vannmasser og polarfront i Barentshavet. <http://acia.npolar.no/litteratur/vannmasser-og-polarfront-i-barentshavet>

Utgitt av:
Olje- og Energidepartementet

Departementenes servicesenter
Internett: www.publikasjonsbestilling@dep.no
Telefon: 22 24 20 00

Layout: Klas Jønsson
10/2012

