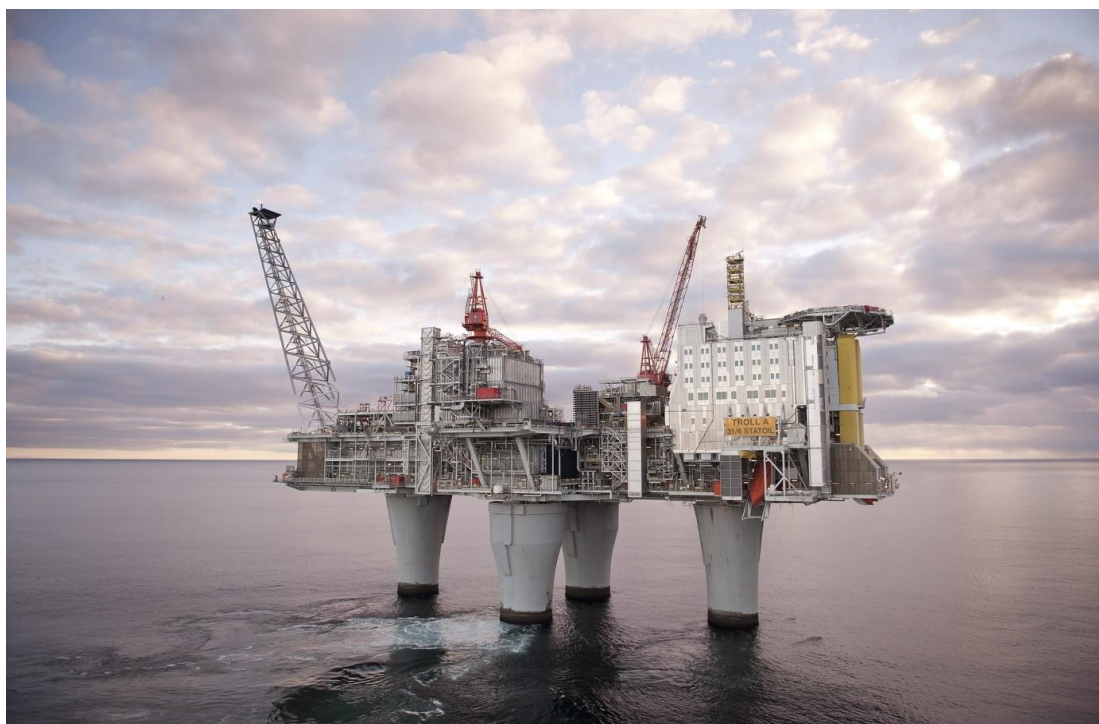


Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak

Sektorutredning for petroleumsvirksomhet



Rapport fra faggruppen for Nordsjøen og Skagerrak

TA- 2828/2011

FORORD

Regjeringen tar sikte på å legge fram en melding til Stortinget om forvaltning av Nordsjøen og Skagerrak (forvaltningsplan) i 2013. Som en del av det faglige grunnlaget for en slik forvaltningsplan er det utarbeidet seks utredninger som omhandler menneskelig påvirkning og miljøkonsekvenser. Utredningene omhandler petroleumssektoren, fornybar energiproduksjon til havs, fiskeri og havbruk, skipstrafikk, land- og kystbasert aktivitet, samt klimaendring, havforsuring og langtransportert forurensning.

Utredningene er utarbeidet på grunnlag av utredningsprogrammer, samt innspill og kommentarer som kom inn i løpet av en tre måneders høringsrunde. Endelige utredningsprogrammer ble lagt fram 4. februar 2011.

Det presiseres at ”Sektorutredning petroleum” verken er en prosess for å starte åpning av nye områder, lukking av allerede åpnete områder, eller for å erstatte feltspesifikke konsekvensutredninger av virksomheten etter petroleumsloven. Utredningsarbeidet representerer således ingen tradisjonell og lovpålagt konsekvensutredning etter petroleumsloven.

Arbeidet med sektorutredningen er utført av en arbeidsgruppe ledet av Oljedirektoratet med deltakere fra andre fagmyndigheter. En rekke tematiske delutredninger er utarbeidet av ulike institusjoner/konsulenter og ligger til grunn for de faglige vurderingene i rapporten.

Bente Jarandsen
Leder av arbeidsgruppen

Stavanger 25. august 2011

INNHOOLD

1	SAMMENDRAG.....	1
	SUMMARY	5
2	INNLEDNING.....	9
2.1	Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak	9
2.2	Geografisk avgrensning	10
2.3	Utredning av konsekvenser – sektor petroleum.....	10
3	VIRKSOMHETSBEKRIVELSE	12
3.1	Petroleumssektoren	13
3.2	Ressurser	15
3.3	Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)	17
3.3.1	Særskilte vilkår i utvinningstillatelsen	19
3.4	Status for petroleumssektoren (bakgrunn og utviklingstrekk).....	19
3.5	Skagerrak	20
3.6	Rammebetingelser.....	21
3.7	Sektorens aktiviteter.....	26
4	PETROLEUMSVIRKSOMHET	30
4.1	Petroleumsvirksomhet på norsk sokkel 2010.....	32
4.2	Petroleumsvirksomhet utenfor norsk sokkel.....	36
4.3	Petroleumsvirksomhet på norsk sokkel 2030.....	36
4.4	Utslippsprognoser	39
4.5	Nedstengning og disponering av innretninger	44
4.6	CO ₂ - lagring	44
5	MILJØKONSEKVENSER AV REGULÆRE UTSLIPP TIL SJØ 2010 OG 2030.....	45
5.1	Driftsutslipp til luft.....	45
5.1.1	Bøyelasting	46
5.2	Driftsutslipp til sjø	48
5.2.1	Produsert vann.....	49
5.2.2	Kjemikalier.....	52
5.2.3	Olje og naturlig forekommende stoff	52
5.2.4	Naturlig forekommende radioaktive komponenter (NORM).....	53
5.2.5	Organiske syrer	56
5.2.6	Borekaks.....	56
5.2.7	Injeksjon av produsert vann til deponering	57
5.2.8	Utslipp fra injeksjonsbrønner	58
5.3	Utslipp fra letevirkosomhet.....	59
5.4	Miljøovervåking.....	61
5.5	Avfall	65
5.5.1	Farlig avfall	65
5.5.2	Kildesortert avfall.....	65
5.5.3	Lavradioaktivt avfall	65
6	AKUTTE UTSLIPP AV OLJE TIL SJØ FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	66
6.1	Risiko for ulykker som kan føre til akutte utslipp av olje.....	66
6.1.1	Akutte råoljeutslipp og kjemikalier – status og trender	68
6.1.2	Tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte oljeutslipp – status og trender.....	69
6.1.3	Sikkerhetsfaglige vurderinger	70
6.2	Miljøkonsekvenser av akutt utslipp av olje.....	70
6.2.1	Oljedrift og spredning	74
6.3	Miljørisiko.....	97
6.3.1	Sjøfugl	98

6.3.2	Sjøpattedyr	99
6.3.3	Strand	100
6.3.4	Oppsummering	101
6.3.5	Konklusjoner med hensyn til miljøkonsekvenser og miljørisiko	101
6.3.6	Miljørisiko for utvalgte letebrønner	102
6.4	Effekt av beredskap og dispergeringsmidler	105
6.5	Samfunnmessige konsekvenser av akutt oljeutslipp	106
6.5.1	Strandsaneringskostnader	107
6.5.2	Konsekvenser for oppdrettsvirksomhet	107
6.5.3	Reiseliv	109
6.5.4	Rekreasjon	110
6.5.5	Mulige effekter på andre kystområder	111
6.6	Konsekvenser for mattrygghet	112
7	OLJEVERN	114
8	FYSISK TAP OG ANDRE FYSISKE PÅVIRKNINGSFAKTORER FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	117
8.1	Arealbeslag for strukturer på havbunnen	117
8.2	Arealbeslag for innretninger	118
8.3	Arealbeslag for kontaminerte kakshauger på havbunnen	118
8.4	Seismisk innsamling	119
8.5	Støy	120
8.6	Konsekvenser for fiskeri	121
8.7	Konsekvenser for skipstrafikk	124
8.8	Konsekvenser for havenergi	126
8.9	Marin arkeologi	127
9	AVVIKLING AV INNRETNINGER	128
10	OPPSUMMERING AV MILJØKONSEKVENSER	133
11	SAMEKSISTENS MELLOM FISKERI OG PETROLEUMSVIRKSOMHETEN	138
11.1	Tiltak for å ivareta sameksistens	139
11.2	Regelverkstiltak rettet mot sameksistens	139
11.3	Vurdering av minsteavstand mellom seismisk datainnsamling og fiskeriaktivitet	140
11.4	Forskning på fiskens reaksjonsmønster som følge av seismiske lydbølger	140
12	CO ₂ LAGRING	142
12.1.1	2030 - Medium scenario	143
12.1.2	2030 - Høyt scenario	144
13	RINGVIRKNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHET I NORDSJØEN	145
13.1	Sysselsettingseffekt hos operatørene	146
13.2	Sysselsettingseffekt hos oljeleverandører og øvrige næringer	146
13.3	Sysselsettingseffekt av økt konsum.	147
13.4	Total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen	147
13.5	Beregninger av effekt på offentlig inntekter som følge av drift og investeringer i petroleumsnæringen	148
14	KUNNSKAPSSTATUS – OG BEHOV	149
	FORKORTELSER	151
	REFERANSER	152

1 SAMMENDRAG

Denne rapporten er en utredning av konsekvenser for petroleumssektoren som skal brukes i den helhetlige forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak. Rapporten bygger i hovedsak på felles dokumenter som er utarbeidet i prosessen med forvaltningsplanen. I tillegg er det til denne sektorutredningen utarbeidet egne delutredninger for oljedrift, konsekvenser av akutte oljeutslipp, ringvirkninger og oppsummering av miljøundersøkelser.

Generelt

Nordsjøen regnes i dag, etter nærmere 50 års virksomhet, som et modent område i petroleumssammenheng. Kjennetegn på modne områder er kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder regnes sannsynligheten for å gjøre nye funn som stor. Rapporten tar utgangspunkt i et representativt bilde av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i 2010 og 2030. Bildene er basert på Oljedirektoratets ressursregnskap som viser produksjon per år over tid. Den geografiske plasseringen av mulige framtidige utbygginger er basert på Oljedirektoratets kunnskap om geologien i Nordsjøen. Konsekvenser av petroleumrelaterte aktiviteter innenfor områdene fra 56° til 62° er omtalt i rapporten.

I Nordsjøen har Oljedirektoratet definert 25 letemodeller og av disse er 18 bekreftet med funn. Funnssannsynligheten vil variere avhengig av tilgjengelig datamengde, det vil si seismiske data og brønner. I områder med lite data og ingen funn i nærheten, er funnssannsynligheten lav, hovedsakelig 10 prosent eller lavere. Dersom det er gjort petroleumfunn i en letemodell, øker sannsynligheten for å gjøre flere funn.

Rapporten gir en oversikt over lover og regelverk som petroleumsvirksomheten må forholde seg til i de ulike fasene av virksomheten, det vil si fra seismisk kartlegging til avslutning. I 2010 ble 155 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) solgt og levert fra Nordsjøen. Tilveksten av bruttoreserver var 159 millioner Sm³ o.e.. Dette skyldes i hovedsak at det ble godkjent plan for utbygging og drift (PUD) for flere felt. Det er nylig gjort store funn av olje og gass i Nordsjøen.

Utslipp og miljørisiko

Petroleumsvirksomheten bidrar med utslipp til luft, hovedsakelig fra forbrenningsprosesser for kraft- og varmegenerering. Fakling forsøkes holdt på et minimum og er betydelig redusert i forhold til tidligere år. Metoder for brønntesting av letebrønner er forbedret, og utslippene per brønn er redusert. I 2010 kom rundt 70 prosent av CO₂- og NO_x-utslippene på norsk sokkel fra Nordsjøen.

Målet om nullutslipp regnes som oppfylt når det gjelder miljøfarlige kjemikalier. Arbeidet med utfasing av kjemikalier er kommet langt. Det vil imidlertid være enkelte sikkerhetsmessige og tekniske utfordringer som fører til utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø, også i årene som kommer. Men dette vil ikke endre konklusjonen med hensyn til måloppnåelse.

Å unngå eller redusere vannproduksjonen er den miljømessige beste løsningen for å minimere utslipp av olje og kjemikalier i produsert vann. For gamle felt er dette kostnadskrevende og teknisk vanskelig sammenlignet med nye felt. Ytterligere injeksjon av produsert vann for deponering vil føre til økning i utslipp av klimagasser til luft. Reduksjonene i utslipp av olje og naturlig forekommende stoffer i produsert vann har vært mindre enn forventet i forbindelse med nullutslippsarbeidet. OSPARs mål om å redusere oljeutslipp med 15 prosent er nådd. For

PAH (polyaromatiske hydrokarboner) har det ikke vært noen endring av betydning i forhold til rapporterte tall i 2003. Utslipet av alkylfenoler har vært relativt stabilt siden 2003. Utslippene av tungmetaller fra petroleumsvirksomheten har vært stabile de siste ti årene, med unntak av kobber og nikkel som har gått ned.

I perioden 2001 – 2010 har det vært en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp til sjø for hele sokkelen. Reduksjonen er tydelig både uttrykt som antall hendelser per år og som normalisert per innretningsår¹. Trenden er ikke like god for akutte utslipp av kjemikalier.

Resultater fra overvåking av eventuelle biologiske effekter av produsert vann har vist at effektene i hovedsak er lokale, men i enkelte tilfeller har det vært akkumulering av PAH og/eller påvirkning av organismer ut til 5 000 og 10 000 meter fra utslippstedet. Det er gjennomført langtidsstudier med eksponering av torsk for alkylfenoler i før og for miljøfarlige stoffer som fins i produsert vann. Eventuell påvirkning på fiskebestanden er fortsatt usikker. Radioaktivitet i forbindelse med utslipp fra petroleumaktivitetene har trolig liten eller ingen økologisk betydning.

I overvåkingsundersøkelser i Nordsjøen er det gjennomført målinger av oljerelaterte komponenter i fiskevev og måling av andre effektparametre som kan nyttes til petroleumsvirksomheten. Det er ikke funnet overkonsentrasjoner av NPD/PAH og alkylfenoler, og heller ikke tegn til østrogeneffekter på torsk (ikke undersøkt for sei og hyse). Det er imidlertid funnet forhøyde konsentrasjoner av metabolitter for PAH-er i galle og DNA-påvirkning hos hyse fra områder med høy petroleumaktivitet. Det er vanskelig å identifisere kildene direkte ut fra effektmønsteret i fisken, men både PAH-metabolitter i galle og stoffer som kan påvirke DNA fins i produsert vann og i tidligere utslipp av oljeholdig borekaks.

Utslipp av oljeforurensset borekaks ble forbudt i 1991. Resultatet av dette er at forurensningen har avtatt betydelig. Oljeforurensset havbunn rundt feltene i Nordsjøen strekker seg i gjennomsnitt mindre enn 1 km² fra feltet. Samlet kontaminert sedimentareal rundt innretningene i norsk del av Nordsjøen utgjør i dag ca 90 km², et lite fotavtrykk i forhold til det totale sokkelarealet.

Miljøriskoanalyser

Det er gjennomført konsekvensberegninger for utvalgte ressurser av sjøfugl og marine pattedyr og strandhabitat, og konsekvensvurderinger for fisk og særlig verdifulle områder (SVO) som følge av akuttutslipp av olje fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.

I oljedriftssimuleringene er representative rater basert på antall produserende oljebrønner og aktivitetsnivå for hvert felt for henholdsvis overflate og sjøbunn modellert. Dette gjør at utfallsrommet for miljørisiko er betraktelig styrket.

Beregningene og vurderingene er gjort opp mot aktivitetsnivå i 2010 og 2030. Sannsynlighet for de definerte utblåsningshendelsene er trukket inn til videre miljørisikoberegninger ved å bruke generiske utblåsnings sannsynligheter. Mange ulike faktorer avgjør konsekvensene av et uhellutslipp. Omfanget avhenger blant annet av lokalisering av utslippspunkt (nærhet til land/gyteområder eller annet, havoverflate eller sjøbunn og havdyp), tidspunkt for hendelse

¹ For alle oljeutslipp er innretningsår begrenset til oljeproduserende innretninger og boreinnretninger.

(både i forhold til værforhold og særlig sårbare perioder, for eksempel hekkeperiode), utslippsstørrelse, varighet og egenskaper ved oljetypen som slippes ut.

Feltene i Troll-Osebergområdet er de feltene i Nordsjøen som ligger nærmest land, og det er derfor utslipp i dette området som medfører størst sannsynlighet for stranding av olje (landpåslag) og konsekvenser for strandhabitater og sjøfugl i kystnære områder. Ved utslipp her kan stranding av olje forekomme langs store deler av vestlandskysten og nordover til Sør-Trøndelag på grunn av strømforholdene i området som trekker olje i både nordlig og sørlig retning. Området er viktig for flere arter av sjøfugl (hekkolonier). Konsekvensberegningene viser at de artene i åpent hav som er mest utsatt for bestandskade ved akutte utslipp i området er kystnær *toppskarv* og *alkekonge*, og at vintersesongen er mest kritisk i forhold til bestandstap. Skadeomfanget begrenser seg hovedsakelig til *mindre* og *moderat* miljøskade (inntil tre års restitusjonstid), og med liten sannsynlighet for *betydelig* miljøskade (tre til ti års restitusjonstid)).

Modellering av olje i vannsøylen viser at konsentrasjonene av olje etter utblåsning i dette området blir begrenset på grunn av stor spredning og fortykning av olje i vannsøylen. Det er derfor mindre sannsynlig med effekter på fisk og andre organismer som lever i vann enn organismer på/i overflaten.

I Troll-Osebergområdet er den laveste utblåsningsraten mest sannsynlig (91,2 prosent), og det vil ta kortere tid å bore en avgrensingsbrønn her enn i resten av det analyserte området. Hvor et eventuelt utslipp måtte skje, har altså større betydning for mulige konsekvenser enn (mindre) variasjoner i rater og varigheter.

En utblåsning fra Ekofiskområdet har lite potensial for landpåslag på grunn av lang avstand til land og vil hovedsakelig berøre både sjøfugl i åpent hav og fisk/vannlevende organismer i et begrenset område. Perioden for et eventuelt uhellsutslipp vil være av stor betydning for mulige konsekvenser. Siden området er gyteområde for flere fiskearter, vil omfanget av konsekvensen avhenge av perioden et eventuelt uhellsutslipp inntreffer. Relativt grunt hav og sandbanker i området gjør at oljen også har et potensial for å sedimentere og påvirke bunnfauna og tobis.

Olje på havoverflaten etter en eventuell utblåsning fra Sleipner og Heimdal vil ha stor spredning i østlig retning, og kan potensielt også medføre landpåslag langs kysten av Danmark. En eventuell utblåsning fra Sleipner medfører høyest sannsynlighet for konsekvenser for marine pattedyr som følge av mulig landpåslag langs Rogalandskysten. Her kan blant annet kasteområdene på øygruppen Kjør og viktige områder for haverts og steinkobbe langs Jærkysten være utsatt.

Mulig skadeomfang vil være lavere 2030 enn i dag fordi endrede trykkforhold i reservoarene gjør store utblåsningsrater og lang varighet mindre sannsynlig.

Beregnet miljørisiko for de ulike feltområdene er høyest for Troll-Osebergområdet når de mulige konsekvenser kombineres med en relativt høy utblåsningssannsynlighet. Sjøfugl kystnært (*toppskarv*) er dimensjonerende for risikonivået, som ligger på om lag 0,85 prosent per år (akkumulert risiko for miljøskade med > ett års restitusjonstid), det vil si 8,5 hendelser per 1000 år. Beregningene viser for øvrig at det i all hovedsak dreier seg om miljøskade med inntil tre års restitusjonstid.

Samfunnsmessige konsekvenser

Det er gjennomført en studie for å angi forventede direkte kostnader for samfunnet ved akutte utslipp av olje, basert på spredningsmodelleringene. Kostnadene omfatter oljerydding og rensing og økonomiske konsekvenser for havbruk og reiseliv. Studien belyser også mulige konsekvenser for rekreasjonstjenester.

Offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen beregnet til om lag 340 milliarder i 2010, rundt 300 milliarder i 2020 og nær 250 milliarder i 2030. Det understrekes at det er sterk usikkerhet knyttet til mulige framtidige offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten. Endringer i oljeprisen kan bidra til å dempe fallet eller gjøre det enda brattere.

SUMMARY

This report is an analysis of consequences for the petroleum sector that will be used in the comprehensive management plan for the North Sea and Skagerrak. The report is mainly based on joint documents that have been prepared during the management plan process. In addition, separate assessments for this sector analysis have been made for oil drift, consequences of acute oil spills, ripple effects and a summary of environmental surveys.

In general

After nearly 50 years of activity the North Sea is currently considered a mature area in a petroleum context. The characteristics of mature areas are familiar geology, fewer technical challenges and well-developed or planned infrastructure. In such areas the likelihood of making new discoveries is considered great. The report takes a basis in a representative image of the petroleum activities in the North Sea in 2010 and 2030. The images are based on the Norwegian Petroleum Directorate's resource accounts which show production per year over time. The geographical location of possible future developments is based on the Norwegian Petroleum Directorate's knowledge regarding the geology in the North Sea. Consequences of petroleum-related activities within the areas from 56° to 62° latitude are discussed in the report.

The Norwegian Petroleum Directorate has defined 25 plays in the North Sea, and 18 of these have been confirmed with discoveries. The likelihood of making discoveries will vary depending on the available data, i.e. seismic data and wells. In areas with little data and no nearby discoveries, the likelihood of making discoveries is low, generally ten per cent or lower. If petroleum discoveries are made in a play, the likelihood of making more discoveries increases.

The report provides an overview of statutes and regulations which the petroleum sector must relate to in the various phases of the activity, i.e. from seismic mapping to cessation. In 2010, 155 million Sm³ oil equivalents (o.e.) were sold and delivered from the North Sea. The increase in gross reserves was 159 million Sm³ o.e. This is mainly due to the approval of plans for development and operation (PDOs) for several fields. Recently, large discoveries of oil and gas have been made in the North Sea.

Discharges/emissions and environmental risk

The petroleum activities contribute emissions to air, mainly from combustion processes for power and heat generation. Attempts are made to minimise flaring, which has been considerably reduced compared with previous years. Well testing methods for exploration wells have improved, and the discharges per well have declined. In 2010, about 70 per cent of the CO₂ and NO_x emissions on the Norwegian shelf came from the North Sea.

The goal of zero discharges is considered met as regards environmentally hazardous chemicals. Great progress has been made in the work with to phase out chemicals. However, there will still be certain safety and technical challenges that will lead to discharge of environmentally hazardous substances to sea, also in the years to come. However, this will not change the conclusion as regards goal achievement.

Avoiding or reducing water production is the best environmental solution to minimise discharges of oil and chemicals in produced water. This is costly for old fields and technically challenging compared with new fields. Further injection of produced water for disposal will

lead to an increase in emissions of greenhouse gases. The reductions in discharges of oil and naturally occurring substances in produced water have been smaller than expected in connection with the zero discharges work. OSPAR's goal to reduce oil emissions by 15 per cent has been reached. For PAH (polynuclear aromatic hydrocarbons) there have been no significant changes as regards the reported figures in 2003. Discharges of alkyl phenols have remained relatively stable since 2003. The discharges of heavy metals from the petroleum activities have remained stable in the last ten years, with the exception of copper and nickel, which have declined.

During the period 2001 – 2010, there has been a clear reduction in the number of acute crude oil spills at sea for the entire shelf. The reduction is clear both as regards the number of incidents per year and normalised per facility year². The trend is not the same for acute chemical spills.

The results from monitoring any biological effects of produced water have shown that the effects are mainly local, but in some instances, there has been accumulation of PAH and/or impact on organisms 5 000 and 10 000 metres from the discharge location. Longitudinal studies have been carried by exposing cod to alkyl phenols in feed and to environmentally hazardous substances that can be found in produced water. Any impact on the fish populations is still uncertain. Radioactivity in connection with discharges from the petroleum activities likely has little or no biological effect.

In monitoring surveys in the North Sea, measurements have been taken of oil-related components in fish tissue and other effect parameters that can be linked to the petroleum activity. No hazardous concentrations of NPD/PAH and alkyl phenols have been identified, and there are also no signs of oestrogen effects in cod (not studied for pollock and haddock). However, high concentrations of metabolites for PAH have been found in bile and DNA impact on haddock from areas with high petroleum activity. It is difficult to identify the sources directly from the effect pattern in the fish, but both PAH metabolites in bile and substances that can impact DNA can be found in produced water and in the previous discharges of oily drill cuttings.

Discharge of oily drill cuttings was banned in 1991. Pollution has declined considerably as a result of this. On average, the oil-polluted seabed around the fields in the North Sea extends less than one square kilometre from the field. The total contaminated sediment area around the facilities in the Norwegian part of the North Sea currently amounts to approx. 90 km², a small footprint compared with the total shelf area.

Environmental risk analyses

Consequence calculations have been carried out for selected resources of sea birds and marine mammals and beach habitats, as well as impact assessments for fish and particularly valuable areas (PVAs) as a consequence of acute oil spills from the petroleum activity in the North Sea.

In the oil drift simulations, representative rates are based on the number of producing oil wells and the activity level for each field has been modelled for the surface and seabed, respectively. This considerably strengthens the sample space for environmental risk.

²A facility year is limited to oil-producing facilities and drilling facilities for all oil spills.

The calculations and assessments have been made vis-à-vis the activity level in 2010 and 2030. The likelihood of the defined blowout incidents has been included in environmental risk calculations by using generic blowout probabilities. Many different factors determine the consequences of an accidental spill. The scope depends, for instance, on the location of the discharge site (proximity to land/spawning areas or other areas, sea surface or seabed and water depth), time of incident (both in relation to weather conditions and particularly vulnerable periods, such as nesting period), size of spill, duration and properties of the discharged oil type.

The fields in the Troll-Oseberg area are the fields in the North Sea located closest to land, and that is why discharges in this area lead to the greatest probability for beaching of oil (landfall) and consequences for beach habitats and sea birds in areas close to the coast. In the event of discharges here, beaching of oil could occur along great parts of the western coast of Norway coastline and north to Sør-Trøndelag due to the current conditions in the area that pull oil in both a northern and southern direction. The area is important for several species of seabirds (nesting colonies). The consequence analyses show that the species in open waters that are most vulnerable to population damage in the event of acute spills in the area are *shags and auks* close to the coast, and that the winter season is the most critical in relation to population loss. The extent of damage is mainly limited to *minor* and *moderate* environmental damage (up to three years' restitution time), and with a small likelihood of *significant* environmental damage (three to ten years' restitution time).

Modelling oil in the water column shows that the concentrations of oil following a blowout in this area are limited due to major spread and dilution of oil in the water column. Effects on fish and other organisms that live in water are therefore less likely than organisms on/at the surface.

In the Troll-Oseberg area, the lowest blowout rate is most likely (91.2 per cent), and it will take less time to drill a delineation well here than in the rest of the analysed area. The location of a potential spill thus has greater significance for possible consequences than (minor) variations in rates and durations.

A blowout from the Ekofisk area has little potential for landfall due to the distance to land, and will mainly impact both seabirds in open waters and fish/water organisms in a limited area. The period when a potential accidental spill takes place will be greatly significant for possible consequences. Since the area is a spawning area for several fish species, the extent of the consequences will depend on the period in which a potential accidental spill occurs. Relatively shallow sea and sand banks in the area also result in the oil having a potential to sediment and impact benthic fauna and sandeel.

Oil on the surface following a potential blowout from Sleipner and Heimdal will spread significantly in the eastern direction, and can potentially also lead to landfall along the coast of Denmark. A potential blowout from Sleipner entails the highest likelihood of consequences for marine mammals due to possible landfall along the Rogaland coastline. Here, the spawning areas on the Kjør island group and important areas for the grey seal and common seal along the coastline of Jæren could be exposed.

The possible extent of damage will be lower in 2030 than today because changed pressure conditions in the reservoirs result in a smaller likelihood of large blowout rates and long durations.

The calculated environmental risk for the various field areas is highest for the Troll-Oseberg area when the possible consequences are combined with a relatively high blowout likelihood. Seabirds close to the coast (*shag*) greatly affect the risk level, which is at about 0.85 per cent per year (accumulated risk of environmental damage with > one year restitution time), i.e. 8.5 incidents per 1000 years. Otherwise, the calculations show that this mainly pertains to environmental damage with a three-year restitution time.

Societal consequences

A study has been carried out to indicate society's expected direct costs in the event of acute oil spills, based on the spread models. The costs include oil clean-up and cleaning and financial consequences for use of the ocean and travel. The study also highlights possible consequences for recreational services.

State revenues from the petroleum activities in the North Sea have been estimated at about NOK 320 billion in 2010, about NOK 250 billion in 2020 and close to NOK 150 billion in 2030. It is emphasised that there is great uncertainty associated with potential State revenues from the petroleum activities in the future. Changes in the oil price can contribute to curbing the decline in income, or make it even steeper.

2 INNLEDNING

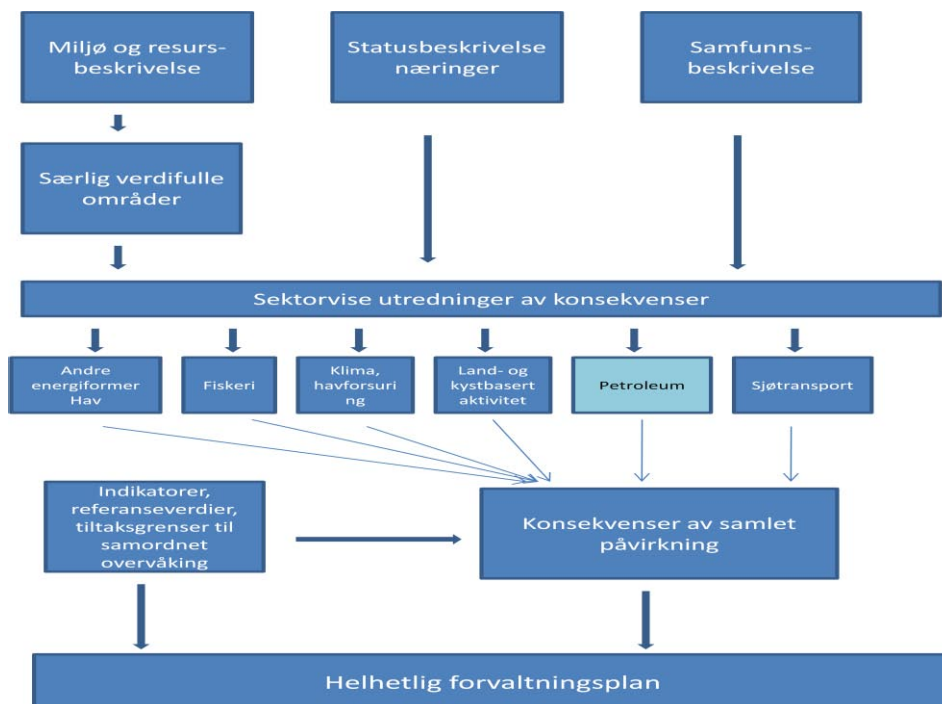
2.1 Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak

Arbeidet med forvaltningsplanen koordineres av en styringsgruppe som består av Miljøverndepartementet (leder), Fiskeri- og kystdepartementet, Olje- og energidepartementet, Utenriksdepartementet, Arbeidsdepartementet, Nærings- og handelsdepartementet, Kommunal- og regionaldepartementet, Finansdepartementet og Justisdepartementet. Styringsgruppen har fastsatt mandat for arbeidet i faggruppen som skal utarbeide det faglige grunnlaget for planen. Faggruppen består av representanter for Direktoratet for naturforvaltning, Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet, og Klima- og forurensningsdirektoratet, Kystverket, Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømatforskning, Norges vassdrags- og energidirektorat, Norsk institutt for naturforskning, Norsk institutt for luftforskning, Norsk institutt for vannforskning, OD, Petroleumstilsynet, Sjøfartsdirektoratet og Statens strålevern. Klima- og forurensningsdirektoratet leder faggruppen.

Arbeidet med forvaltningsplanene for Barentshavet-Lofoten (St.meld. nr. 8 (2005-2006)) og Norskehavet (St.meld. nr. 37 (2008-2009)) har gitt en modell for utarbeidelse av tilsvarende forvaltningsplaner. Erfaringer fra disse arbeidene er benyttet i arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen-Skagerrak.

Arbeidet skal pågå i perioden 2010-2012. Utredningene skal gjelde perioden fram til 2030. Som en del av grunnlaget for utarbeidelse av forvaltningsplanen skal det gjennomføres sektorvise konsekvensutredninger. Det skal lages seks utredninger; for petroleumssektoren, fornybar energiproduksjon til havs, fiskeri, sjøtransport, land- og kystbasert aktivitet og av klimaendring, havforsuring og langtransportert forurensning.

Dette dokumentet er en konsekvensutredning for petroleumssektoren.

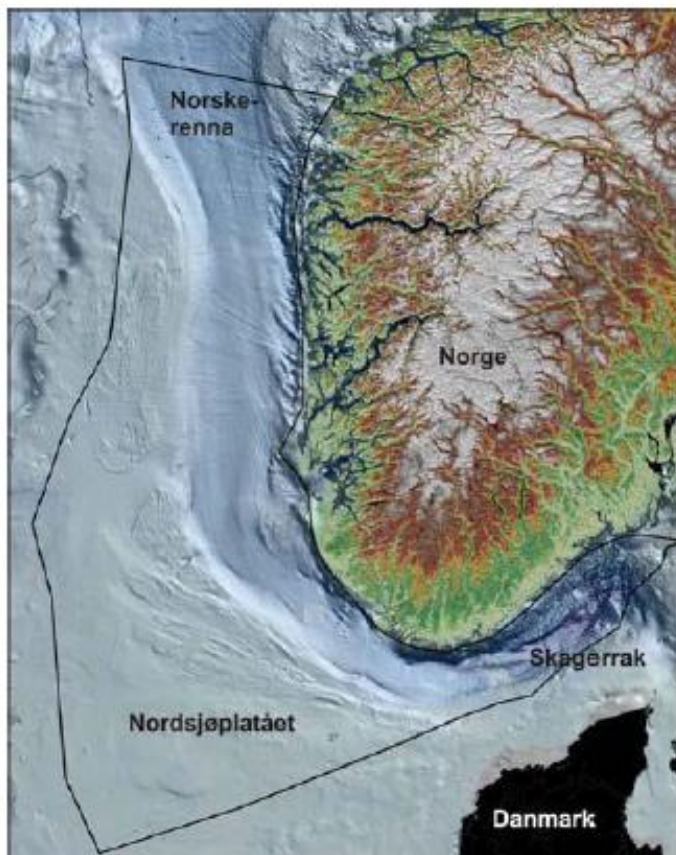


Figur 1. Utredninger som danner grunnlag for en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen

2.2 Geografisk avgrensning

Arbeidet med faglig grunnlag for helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak skal geografisk dekke områdene utenfor grunnlinjen i norsk økonomisk sone sør for Stad 62°N, inkludert norsk del av Skagerrak (Figur 2). Dette omtales som forvaltningsplanområdet.

Områder som ligger utenfor forvaltningsplanområdet kan også ha betydning for vurderinger innenfor forvaltningsplanområdet. Områder innenfor grunnlinja og utenfor norsk økonomisk sone skal derfor utredes der dette er relevant for å beskrive sektorenes påvirkning. Det samlede området som forventes å være relevant i utredningsprosessen omtales som utredningsområdet. Det faglige arbeidet skal dekke hele dette området, mens tiltak i planen kun vil omfatte områder under norsk jurisdiksjon.



Figur 2. Avgrensningen av området som omfattes av forvaltningsplan Nordsjøen og Skagerrak.

2.3 Utredning av konsekvenser – sektor petroleum

Forslag til program for konsekvensutredningene ble sendt til en rekke høringsinstanser og lagt ut for høring 1. oktober 2010. De ble i tillegg presentert på en åpen høringskonferanse 30. november 2010. Høringsuttalelsene ga nyttige innspill til planene og er vurdert og besvart med begrunnelse;

<http://www.klif.no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-1/>

Dette dannet grunnlag for oppdaterte og endelige program for sektorvise utredninger.

Rapporten bygger i hovedsak på:

- Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse
- Program for utredning av konsekvenser, felles generell del hvor metodene blir beskrevet
- Program for utredning av konsekvenser – Sektor petroleum
- Aktivitetsbeskrivelse av dagens petroleumsvirksomhet i Norskehavet
- Framtidsbilde av petroleumsvirksomhet i 2030

Som grunnlag for arbeidet med rapporten er det utført en rekke tematiske delutredninger. Hensikten har vært å få en faglig vurdering av de aktuelle problemstillingene, datagrunnlaget og kunnskapsbehovet. Delutredningene er gjennomført av uavhengige institusjoner/konsulenter, jf konsulenter, jf

Tabell 1, og kan lastes ned på følgende nettside:

<http://www.klif.no/no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-MENY/Publikasjoner/>

Tabell 1. Delutredninger

Delutredninger	Utførende	År	Referanse
Oljedriftsmodellering av akutt utslipp av olje	DNV	2011	
Konsekvenser av akutt utslipp fra petroleumsvirksomheten på fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og strand	DNV	2011	
Oljevern	Sintef	2011	
Samfunnmessige konsekvenser av akutt utslipp av olje	Asplan Viak	2011	
Konsekvenser av akutt utslipp for fiskeri og havbruk	DNV	2011	
Resultater og konklusjoner fra overvåkingsundersøkelser på norsk sokkel	NIVA	2011	
Ringvirkninger av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen	Menon	2011	

I tillegg har Petroleumstilsynet utarbeidet følgende;

- Forslag til scenarioer relatert til akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030 (Proactima, 2011)
- Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030 (Proactima, 2011)
- Innspill til sektorrapport petroleum (Petroleumstilsynet, Ingrid Årstad, 2011)
- Risikonivå i petroleumsvirksomheten prosjektrapport, ”Akutte utslipp norsk sokkel 2001 – 2011” (Preventor, 2011).

Sistnevnte rapport foreligger i første utgave og er til kvalitetssikring. Endelig versjon vil foreligge til høsten.

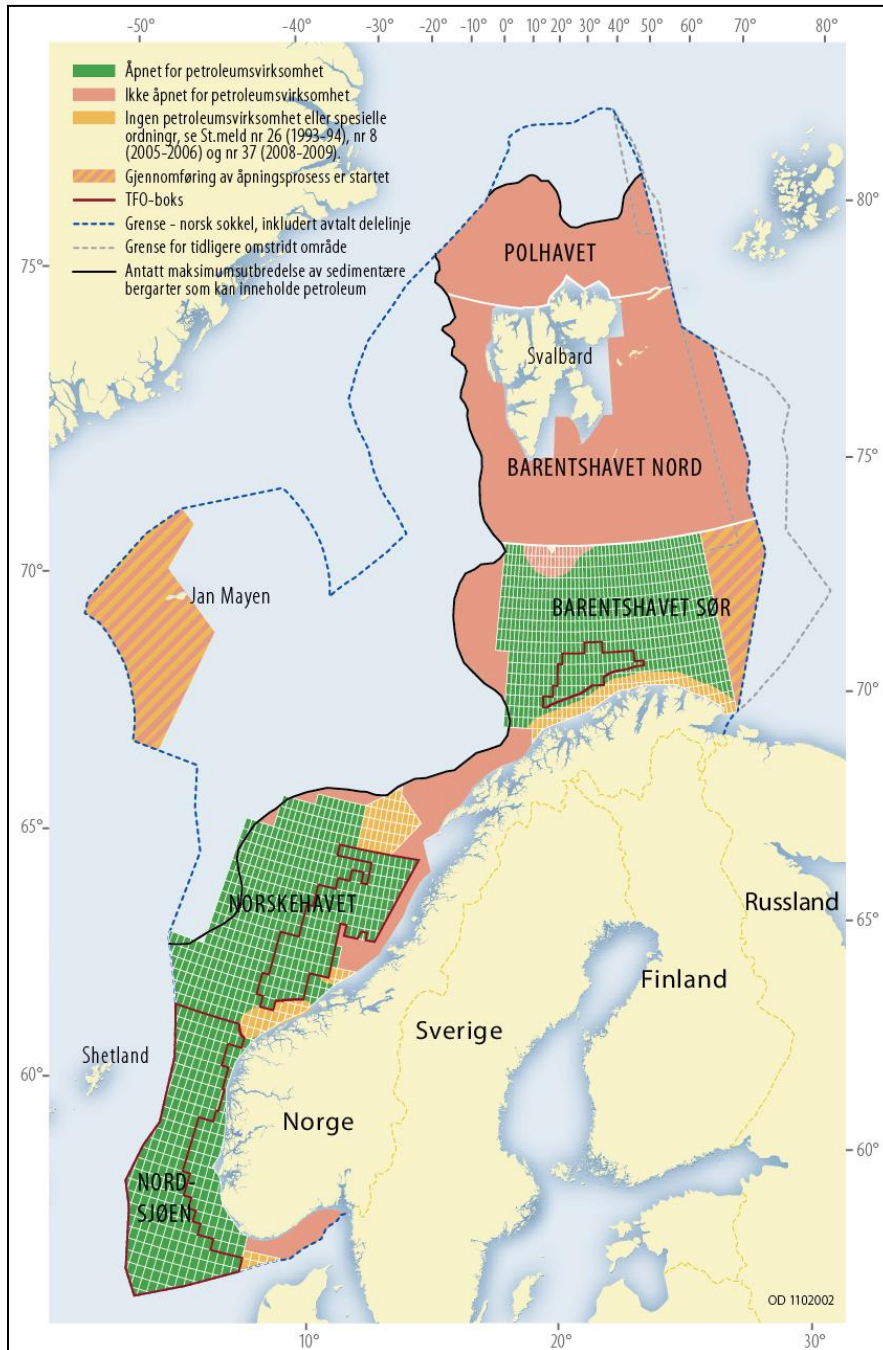
Data og informasjonsgrunnlag

Utslippsprognoser fra petroleumssektoren er basert på prognoser som er rapportert til Oljedirektoratet høsten 2009 (Revidert nasjonalbudsjett 2010). Historiske utslipp er hentet fra Environment Web (EW).

Litteraturhenvisninger

Denne sektorutredningen bygger primært på en rekke sektor- og fagspesifikke delutredninger, som angitt over. For å øke lesbarheten av rapporten er det generelt ikke gitt henvisning til vitenskaplige referanser og litteratur, kun til de enkelte delutredningene. I delutredningene er det imidlertid angitt utfyllende kildehenvisninger. Bare i tilfeller hvor andre kilder enn delutredningene er benyttet direkte, er det i denne utredningen gitt direkte kildehenvisning.

3 VIRKSOMHETSBEKRIVELSE



Figur 3. Åpne og uåpnede områder på norsk sokkel. Antatt maksimalutbredelse av sedimentære bergarter. Kilde: Oljedirektoratet

De samlede norske havområdene utgjør 2 140 000 km². Om lag halvparten av arealet er dekket av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum. Figur 3 viser antatt

maksimumsutbredelse av sedimentære bergarter. Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet. Områdene som per i dag er åpnet utgjør 523 800 km².

De områdene som ikke er tilgjengelige for petroleumsvirksomhet fordi de ikke har vært åpnet eller fordi det er besluttet at det for tiden ikke skal være petroleumsvirksomhet der, er havområdene rundt Jan Mayen, Det nordøstlige Norskehavet (Nordland IV, V, VI og VII, Vestfjorden og Troms II), Barentshavet Nord/Polhavet, den nye delen av Barentshavet, deler av Trøndelag I og II, Møre I, Skagerrak samt kystlinjen utenfor Finnmark og Troms, Bjørnøyviften og buffersonen rundt Bjørnøya.

Flere av disse områdene er interessante petroleumsmessig. Det er betydelige forskjeller mellom områdene. Dette gjelder både kunnskapsnivå, avstander til markedene og til eksisterende virksomhet. Områdene har dermed ulik grad av modenhet, og tiden fra en eventuell åpningsprosess til leting, funn, utbygging og produksjon vil variere mellom områdene.

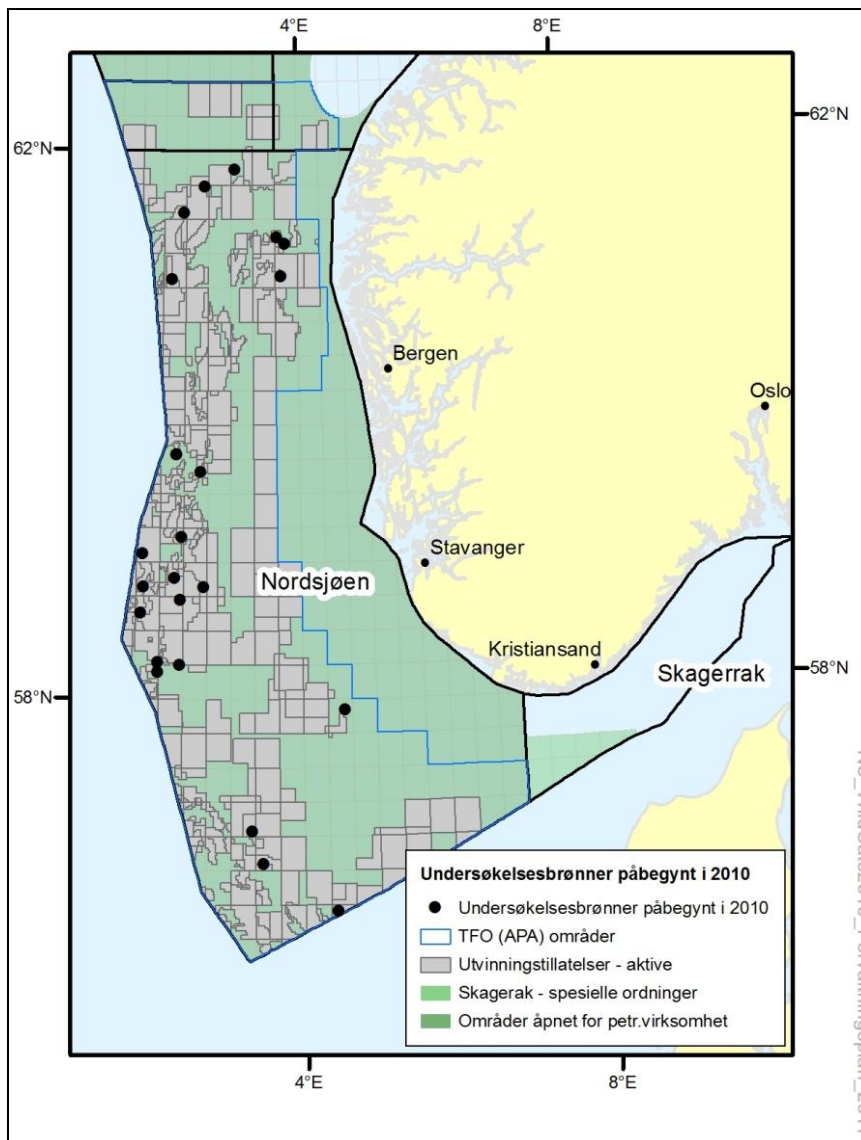
Det ventes å være store mengder utvinnbare ressurser igjen på norsk sokkel. Oljedirektoratets anslag for de forventede uoppdagede utvinnbare ressursene er 2 570 mill. Sm³ o.e. Usikkerhetsspennet i estimatet går fra 1 020 Sm³ o.e. til 4 800 Sm³ mill. o.e. De forventede uoppdagede ressursene fordeler seg på de tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet med henholdsvis 33,30 og 37 prosent.

3.1 Petroleumssektoren

De overordnede rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel er gitt i petroleumsløven. Petroleumsløven gjelder for petroleumsvirksomhet knyttet til under-sjøiske petroleumsforkomster underlagt norsk jurisdiksjon, det vil i praksis si på kontinentalsokkelen. Før virksomhet kan igangsettes, må et område formelt åpnes for petroleumsvirksomhet, jf petroleumsløven § 3-1. Åpning av nytt område for petroleumsvirksomhet forelegges Stortinget. Konsekvensutredning utgjør en del av grunnlaget for en slik åpningsprosess, jf petroleumsforskriften kapittel 2A.

Det er Olje- og energidepartement som kunngjør innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum på den norske kontinentalsokkelen i henhold til lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet, og forskrift 27. juni 1997 nr.653 til lov om petroleumsvirksomhet, heretter kalt petroleumsløven og petroleumsforskrift.

Kontinentalsokkelen er delt inn i blokker, som er geografiske områder definert ved geografiske koordinater. Utvinningstillatelser blir vanligvis gitt for en del av en blokk, en hel blokk eller flere til et eller en gruppe av selskaper.



Figur 4. Utvinningstillatelser i Nordsjøen (Kilde OD)

Nominerte konsesjonsrunder starter med at Olje- og energidepartementet inviterer oljeselskapene til å nominere blokker de mener bør være med i utlysingen. Etter en grundig gjennomgang utarbeider Olje- og energidepartementet med innspill fra Oljedirektoratet en liste over blokker de ønsker å inkludere i konsesjonsrunden. Etter en høringsrunde og samtaler med blant annet fiskeri- og miljømyndigheter, kunngjør Olje- og energidepartementet blokkene det er mulig å søke om utvinningstillatelse for, og miljø- og fiskerivilkår som er knytte til disse. Selskapene kan søke individuelt eller som del av en gruppe.

Utvinningstillatelsen regulerer selskapenes retter og plikter overfor staten. Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av olje og gass innenfor det gitte geografiske området. I første omgang gjelder utvinningstillatelsen som hovedregel for en såkalt initiell periode (leteperiode) på mellom fire og seks år. Rettighetshaverne kan søke om å få utvidet perioden til opptil ti år. I denne perioden skal det utføres en fastsatt arbeidsplikt i form av blant annet seismisk innsamling og kartlegging og/eller leteboring. Når den initielle perioden er over og arbeidsplikten gjennomført, kan rettighetshaveren søke om forlengelse for en periode som er fastsatt i utvinningstillatelsen. Som hovedregel er denne perioden inntil 30 år.

Dersom det ikke blir påvist olje eller gass etter leteboring, er hovedregelen at området skal leveres tilbake ved utløpet av den initielle perioden.

Før rettighetshaverne kan bygge ut et funn, må en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomst (PUD) godkjennes. PUDen skal inneholde opplysninger om hvordan rettighetshaverne vil bygge ut og drive feltet. For å få en tillatelse til landanlegg og drift må selskapene søke om dette og legge fram en plan for anlegg og drift (PAD). PUD og PAD består av en utbyggings- eller anleggsdel og en konsekvensutredning. Utbyggings- eller anleggsdelen skal sendes til Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet med kopi til Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet. Olje- og energidepartementet koordinerer innsamlingsprosessen og mottar vurderinger fra Oljedirektoratet og Arbeidsdepartementet. Parallelt med dette sender rettighetshaver konsekvensutredningen ut på høring til ulike instanser – for eksempel til aktuelle departement, fylkeskommuner, kommuner og interesseorganisasjoner. På bakgrunn av konsekvensutredningen, utbyggings- og/eller anleggsdelen og høringsuttalelsene utarbeider Olje- og energidepartementet et forslag til stortingsproposisjon eller en kongelig resolusjon som blir sent på høring til de relevante departementene. Utbygginger med en investeringsramme som overstiger en fastsatt grense, for tiden ti milliarder kroner, skal godkjennes av Stortinget.

Før en utvinningstillatelse eller en tillatelse til anlegg og drift av innretning utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører, skal rettighetshaver legge fram en avslutningsplan. På grunnlag av planen fatter myndighetene vedtak om disponering av innretningene og fastsetter en tidsfrist for gjennomføring av vedtaket.

3.2 Ressurser

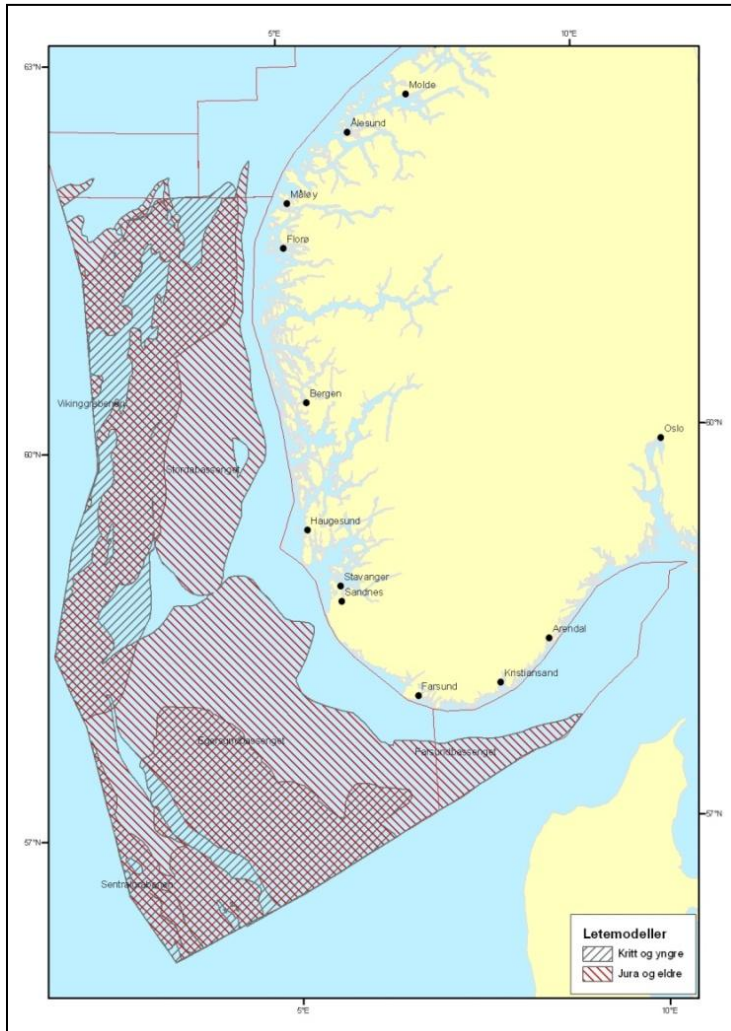
For at petroleum skal kunne dannes og oppbevares innenfor et område, er det flere geologiske faktorer som må opptre samtidig;

1. en reservoarbergart hvor petroleum kan oppbevares
2. en felle, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret
3. en kildebergart som inneholder organisk materiale som ved tilstrekkelig temperatur og trykk er omdannet til petroleum
4. en migrasjonsvei, slik at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten

Når alle disse faktorene er til stede samtidig i et område defineres en letemodell, og innenfor en letemodell kan det være flere prospekter der det ved boring av letebrønn kan gjøres funn. Da er letemodellen bekreftet, og sannsynligheten for å gjøre flere funn øker. I Nordsjøen har Oljedirektoratet definert 25 letemodeller. Av disse er 18 bekreftet. Sannsynligheten for å finne petroleum kalles for funnsannsynlighet, og den beregnes ved å vurdere sannsynligheten for at faktorene nevnt over inntreffer samtidig. Funnsannsynligheten varierer mye, avhengig av hvor mye data som er tilgjengelig, det vil si seismiske data og brønner. I områder med lite data og ingen funn i nærheten, er funnsannsynligheten lav, hovedsakelig 10 prosent eller lavere. Dersom det er funnet olje eller gass i en letemodell øker funnsannsynligheten. I områder med mange brønner og funn vil funnsannsynligheten i mange tilfelle være høyere enn 20 prosent, men sjelden over 30 prosent.

Det er sjelden at alle de nødvendige faktorene er til stede samtidig. Hvis én eller flere ikke er oppfylt, vil det ikke finnes oppsamlede mengder av olje og gass i området. Det er alltid knyttet usikkerhet til om det kan finnes petroleum, og det må bores brønner for å kunne fastslå dette.

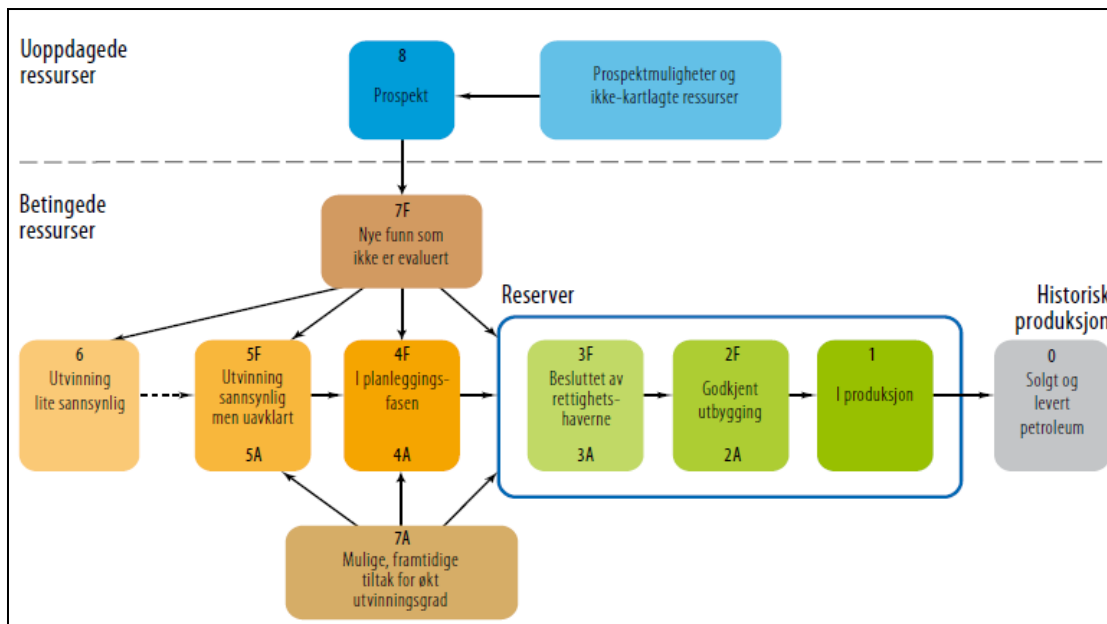
Ustrekningen av Oljedirektoratets definerte letemodeller i Nordsjøen er vist i figur 5. Letemodellene gir et bilde av hvilke arealer som er eller kan være viktige for petroleumsvirksomheten i fremtiden. Dagens kunnskap tilsier at det er liten grunn til å tro at relevante hydrokarbonressurser kan forekomme i området nær Arendal, Ytre Oslofjord, eller inn mot svenskegrensa.



Figur 5. Geografisk utstrekning for Oljedirektoratets letemodeller i Nordsjøen.

Ressurser er et samlebegrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. De deles, eller klassifiseres i tre hovedklasser; reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Klassifiseringen omfatter de totale utvinnbare petroleumsmengdene, både de påviste og de som ennå ikke er påvist; de uoppdagede ressursene. Klassifiseringen angir hvor petroleumsvolumene i et prosjekt befinner seg i utviklingskjeden; oppdaget, i funn, under utbygging, i produksjon og fram til avsluttet produksjon (Figur 6). Det følger av dette at et felt kan ha prosjekt i flere ressurskategorier.

- *Reserver:* gjenværende petroleumsmengder godkjent for produksjon.
- *Betingede ressurser:* påviste petroleumsmengder som er avhengig av avklaringer og beslutninger før de kan godkjennes for produksjon.
- *Uoppdagede ressurser:* ikke påviste petroleumsmengder som antas å kunne bli påvist ved leting og som senere kan bli utbygd.



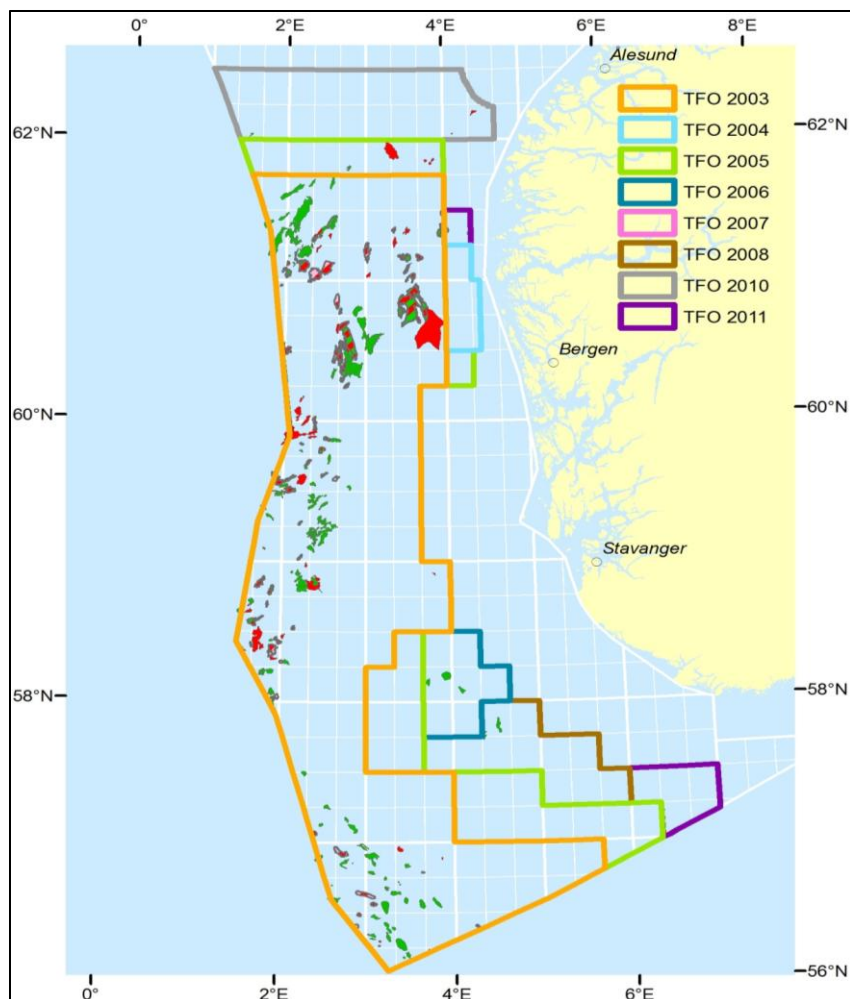
Figur 6. Oljedirektoratets klassifisering av petroleumssressurser.

Selskapene på norsk sokkel rapporterer årlig (høsten) prognoser for ressursene på norsk sokkel, for produksjonen og for utslipp. Prognosen er basert på en lang rekke forutsetninger, blant annet økonomiske. Vesentlige endringer i de økonomiske forutsetningene (kostnader og eller produktpriser) i forhold til nivået i 2009 vil kunne gi betydelig endringer i produksjonsnivå.

3.3 Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO)

TFO er den årlige konsesjonsrunden i modne områder. TFO-rundene har siden innføringen i 2003, bidratt til et betydelig antall nye tillatelser på norsk sokkel. I tråd med St. meld. nr. 38 (2003 – 2004), *Om petroleumsvirksomheten*, utvides TFO-området gradvis i takt med at nye områder blir modne. Det er viktig at areal som tildeles blir utforsket raskt og effektivt, slik at eksisterende infrastruktur kan utnyttes best mulig. Dette er av stor betydning også fordi det tar tid fra tildeling av areal til produksjon kan starte. Gjennomsnittlig ledetid for norsk sokkel er 11 år fra funn til produksjon. Små funn som i nærheten av infrastruktur kan ofte fases raskt inn til eksisterende infrastruktur, forutsatt at det er ledig kapasitet.

Dette kan gi kortere ledetid enn gjennomsnittet. Godt utbygd eller planlagt utbygd infrastruktur gjør at investeringene i utbygging av nye funn kan bli lave. Selv små funn kan gi god lønnsomhet dersom de kan fases inn til eksisterende infrastruktur med ledig kapasitet. Infrastruktur har begrenset levetid, og det er derfor viktig å påvise og dernest utvinne ressursene i området før den eksisterende infrastrukturen stenges ned. Dersom dette ikke lar seg gjøre, kan lønnsomme ressurser bli liggende i bakken, fordi funnene er for små til å kunne bære kostnadene ved nødvendig infrastruktur alene.



Figur 7. Utvidelsen av TFO-området siden opprettelsen av TFO-ordningen i Nordsjøen.

Letingen som følge av tildelinger i Nordsjøtildelingene og TFO-rundene har gitt resultater. De siste fire årene er det gjort til sammen 32 funn på dette arealet. Samlet utgjør ressursene fra disse funnene over 200 mill. Sm³ o.e.

Regjeringen foretar årlig en vurdering av utvidelse av TFO-området. Områdene kan utvides innenfor de rammer som ligger i forvaltningsplanene for det aktuelle havområdet, men ikke innskrenkes. Et mulig unntakstilfelle fra regelen inntreffer dersom det er kommet fram ny, vesentlig informasjon etter at den relevante forvaltningsplanen ble vedtatt. Dette vil neppe skje i praksis da kunnskap om petroleumsvirksomheten og havmiljøet er svært godt kjent. Ved utvidelse av det forhåndsdefinerte området foreslår myndighetene arealer som karakteriseres som petroleumsfaglig modne. Med utgangspunkt i definisjonen av petroleumsfaglig modne og umodne områder, har myndighetene operasjonalisert dette til å gjelde følgende petroleumsfaglige kriterier, hvor ett eller flere legges til grunn for forslaget:

- Areal er infrastrukturnært. Dette omfatter både eksisterende og planlagt infrastruktur. Eventuelle ressurser i arealene anses som tidskritiske.
- Areal med letehistorie. Dette omfatter arealer som er tidligere tildelt og tilbakelevert, areal med kjente letemodeller og areal som ligger mellom tildelt og tilbakelevert areal.
- Areal som grenser til eksisterende forhåndsdefinerte områder, men som ikke er omsøkt i nummererte runder.

Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet, og ikke unntatt for petroleumsvirksomhet i en forvaltningsplan, kan inkluderes i TFO-området. Innenfor rammene av forvaltnings-

planene er det en petroleumsfaglig vurdering når nye områder skal legges til TFO-området. For havområdene med en etablert forvaltningsplan, vil Olje- og energidepartementet i nye utvinningstillatelser legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra den relevante forvaltningsplanen. Fram til oppdatering av en forvaltningsplan vil det ikke bli stilt ytterligere miljø- og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i området. Regjeringen har innført offentlig høring ved TFO-runder.

3.3.1 Særskilte vilkår i utvinningstillatelsen

Figur 7 viser aktuelle TFO-områder i Nordsjøen. Følgende vilkår gjelder;

Deler av utlysningsområdet ligger i områder med særskilte miljøutfordringer. Dette gjelder blokkene 32/1, 2, 4, 5 og 7, 35/1, 2 og 3, 36/10 ved at de ligger nær eller i kyststrømmen. Ved eventuell produksjon i disse blokkene skal hensynet til å unngå potensiell miljøskade tillegges spesiell vekt i den helhetsvurderingen som skal ligge til grunn for valg av tiltak for å nå nullutslippsmålet. I forbindelse med en eventuell plan for utbygging og drift for nye selvstendige utbygginger i dette området, kan det være aktuelt å stille krav med spesiell vekt på å ivareta hensynet til det marine miljø.

Mer omfattende beredskapstiltak ved eventuell leting eller produksjon gjelder særlig blokkene 32/1, 2, 4, 5 og 7 og 36/10. I forbindelse med eventuelle utbygginger i disse områdene vil det bli lagt spesiell vekt på forebyggende tiltak mot utilsiktede utslipp. Fagmyndighetene vil samarbeide spesielt om krav til innretninger i kystnære områder med sikte på å minimere risikoen for utilsiktede utslipp.

I deler av det forhåndsdefinerte området foregår det tidvis et aktivt fiske etter tobis, Figur 7. Dette gjelder blokkene 2/2, 3 og 6, 3/1, 2, 3, 4 og 5, 4/1, 2 og 3, 5/1, 7/2, 3, 6 og 9, 8/1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, og 9, 9/1, 2, 4, 5, 7, 8, 9, 11 og 12, 10/7, 8, 10, 11 og 12, 11/11 og 12, 16/11 og 12 samt 30/5, 6, 8, 9, 11 og 12. Ved eventuelle tildelinger av disse blokkene vil det bli oppstilt borebegrensninger i perioden det fiskes etter tobis fra 1. april til 30. juni. Leteboring på og i en sone rundt tobisfeltene må gjennomføres uten utslipp av borekaks, også ved boring av topphullet, slik at kvaliteten på tobisfeltene ikke forringes gjennom nedslamming fra boreaktivitet. I forbindelse med mulige feltutbygginger i dette området skal det brukes løsninger som er minst mulig til hinder for fisket etter tobis og som i minst mulig grad endrer bunnforholdene i tobisfeltene. Myndighetene vil ved behandlingen av plan for utbygging og drift for eventuelle funn i disse blokkene legge spesiell vekt på at dette vilkåret blir ivarettatt på en god måte.

I Nordsjøen utlyses blokker som er rike fiskeriområder. Dette gjelder blokkene 26/10 og 11, 17/1, 2, 5, 6, 8, 10 og 11 og 8/1, 2, 4 og 5. I forbindelse med eventuelle tildelinger i disse blokkene kan det av hensyn til fiskeriene bli satt særskilte vilkår. I blokkene 31/10 og 11 og 26/1, 2, 4, 5, 7 og 8 foregår det et intensivt fiskeri, og i dette området skal det ikke foregå mer enn en leteboring om gangen. Etter en konkret vurdering i forhold til fiskeriaktiviteten kan det gis tillatelse til ytterligere en leteboring. For blokkene 33/2 og 3 og 34/1 og 2 foregår det tidvis et aktivt industritrålfiske. I dette området vil ingen leteboringer være tillatt i perioden 1. oktober til 31. mars.

3.4 Status for petroleumssektoren (bakgrunn og utviklingstrekk)

De første utvinningstillatelsene ble tildelt i 1965 i sørlig del av Nordsjøen. Den første letebrønnen ble boret i 1966. Det første store oljefunnet var Ekofisk som ble påvist i 1969, og det var i dette området sør i Nordsjøen oljeproduksjonen startet. Senere ble områdene lenger nord

åpnet for leting, og en rekke store funn ble påvist i slutten av 70-årene; Statfjord, Oseberg, Gullfaks, Troll osv.

Våren 2011 ble utvinningstillatelser for 21. konsesjonsrunde tildelt. I tillegg har det siden 1999 vært årlig tildelinger, Nordsjøtildelinger (NST) fra 1999 til 2002 og fra 2003 tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne deler av sokkelen, altså områder der geologien er kjent og infrastrukturen er godt utbygd.

Det var per 31. mars 2011 boret 1097 letebrønner i Nordsjøen, noe som representerer rundt 75 prosent av letebrønnene på norsk sokkel. Størst aktivitet er det i områdene ved Ekofisk, Sleipner/Balder, Statfjord/Gullfaks og Oseberg/Troll. Det er her de store feltene er lokalisert.

De store feltene i Nordsjøen har fallende produksjon. En av de største utfordringene framover er derfor å få til god utnyttelse av eksisterende produksjonsinnretninger og transportsystemer gjennom utvikling av tilleggsressurser i modne deler av Nordsjøen. Dette er områder med kjent geologi og med eksisterende eller planlagt infrastruktur. Det er derfor viktig å påvise petroleumressurser raskt, mens infrastrukturen fremdeles er intakt. Et virkemiddel her har vært nye tildelinger av utvinningstillatelser. Flere nye tillatelser er tildelt i modne områder de siste årene. Det har i tillegg vært tildelinger i områder som har hatt lav leteaktivitet de siste årene.

Nordsjøen regnes som et modent område i petroleumssammenheng etter nærmere 50 års virksomhet. Kjennetegn på modne områder er kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder regnes sannsynligheten for å gjøre nye funn som stor, mens sannsynligheten for å gjøre store funn er liten.

Den sørøstlige delen av Nordsjøen er minst utforsket. Her er det bassenger med letemodeller som ennå er lite utforsket. Lokale letemodeller av jura alder er kartlagt i Storbassengene og Farsundbassengene, men disse har så langt ikke vært undersøkt ved boring. En utfordring i Nordsjøen er å utvikle olje- og gassressursene som grenser opp mot britisk og dansk område. Felles grenseutbygginger har vært planlagt i senere år, men det fins fortsatt utfordringer i forhold til samordning for å få en optimal utnyttelse av grenseressursene.

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen har en forventningsverdi på 1175 millioner Sm³ o.e. fordelt på 675 millioner Sm³ o.e. væske og 500 milliarder Sm³ gass. Estimatet innenfor et konfidensintervall fra P90 (lavt) til P10 (høyt) varierer fra 750 til 1650 millioner Sm³ o.e. Størstedelen av Nordsjøen er godt kjent, og usikkerheten i estimatene er derfor mindre her enn i de andre områdene av sokkelen. Ny brønninformasjon og kartlegging har medført justeringer i ressursestimatene for de enkelte letemodellene og områdene. Det samlede ressursestimatet er imidlertid ubetydelig endret i forhold til tidligere års analyser.

3.5 Skagerrak

Skagerrak er betegnelsen på havområdet mellom Danmark, Sverige og Sør-Norge. I denne beskrivelsen er Skagerrak avgrenset til området mellom grunnlinjen og grensen mot Danmark og Sverige, øst for 7° Ø.

I den nordlige delen av området, som ikke har vært åpnet, er det samlet inn en begrenset mengde seismiske data. Disse dataene er av eldre dato og har lav kvalitet. En undersøkelsesbrønn ble boret rett vest for Skagerrak. Det ble ikke påvist hydrokarboner eller kildebergart i brønnen, men gode reservoarbergarter ble påtruffet. Oljedirektoratet antar at det største potensialet for olje- og gassforekomster finnes i den sørlige delen av Skagerrak.

I 1987 ble det igangsatt forberedelse til en konsekvensutredning for hele Skagerrak. Konsekvensutredningen ble lagt fram i St. meld. nr. 26 (1993-94). Stortinget besluttet på bakgrunn av denne at en del av Skagerrak skulle åpnes for letevirksomhet i 1994. Et område nord for linjen 57°40' N og øst for 8°30' Ø ble gjort tilgjengelig. En del av Skagerrak (nord for 57°40' N og øst for 8°30' Ø) er i dag tilgjengelig for letevirksomhet på særskilte vilkår. Det vil kunne gis tillatelse til å bore inntil fire letebrønner i området, før spørsmålet om videre åpning av området eventuelt tas opp med Stortinget. De øvrige deler av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet.

I forbindelse med myndighetsbehandlingen av spørsmålet om leteboring i Skagerrak, tok svenske myndigheter kontakt med norske myndigheter med ønske om tilleggsutredninger av mulige konsekvenser for den svenske vestkysten. Etter en samlet vurdering av miljø- og fiskerihensyn, samt aktivitetsnivået i sektoren, er det ikke tildelt utvinningstillatelser i Skagerrak.

3.6 Rammebetingelser

Petroleumsloven og den tilhørende petroleumsforskriften utgjør det sentrale regelverket for ressursforvaltningen. Dette regelverket kommer til anvendelse for blant annet under-søkelsestillatelser, utvinningstillatelser (herunder utvinning av petroleum), avslutning av petroleumsvirksomhet, krav om konsekvensutredninger, materiale og opplysninger samt styringssystem for virksomheten.

Lov om vitenskapelige undersøkelser gjelder vitenskapelig utforskning av havbunnen og grunnen under denne og undersøkelse etter og utnyttelse av andre undersjøiske naturforekomster enn petroleumforekomster i indre norsk farvann, på norsk sjøterritorium og på kontinentalsokkelen.

Fra det tidspunktet et område er åpnet, gjelder petroleumsløven med forskrifter, HMS-forskriftene og forurensningsloven med dens forskrifter. Forurensningsloven ble ved forskrift 1. november 2010 også gjort gjeldende for radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall.

Nye forskrifter om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten til havs og på landanlegg underlagt Petroleumstilsynets myndighetsområde, trådte i kraft 1. januar 2011.

Rammeforskriften er fastsatt ved kongelig resolusjon. De utfyllende forskriftene er fastsatt av Petroleumstilsynet, Helsedirektoratet, Mattilsynet og Klima- og forurensningsdirektoratet. Det nye begrepet ”til havs” er hentet fra den nye arbeidsmiljøloven og erstatter tidligere begreper som ”kontinentalsokkelen” og ”sokkelen”.

Deler av det nye regelverket for virksomheten til havs og på landanlegg er nå felles gjennom en felles rammeforskrift og en felles styringsforskrift (som også omfatter opplysningsplikten). Begge disse forskriftene er utarbeidet med utgangspunkt i den reguleringen som var gjeldende for petroleumsvirksomheten til havs.

De tekniske og operasjonelle kravene reguleres noe forskjellig til havs og på land, for den nye regelverksmodellen tar hensyn til behov for spesiell regulering av virksomheten, avhengig av hvor denne foregår. Det er derfor utarbeidet en ny teknisk og operasjonell forskrift for landanleggene. Krav til ytre miljø er holdt utenfor teknisk og operasjonell forskrift. Den gjeldende

aktivitetsforskriften og den gjeldende innretningsforskriften, begge med mindre endringer, er videreført for virksomheten til havs.

Den nye regelverksmodellen vises i (Tabell 2):

- en felles rammeforskrift til havs og på land, fastsatt ved kongelig resolusjon og håndhevet av departementene, Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og helsemyndighetene,
- en felles styringsforskrift (som også omfatter opplysningsplikten) til havs og på land, fastsatt og håndhevet av Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og helsemyndighetene,
- en teknisk og operasjonell forskrift på land (strukturen speiler innretningsforskriften og aktivitetsforskriften til havs), fastsatt og håndhevet av Petroleumstilsynet og helsemyndighetene,
- en aktivitetsforskrift til havs, fastsatt og håndhevet av Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og helsemyndighetene som tidligere, og
- en innretningsforskrift til havs, fastsatt og håndhevet av Petroleumstilsynet, Klima- og forurensningsdirektoratet og helsemyndighetene som tidligere.

Tabell 2. HMS-forskrifter

Forskrift om helse, miljø og sikkerhet (HMS) i petroleumsvirksomheten (rammeforskriften)	Veiledning hos Petroleumstilsynet
Forskrift om styring i petroleumsvirksomheten (styringsforskriften)	Veiledning hos Petroleumstilsynet
Forskrift om materiale og opplysninger i petroleumsvirksomheten (opplysningspliktforskriften)	Veiledning hos Petroleumstilsynet
Forskrift om utforming og utrustning av innretninger med mer i petroleumsvirksomheten (innretningsforskriften)	Veiledning hos Petroleumstilsynet
Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften)	Veiledning hos Petroleumstilsynet
Retningslinjer for rapportering av petroleumsvirksomhet til havs	
Retningslinjer for miljøovervåking	

Vedtakene skal koordineres av Petroleumstilsynet når vedtak treffes samtidig av flere myndigheter og vedtakene berører hverandre. Klima- og forurensningsdirektoratet forvalter krav til operasjonelle utslipp under normal drift, samt krav til beredskap mot akutt forurensning. Statens strålevern forvalter krav til utslipp av radioaktive stoffer og håndtering av radioaktivt avfall. Hver myndighet vil overvåke, vurdere og påvirke risikoen innenfor sine respektive ansvarsområder, gjennom tilsyn, vedtak, regelverksutvikling, utredninger og informasjon. Alle felt er pålagt miljøovervåking for å følge miljøpåvirkningen i nærområdene. Miljøovervåkingen koordineres for alle feltene i definerte regioner.

Operatøren skal ved sentrale milepæler og beslutningspunkter, søke Petroleumstilsynet om samtykke til virksomhet og Klima- og forurensningsdirektoratet om tillatelse til forurensende

virksomhet ("utslippstillatelse"). Operatøren må også søke Statens strålevern om tillatelse til forurensende virksomhet ("utslippstillatelse") når det gjelder radioaktive stoffer. I tillegg gir Olje- og energidepartementet årlige produksjonstillatelser og Oljedirektoratet boretillatelse før borestart. Operatøren må dokumentere kontroll med at virksomheten vil foregå innenfor regelverkets rammer. Klima- og forurensningsdirektoratet stiller eventuelle spesifikke krav til beredskap mot akutt forurensing i tilknytning til vedtak om tillatelse til forurensende virksomhet. Myndighetene kan stille vilkår/ krav samtidig med samtykkevedtaket

I tillegg til disse lovene og forskriftene gir ressursforskriften og måleforskriften utfyllende bestemmelser til petroleumslav og -forskrift. Måleforskriften gir også utfyllende bestemmelser til CO₂-avgiftsloven. For petroleumsvirksomhet gjelder også strålevernloven og strålevernforskriften.

Utslipp til luft

Kvoteloven og klimakvoteforskriften. Fra 2008 omfatter kvotesystemet CO₂-utslipp fra all fossilt brensel som brukes i virksomheter som omfattes av kvotesystemet, også de utslippene som i dag er belagt med CO₂-avgift. Dette førte til at utslipp fra offshore petroleumsvirksomhet ble omfattet av kvotesystemet. Landbasert industri som har kvoteplikt får refundert det de betaler i CO₂-avgift. CO₂-avgiften for petroleumsvirksomhet offshore ble redusert, slik at samlede utslippskostnaden med CO₂-avgift og kjøp av kvoter blir videreført på tilnærmet dagens nivå.

Formålet med *IPPC-direktivet (EUs rådsdirektiv 96/61 EF, nå erstattet av EU direktiv 2010/75/EU om industrielle utslipp av 24.11.2010)* er å samle regulering av alle forurensende utslipp til luft, vann og jord fra én og samme virksomhet i én tillatelse, gitt av én myndighet. Dette skal føre til en mer helhetlig vurdering og regulering av den samlede forurensningsbelastningen forårsaket av en virksomhet, og derigjennom en bedre beskyttelse av miljøet. Et hovedprinsipp i direktivet er at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte "beste tilgjengelige teknikker" (BAT – best available techniques), og at de utslippsgrensene som fastsettes i en tillatelse, skal baseres på BAT.

Elektrifisering

I tråd med Innstillingen nr 114 (1995 - 96) fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, vedtok Stortinget 22. februar 1996 følgende; Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner.

Slike utredninger gjennomføres i forbindelse med nye utbygginger/større modifikasjoner, og for enkelte felt er det nå planlagt eller besluttet å bruke kraft fra land. Under Gøteborgprotokollen ble ulike gasser som fører til forurensning, overgjødsling og ozondannelse samlet. Protokollen omhandler svoveldioksid (SO₂) og nitrogenoksider (NO_x), ammoniakk (NH₃) og flyktige organiske forbindelser (NMVOC). Gøteborgprotokollen ble undertegnet i 1999 og trådte i kraft i 2005. Protokollen satte begrensninger for utslipp av gassene i 2010. Partene holder nå på å revidere Gøteborgprotokollen. Nye bestemmelser antas å foreligge i 2011.

Utslipp til sjø

I løpet av 2008 utarbeidet Statens forurensningstilsyn (Klima og forurensningsdirektoratet), Oljedirektoratet og Statens strålevern en rapport (januar 2009) som vurderte kostnader og nytte for miljø og samfunn ved nullutslipp. I denne rapporten anbefalte de tre etatene at:

- radioaktivitet ble inkludert i nullutslippsmålet
- det ikke ble innført generelle krav til nullutslipp av produsert vann og borekaks og borevæske på norsk sokkel
- det både for nye og gamle felt burde gjøres transparente samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvurderinger, inkludert helhetlige miljøvurderinger av tiltak for å hindre utslipp til havs av produsert vann og/eller borekaks og borevæsker
- det i spesielle områder med forekomst er av sårbar bunnfauna eller hvor fisk gyter på bunnen burde benyttes teknologi for å håndtere kaks og borevæske på en måte som fører til mindre nedslamming enn utslipp direkte fra riggen
- det på Troll B og C, som representerer omkring 40 prosent av utslippene av radioaktive stoffer til havs, burde gjøres nye vurderinger av injeksjon av produsert vann.

Nullutslipp

For virksomheten i Nordsjøen er det *pålegg om null miljøskadelig utslipp (nullutslipp)*. Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målet ble utdypet i St.meld.nr.25 (2002-2003) og er senere presisert og spesifisert i en rekke Stortingsmeldinger, sist i St.meld.nr. 26 (2006-2007). Nullutslippsmålet er et føre-var-mål som ble etablert på et tidspunkt da utslippene av olje og kjemiske stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten økte sterkt, og flere fagmyndigheter og forskningsinstitusjoner advarte mot mulige effekter på livet i havet. Nullutslippsmålet er ikke et absolutt mål, og de viktigste prinsippene som ble etablert i Stortingsmeldingene er at alle nye, selvstendige feltutbygginger skal ha nullutslipp fra første dag, og at eksisterende felt skal ha implementert tiltak for å nå målet innen utløpet av 2005. Radioaktivitet ble inkludert i nullutslippsmålet i 2009, jfr. St. meld. nr. 37 (2008 – 2009) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan). Utslipp til sjø av radioaktive stoffer fra petroleumsvirksomheten er regulert gjennom utslippstillatelser gitt av Statens strålevern.

OSPAR-mål for reduksjon av utslipp med produsert vann

OSPAR's (konvensjonen om havmiljø) "Recommendation 2001/1" omhandler håndtering og utslipp av produsert vann. De målsetningene som er tallfestet er at totale utslipp av olje med produsert vann i 2006 skal være redusert med minst 15 prosent sammenliknet med utslippene i 2000, og at myndighetene skal kreve at oljeinnholdet i vannet ikke skal overstige 30 mg/l og med 2007. I tillegg beskrives generelle krav om at utslippene skal reduseres mest mulig, at det skal gjøres helhetlige vurderinger, og at arbeidet med utslippsreduksjoner skal prioritere de mest miljøskadelige komponentene i produsert vann. Vedtaket fra OSPAR tar ikke hensyn til endring i aktivitet.

I tråd med OSPAR's strategiske mål om å stanse utslipp av miljøfarlige stoffer innen 2020, har OSPAR vedtatt et mål om stans i utslipp av tilsatte offshorekjemikalier som er tatt med på en prioritetsliste innen 1. januar 2010 (OSPAR Recommendation 2005/2). Norge har gjennom arbeidet i OSPAR også forpliktet seg til å forhindre radioaktiv forurensning av havet gjennom gradvise og vesentlige reduksjoner av utslipp. Det langsiktige målet er at naturlig forekommende radioaktive stoffer i miljøet skal være nær bakgrunnsnivået.

Generasjonsmålet

Generasjonsmålet innebærer at utslipp og bruk av kjemikalier som utgjør en alvorlig trussel mot helse og miljø skal stoppes innen 2020. For noen miljøgifter er det imidlertid ikke mulig å stoppe utslippene totalt fordi de kan dannes utilsiktet i ulike prosesser, slik som PAH og dioksiner. Målet er da å stanse utslippene så langt som mulig. Tidligere har ikke regjeringen konkretisert hvilke stoffer som omfattes av generasjonsmålet. Nå legges det til grunn at det er de samme miljøgiftene som er oppført på OSPAR's prioritetsliste. Et første skritt på veien mot å nå målet i 2020, er å nå utslippsmålet for prioriterte miljøgifter, der det skal være slutt på eller vesentlige reduksjon i utslippene senest innen 2010.

Avslutning

Avslutning av petroleumsvirksomheten på innretninger og videre disponering er regulert gjennom petroleumsløven. Krav til disponering av innretninger følger også av OSPAR-konvensjonen. OSPAR-kommisjonens ministermøte 23. juli 1998 fattet beslutning om å etablere et generelt forbud mot å disponere slike innretninger til havs. Det gjelder unntak for visse innretninger eller deler av innretninger dersom en samlet vurdering i det enkelte tilfelle viser at det er overveiende grunner for sjødisponering. Stortinget tiltrådte beslutningen gjennom St.prp. nr. 8 (1998-99).

OSPAR-vedtak 98/3 om disponering av utrangerte offshore innretninger trådte i kraft 9. februar 1999 og legger føringer for hvilke disponeringsalternativ som er akseptable for ulike typer innretninger til havs. Vedtaket omfatter ikke rørledninger, deler av en innretning som befinner seg under havbunnen og ankerfundamentet i betong som ikke er til hinder for fiskeriene. OSPAR-vedtaket innebærer at det er forbudt å dumpe og å etterlate helt eller delvis utrangerte offshore innretninger i sjøområdet.

Det kan fattes unntak fra forbudet for enkelte innretninger eller deler av innretninger dersom en samlet vurdering i det aktuelle tilfelle viser at det er sterke grunner for sjødisponering. Unntakene gjelder:

- nederste del av store, faste stål-innretninger (innretninger som har en understellsvekt på mer enn 10.000 tonn) utplassert i sjøområdet før februar 1999
- understell på betong-innretninger og betong ankerfundament
- enhver annen innretning når eksepsjonelle eller uforutsette omstendigheter som skyldes skade på konstruksjonen eller forringelse, eller andre årsaker som innebærer tilsvarende vanskeligheter kan påvises.

Særskilt for rørledninger

De rettslige reglene som ligger til grunn for beslutning om disponering av marine rørledninger og kabler er foruten petroleumsløven kapittel 5, internasjonale regler, fastsatt i eller i medhold av OSPAR-konvensjonen av 1992. Reglene går ut på at det skal vurderes konkret hvert enkelt tilfelle, med utgangspunkt i tekniske, sikkerhetsmessige, miljømessige og økonomiske forhold og hensynet til andre brukere av havet hvordan disponering skal skje. Innenfor territorialgrensen kommer også annet regelverk til anvendelse.

I stortingsmelding nr 47 (1999-2000) "Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel" gis det retningslinjer for disponering av rørledninger og kabler. "Rørledninger og kabler vil, som en generell regel, kunne etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsmessig risiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene med nedgraving, tildekking eller fjerning. Dette innebærer at rørledninger og kabler etterlates når det ikke drives slikt fiske av betydning eller når rørledningene eller kablene er eller blir for-

svarlig nedgravd eller tildekket. I begge tilfeller er det en forutsetning at rørledningene og kablene er rensset for stoffer som kan medføre skader på livet i havet. Der det ikke er for-
svarlig å etterlate rørledninger og kabler på havbunnen, er nedgraving normalt en bedre
løsning enn ilandbringelse."

3.7 Sektorens aktiviteter

Petroleumsvirksomheten gjennomgår ulike faser fra et område åpnes for undersøkelses-
aktivitet og lisensiering til avslutning/disponering av innretninger på et felt.

Innen de ulike faser finnes en rekke ulike aktiviteter som i større eller mindre grad er rele-
vante i forhold til mulige konsekvenser på miljø og andre brukere av havet. De faser/hoved-
aktiviteter som planlegges inkludert i utredningsarbeidet er:

Undersøkelsesfasen før konsesjonstildeling:

- Seismikk
- Grunne kjerneboringer
- Elektromagnetiske målinger m.m.

Utvinningsfasen fra en konsesjon blir tildelt til den oppgis/tilbakeleveres:

Lete-fasen

Seismikk (ofte av ulik årgang og omfang)

Forundersøkelser (grunn seismikk, geotekniske studier)

Lete- og avgrensingsboringer

Utbyggingsfasen

- Forundersøkelser
- Forboringer
- Trasévalg for rørledning
- Valg av konsept
- Arealbeslag (installering, marine operasjoner)

Driftsfasen

- Arealbeslag
- Utvinningsboringer
- Seismikk på feltet
- Produksjon av olje og gass
- Økt utvinning

Avslutningsfasen

Når en tillatelse er tilbakelevert kan den bli gjort tilgjengelig for andre å søke på. Det kan
skyldes at der finnes petroleumsfeller som ikke er blitt undersøkt tidligere eller at en ønsker å
gjenåpne et nedstengt felt. Da kan produksjonsfasen repeteres gjennom ny konsesjons-
tildeling.

Ny kunnskap og nye geologiske og geofysiske metoder/teknologi gjør at et område kan
utforskes flere ganger før en kan avskrive det som ikke prospektivt eller ferdig utforsket.

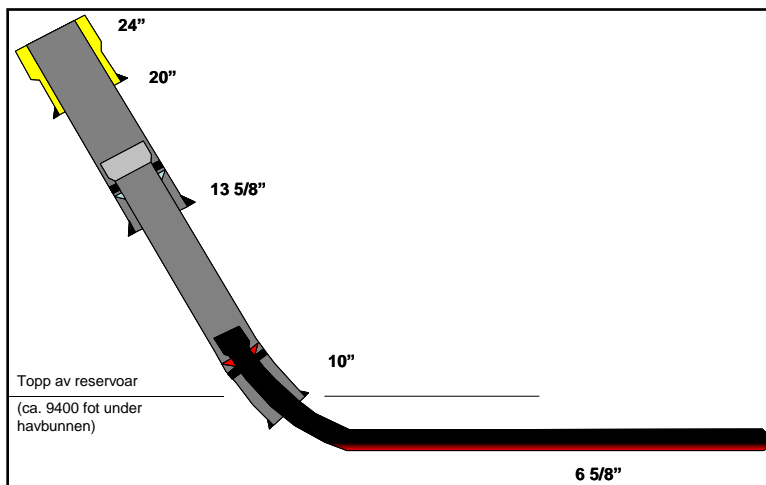
Seismiske undersøkelser gjennomføres for å kartlegge mulige forekomster av olje og gass
under sjøbunnen, og for enkelte felt senere i produksjonsfasen for å følge utviklingen i
reservoaret. De todimensjonale undersøkelsene (2D) benyttes ved store regionale under-
søkelser i en tidlig fase før utvinning av ressurser i et område. Fartøyet følger linjer eller et
rutenett hvor linjene ligger med relativt lang avstand fra hverandre (én kilometer eller mer).
Det benyttes én lydkilde sammensatt av flere luftkanoner til et luftkanonfelt og én hydro-

fonkabel. Luftkanonen avfyres normalt hver 25. meter eller hvert tiende sekund ved fem knops fart.

I dag benytter oljeindustrien tredimensjonale undersøkelser (3D) i økende grad fordi disse gir langt mer informasjon om havbunnen og reservoarene. Ved å benytte flere hydrofonkabler og oftest to lydkilder som avfyres vekselvis, dekker undersøkelsene et langt tettere rutenett med rutestørrelse nede i 25 x 25m. Doble lydkilder og flere kabler fører til at skipet trenger å kjøre færre linjer for å dekke det samme arealet. Dette fører videre til at mulige forstyrrelser av liv i havet reduseres sammenlignet med tidligere metoder med færre kabler.

Ved reservoarovervåking benyttes såkalt 4D-seismikk som tilsvarer gjentatte 3D-undersøkelser over tid (Time Lapse Surveys).

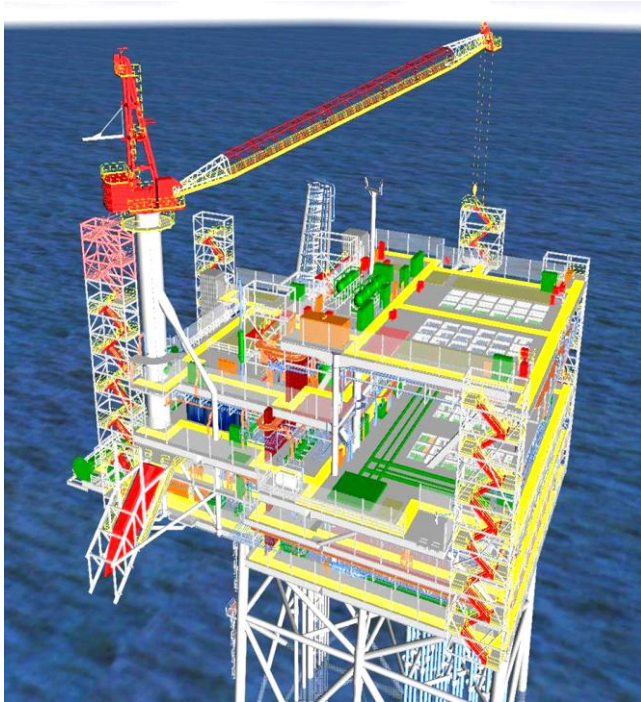
Leteboring gjennomføres for å påvise eventuelle forekomster av olje eller gass. Boringen utføres med boreinnretning (flytende eller oppjekkbar). Dersom det påvises hydrokarboner kan det også være aktuelt å teste produksjonsegenskapene av disse, og det kan utføres en strømningstest (brønntest). Dette gir nødvendige data til bruk i videre analyser og planlegging for eventuell feltutbygging og er viktig for valg av utbyggingsløsning og kostnadsanalyser. Det kan også bores flere undersøkelsesbrønner i en utvinningstillatelse. Gjøres det funn kan det, avhengig av funnets størrelse, bores en eller flere avgrensingsbrønner for å beslutte om en utbygging er aktuell.



Figur 8. Typisk brønndesign og størrelse (tommer) på føringsrør (ConocoPhillips, 2011)

Letebrønner omfatter undersøkelses- og avgrensingsbrønner. En undersøkelsesbrønn er den første brønningen som bores på et prospekt (funnmulighet), mens en avgrensingsbrønn bores for å bestemme utstrekning og omfanget av et funn. Tidsperspektivet fra funn til produksjon er ca. 7 -10 år, mens det fra åpning av et område til et felt kan være i drift typisk tar 12-15 år.

Selve utbyggingen av et felt medfører normalt en rekke marine operasjoner for å installere innretninger enten på havbunn eller forankringssystemer for flytende innretninger, samt tilhørende rørledninger. Slike operasjoner varer fra noen uker til noen måneder, avhengig av type og kompleksitet.



Figur 9. Skisse over deksanlegget på Ekofisk 2/4 Z (ConocoPhillips, 2011)

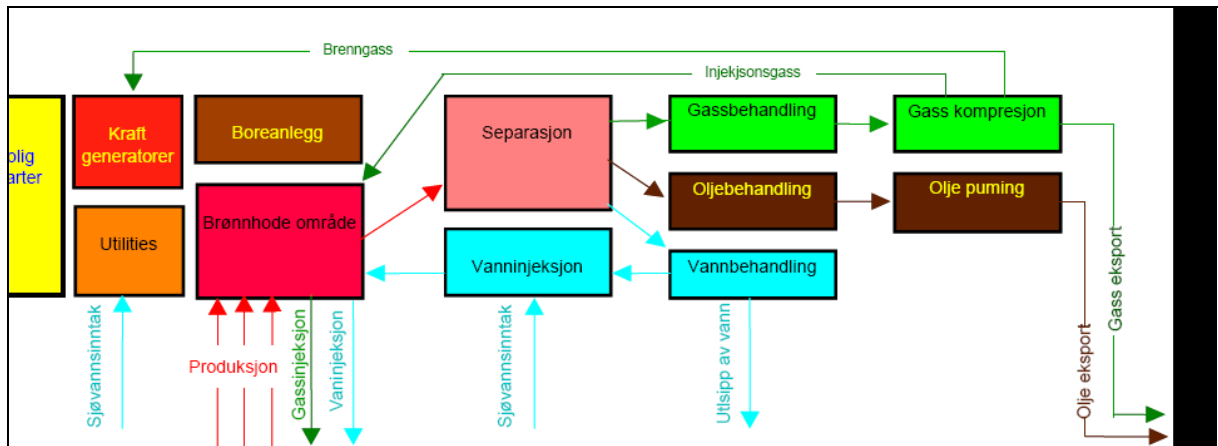
Hovedfunksjonen til en vanlig produksjonsinnretning er å prosessere brønnstrømmen til et slikt nivå at oljen og gassen kan transporteres videre, levere produksjonsstøtte (for eksempel: vann eller gass til trykkstøtte og gass til løft av brønnstrøm) og for noen av innretningene også boring av brønner.

Brønnstrømmen blir normalt produsert opp til innretningen ved hjelp av trykket i reservoaret. Hvis reservoartrykket ikke er tilstrekkelig til å produsere brønnstrømmen, kan den løftes opp til innretningen enten ved å injisere gass nede i brønnen for å senke trykkfallet fra brønnsøylen, eller ved elektriske pumper nede i brønnen (ESP).

Etter at brønnstrømmen er ledet gjennom et manifoldsystem, blir den ledet videre gjennom et separasjonssystem for å fjerne sand og vann og for å separere gass- og væskefraksjonen av hydrokarbonene. Gassen behandles videre for å ha tilstrekkelig kvalitet for transport og eventuelt salg. Deler av gassen benyttes i gassturbiner eller gassmotorer for kraftgenerering på innretningen. For å unngå at for mye av væsken (olje og/eller kondensat) fordamper under transport må væsken som regel også stabiliseres til nødvendig transportspesifikasjon før den transporteres fra feltet. Væsken kan også transporteres ustabilisert til et landanlegg der den blir stabilisert.

For prosesseringen av brønnstrømmen kreves en rekke støtte- og hjelpesystemer kreves, som varmeveksling, kraftgenerering og kjemikaliesystemer.

Det meste av den elektriske kraften som er nødvendig for drift av innretningene på norsk sokkel genereres av turbiner som driver strømgeneratorer. Figur 10 gjengir hovedfunksjonene til en normal produksjonsinnretning til havs. Ikke alle funksjoner er nødvendige for alle anlegg (for eksempel er boreanlegg aktuelt bare på innretninger der det skal bores et visst antall brønner).



Figur 10. Hovedfunksjoner til en innretning til havs. (G.Einang, 2006).

Det er normalt å kople produksjon fra mindre satellittfelt (nabofelt) til et hovedfelt etter hvert som det blir ledig behandlingskapasitet på innretningen. Innfasing av satellittfelt løfter innretningens produksjonsnivå og bidrar til at feltet vil produsere lengre.

Mot slutten av et felts levetid kan 90 prosent av væskeproduksjonen være vann, og bare 10 prosent olje. Injeksjon av vann er normalt den mest kraftkrevende operasjonen på et oljefelt. I tillegg utgjør kompresjon av gass for transport og/eller injeksjon et betydelig kraftforbruk på et oljefelt. Andre energikrevende operasjoner er boring av nye brønner, pumping av olje og løfting av sjøvann opp på innretningen.

Et gassfelts livssyklus og energibruk skiller seg vesentlig fra et oljefelt. Det er også store forskjeller mellom ulike gassfelt. Gassfelt dreneres normalt ved hjelp av naturlig trykkavlastning av reservoaret. Det initielle reservoartrykket er i flere tilfeller høyt nok til å transportere gassen direkte til land eller til en annen prosessinnretning for sluttprosessering. Kraftbehovet vil være tilnærmet konstant i den første produksjonsperioden, dersom reservoartrykket er høyt nok til å transportere gassen i land.

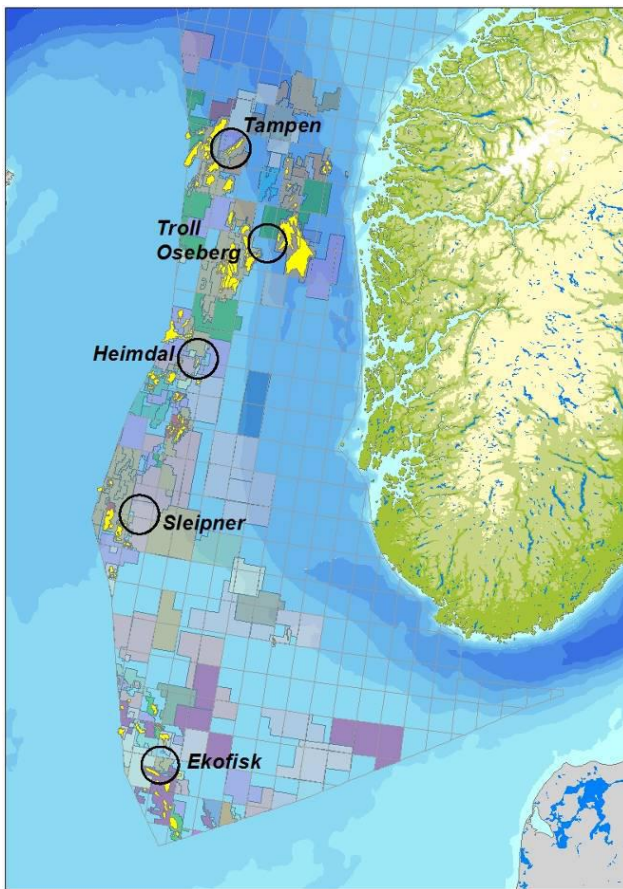
Etter hvert som gassen i feltene produseres, synker trykket i reservoaret. Dermed øker behovet for trykkstøtte for å få gassen enten inn til prosessanleggene på land, eller for direkte transport av salgsgass til markedet.

Avvikling innebærer at brønner plugges og etterlates. Innretninger og rørledninger rengjøres og disponeres i henhold til den avviklingsbeslutning som fattes av Stortinget eller Regjeringen. Disponering av rørledninger vurderes fra sak til sak, hvor spesielt hensynet til fiskeri vektlegges ved valg av løsning.

4 PETROLEUMSVIRKSOMHET

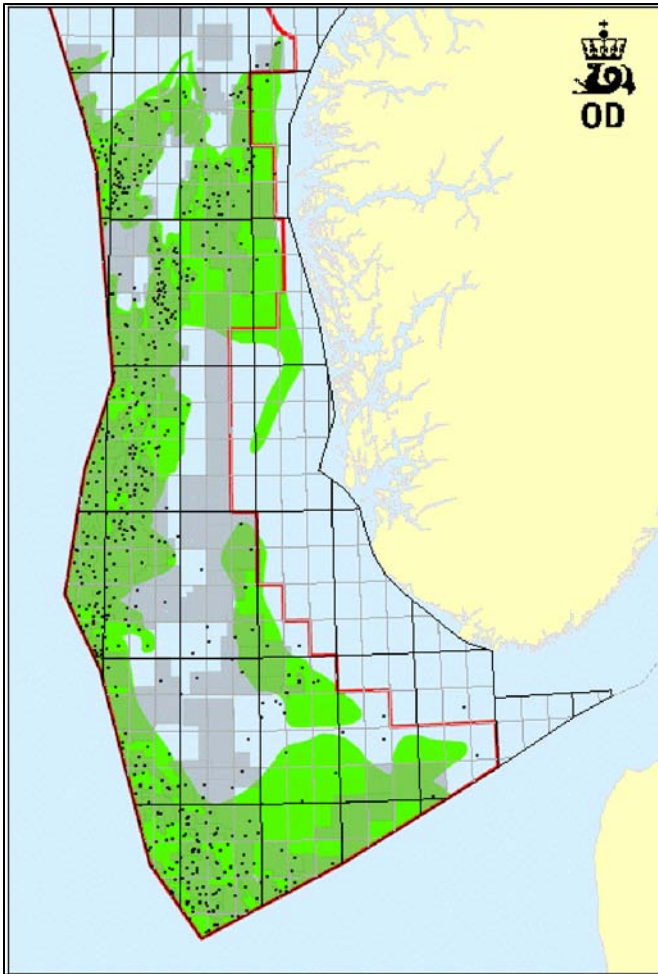
Etter nærmere 50 års virksomhet regnes Nordsjøen sør for 62 breddegrad som et modent område i petroleumssammenheng. Kjennetegn på modne områder er kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder regnes sannsynligheten for å gjøre nye funn som stor.. Området deles inn i tre områder henholdsvis den sørlige delen av Nordsjøen, den midtre delen av Nordsjøen og den nordlige delen av Nordsjøen. Grensene går ved henholdsvis $56^{\circ} - 58^{\circ}$, $58^{\circ} - 60^{\circ}$ og $60^{\circ} - 62^{\circ}$.

Hele området er et modent område med kjent geologi med mange funn og felt i produksjon. Prognoser for petroleumproduksjon for enkelt felt fram i tid er konfidensielle og usikre. Basert på nevnte forutsetningen blir et representativt "bilde" av petroleumsvirksomheten innen de ulike områdene presentert, både i 2010 og i 2030. Dette "bildet" av petroleumsvirksomhet er basert på petroleumsfaglige vurderinger.



Figur 11. Petroleumsvirksomhet i Nordsjøen med fem utvalgte hovedområder.

Aktivitetsnivået som er skissert i de ulike områdene er basert på informasjon fra RNB 2010 og kunnskap innhentet via Oljedirektoratets oppfølging av utvinningstillatelsene. I prognosene som presenteres ligger også vurderinger knyttet til økt oljeutvinning. I tillegg er det gjort en evaluering av sannsynlig forlengelse av driftsperioden på felt, utover den perioden de har rapporterte utslipp.



Figur 12. Alle undersøkelsesbrønner³, utvinningstillatelser (grå), bekreftede letemodeller (grønn) og TFO-området (rødt) i Nordsjøen.

Figur 12 viser at det i Nordsjøen er boret flest letebrønner i områder der det er gjort mange funn. I det representative utslippsbilde for dagens virksomhet og framtidsbilde, er letebrønner inkludert i konsekvensanalysene ved at de er inkludert i rate/varighetsfordelingene.

Konsekvenser av aktivitet i Nordsjøen som skiller seg fra disse representative områdene, er omtalt i rapporten. Det er innhentet opplysninger om avsluttede og planlagte letebrønner i områder som skiller seg fra de representative områdene. Dette for å få et mest komplett bilde av miljørisikoen ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Det er viktig å presisere at metodikken for miljørisikoanalyser har utviklet seg siden 2005 og at funnsannsynlighet i områder uten bekreftede letemodeller er lav.

Miljørisikoen fra følgende letebrønner er innhentet fra de miljørettete miljørisikoanalysene, som er den del av samtykkesøknaden;

- 3/8-1 Barchan PL 400 (Lundin), 2010/2011, tørr brønn.
- 11/5-1 PL 317 (Hydro), 2006, tørr brønn, tilbakelevert.
- 3/4-2S PL 356 Ulvetanna, (Det Norske), skal bores høsten 2011

³ Letebrønner omfatter både undersøkelsesbrønner og avgrensingsbrønner. Undersøkelsesbrønn er den første brønnen som blir boret på et prospekt. Dersom det blir gjort funn kan det bores en avgrensingsbrønn for å definere funnet nærmere

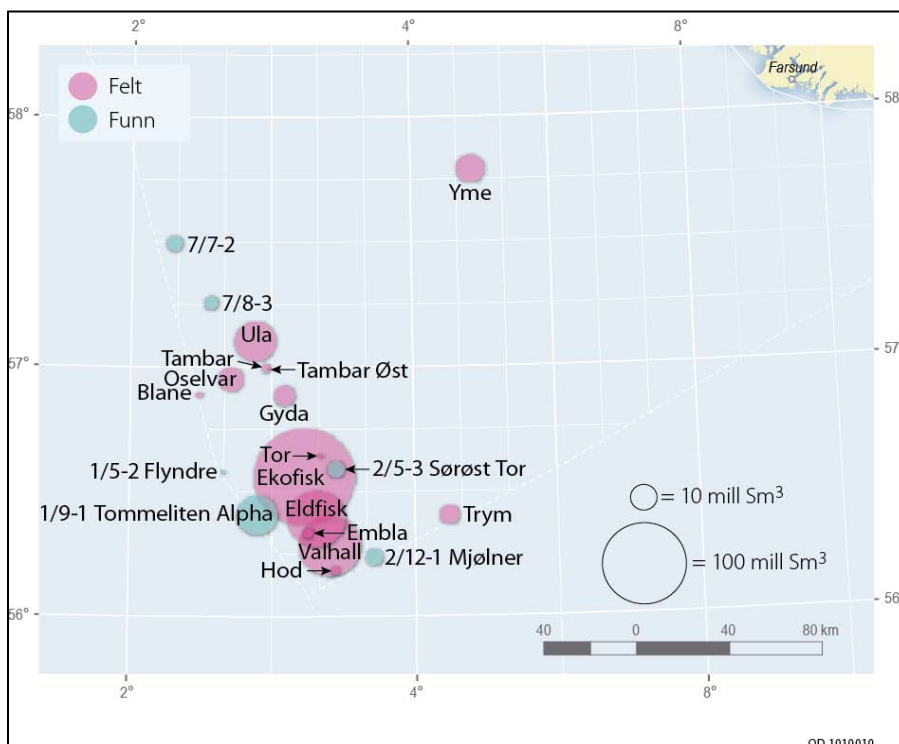
- 9/4 Kogge PL 315 (ExxonMobil), 2006, tørr, tilbakelevert.

I tillegg oppsummeres miljørisikoen fra konsekvensutredningen for Ymefeltet (felt som skiller seg fra utvalgte representative områder) og GjØa (nærmeste felt fra land).

4.1 Petroleumsvirksomhet på norsk sokkel 2010

I 2010 ble 155 millioner Sm^3 o.e., solgt og levert i Nordsjøen. Tilveksten av bruttoreserver var 159 millioner Sm^3 o.e. Hovedårsaken til dette er at det ble godkjent PUD for flere felt. Det førte til at gjenværende reserver i Nordsjøen økte med 4 millioner Sm^3 o.e. Betingede ressurser i felt økte med 95 millioner Sm^3 o.e., blant annet fordi prosjekt for økt utvinning på flere felt ble modnet fra ressurskategori 7A til en mer moden ressurskategori. Det ble gjort ti nye funn i Nordsjøen i 2010, men likevel ble betingede ressurser i funn reduserte med 8 millioner Sm^3 o.e. Grunnen var at flere funn fikk godkjent PUD og dermed regnes som felt.

Den sørlige delen av Nordsjøen



Figur 13. Den sørlige delen av Nordsjøen

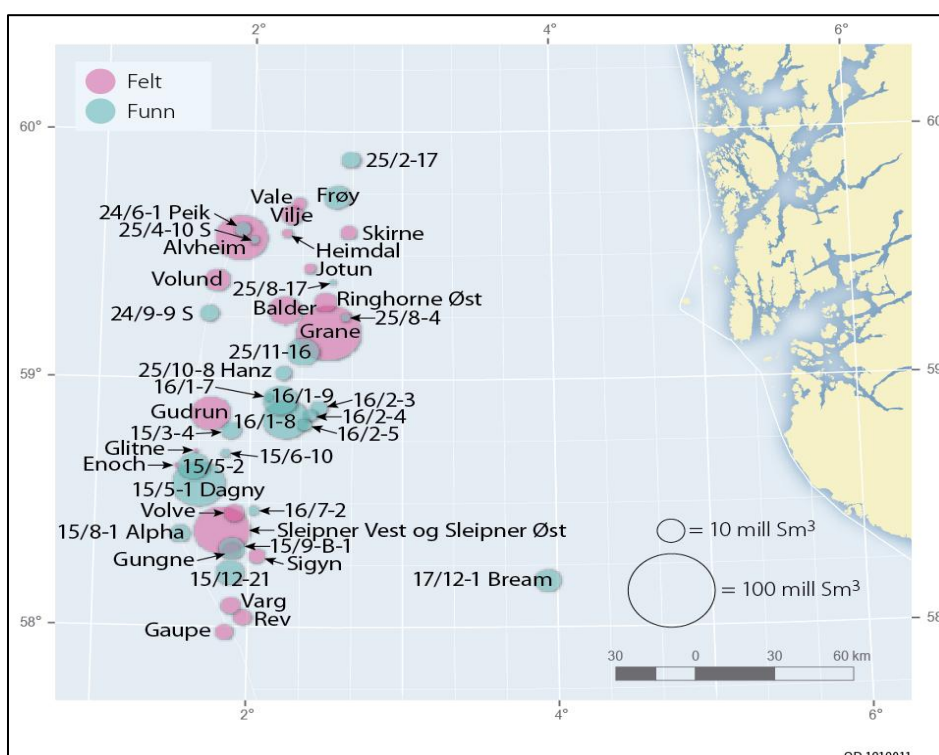
Den sørlige delen av Nordsjøen er fortsatt en viktig petroleumspovins, 40 år etter at produksjonen på Ekofisk startet. Ekofisk er det største feltet på norsk kontinentalsokkel, målt i daglig produksjon. Det er 12 felt i produksjon i den sørlige delen av Nordsjøen. Det siste feltet som kom i produksjon var Trym, der produksjonen startet i februar 2011. To felt er under utbygging med ventet oppstart i 2011, Yme og Oselvar. Ekofisk er et knutepunkt for petroleumsvirksomheten i området, og mange felt er knyttet til infrastrukturen på Ekofisk for videre transport i Norpipesystemet. Det er fortsatt store ressurser igjen i den sørlige delen av Nordsjøen, særlig i de store krittfeltene helt i sør.

Både dagens produksjon og framtidig produksjon domineres av ressursene i krittreservoarene i området. De største krittfeltene produseres nå ved bruk av vanninjeksjon for å holde trykket

oppe og for å fortrenge oljen. Det er imidlertid en øvre grense for hvor stor del av oljen (utvinningsgrad) som kan produseres med denne metoden. Andre metoder blir derfor vurdert for en seinere fase. Den mest lovende synes i dag å være CO₂-injeksjon. Et framtidig CO₂-injeksjonsprosjekt i ett eller flere av de store krittfeltene vil kunne representere en mulighet til forlenget drift, økt verdiskaping og lagring av CO₂ som det er ønskelig å bli kvitt. Krittfeltene kan være gode reservoarer for framtidig injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning, og representerer dermed et stort potensial for lønnsom deponering av CO₂. Det er mange utfordringer knyttet til en slik mulighet.

I og med at flere felt er stengt, og at eldre innretninger på produserende felt blir skiftet ut, er også fjerning og disponering av innretninger en aktivitet som pågår og vil fortsette i området. I Ekofiskområdet er arbeidet med å fjerne utrangerte innretninger i full gang. Også innretninger på Valhallfeltet vil bli fjernet de neste årene.

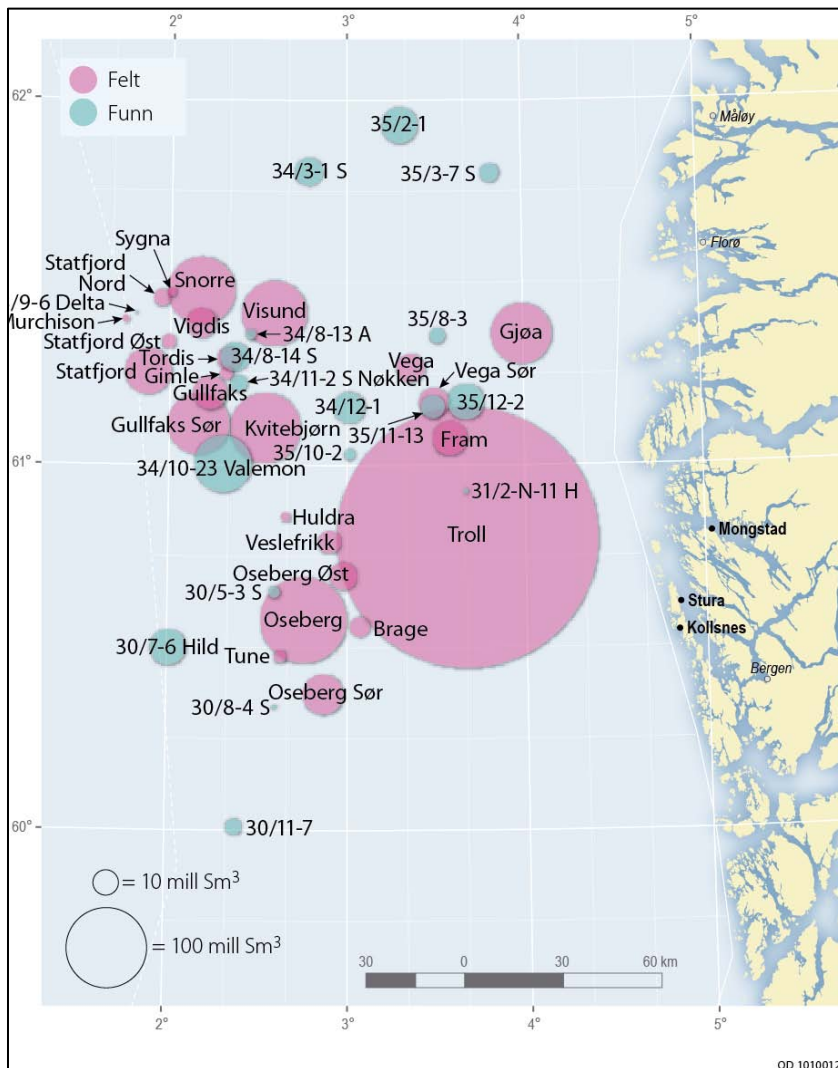
Den midtre delen av Nordsjøen



Figur 14. Den midtre delen av Nordsjøen

Den midtre delen av Nordsjøen har en lang petroleumshistorie. Balder, som ble påvist i 1967, var det første oljefunnet på norsk kontinentalsokkel, men det ble ikke bygd ut før 30 år senere. Den første utbyggingen var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det ble stengt ned i 2004. Det er i dag 19 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen, og to felt, Gaupe og Gudrun, er under utbygging. Flere funn er planlagt utbygd. Seks felt i Friggområdet har avsluttet produksjonen, og innretningene er nå fjernet. Noen av disse feltene kan bli bygd ut på nytt senere. Heimdal har produsert gass siden 1985, og er nå først og fremst et gassenter som utfører prosesseringstjenester for andre felt. Sleipnerfeltene representerer et viktig knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass fra feltene i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert til dels med skip og dels i rørledninger til landanlegg i Norge og Storbritannia.

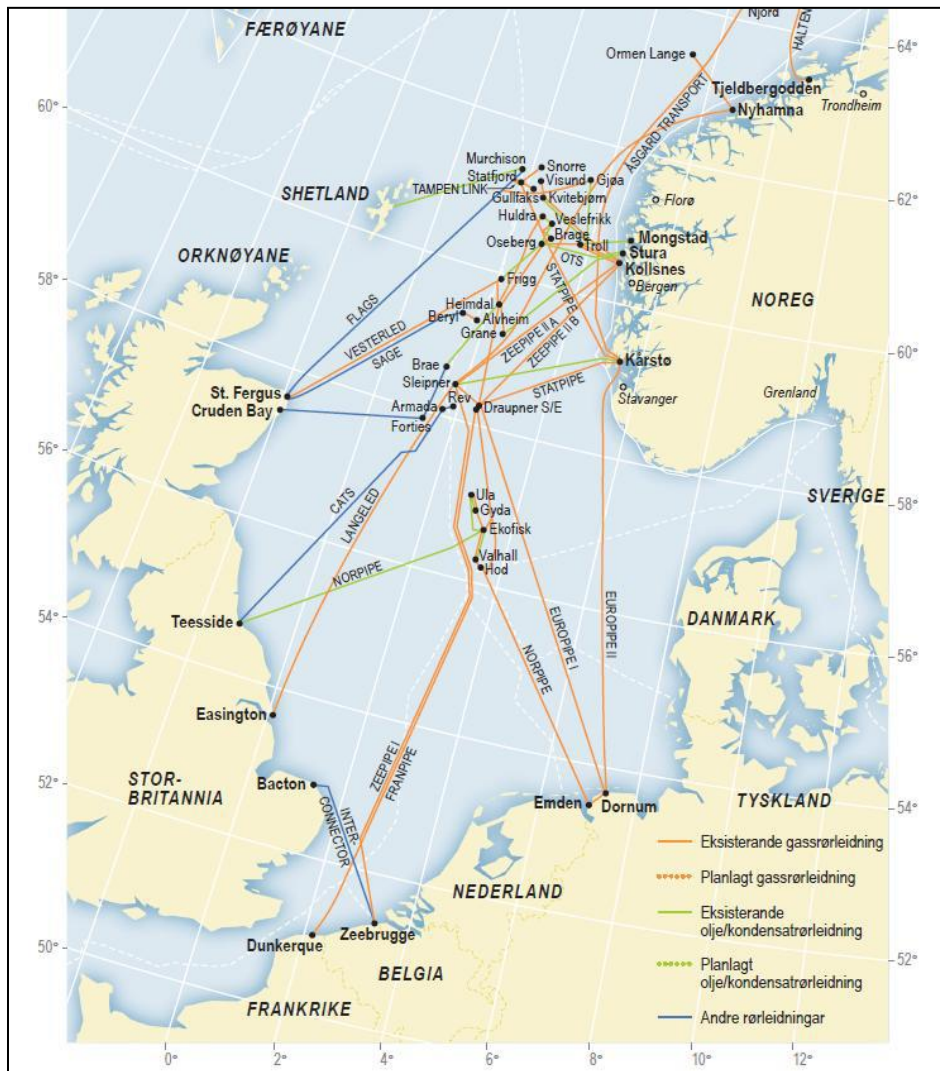
Den nordlige delen av Nordsjøen



Figur 15. Den nordlige delen av Nordsjøen

I den nordlige delen av Nordsjøen som omfatter de to hovedområdene Tampen og Oseberg/-Troll, er det produsert olje og gass siden slutten av 1970-tallet. I dag er det 25 felt i produksjon i denne delen av Nordsjøen. Gjøa, Vega og Vega Sør startet produksjon i 2010. Etter 30 år med produksjon fra området er ressurspotensialet fremdeles stort. Det vil trolig være produksjon i området i mer enn 30 år til. Trollfeltet har en svært viktig funksjon for gassforsyningen fra norsk kontinentalsokkel, og vil være hovedkilden for norsk gasseksport i dette hundreåret. Når de største oljefeltene avslutter oljeproduksjonen, kan store gassvolum bli produsert i en nedblåsings-lavtrykksperiode. Olje og gass fra feltene i den nordlige delen av Nordsjøen blir transportert til dels med skip og til dels i rørledninger til landanlegg i Norge og Storbritannia.

En utfordring for flere av feltene i området er forholdet mellom gassuttak og oljeproduksjon. Gassinjeksjon benyttes allerede på flere felt. Studier indikerer at økt gassinjeksjon kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt for flere felt, også for felt uten egen gass. Området blir i tillegg påvirket av utfordringer knyttet til CO₂-innhold i gassen, og behovet for utblanding. Dette kan legge føringer for dreneringsstrategier for enkelt felt og utbygging av funn. Det er derfor viktig å ha en effektiv og fleksibel infrastruktur.



Figur 16. Rørledninger i Nordsjøen

Rørledninger

Gassco har operatøransvaret for transport av all gass fra norsk kontinentalsokkel. Olje og gass transporteres til kjøperne i rørledninger og med skip. Rundt halvparten av oljen bøyelastes og fraktes med skip, mens resten går i oljerør. I 2009 ble 94 prosent av gassen eksportert gjennom rørledningssystemet. Det norske gasstransportsystemet omfatter et nettverk av rørledninger med samlet lengde på 7800 km. Fra produksjonsinnretningene strømmer gassen gjennom rørledninger og inn til prosessanlegg. Der skilles våtgass og tørrgass fra hverandre. Fra prosessanleggene transporteres våtgassen med skip, mens tørrgassen fortsetter gjennom rørledninger til mottaksterminaler på det europeiske kontinentet og i Storbritannia.

For detaljer vedrørende aktivitetsbeskrivelse vises til aktivitetsrapporten;

<http://www.klif.no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-1/>
<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Helhetlig-forvaltningsplan-for-Nordsjoen-og-Skagerrak/>

4.2 Petroleumsvirksomhet utenfor norsk sokkel

Det er 36 selskaper som har operatørskap på britisk sokkel i Nordsjøen fordelt på 348 felt. Dagens petroleumsaktiviteter på britisk sokkel inndeles i tre områder: Irskesjøen, den sørlige og nordlige delen av Nordsjøen. Hovedaktiviteten foregår i Nordsjøen. Produksjonen nådde toppnivå i 1999 (olje) til 2000 (gass), og har avtatt gradvis etter dette. Produksjonen av vann som følger olje og gasstrømmen opp fra brønnene hadde historisk en stigning fram til et toppnivå fra 1999 til 2004. Etter dette har volum produsert vann, avtatt gradvis år for år, og var i 2009 på nivå med 1996.

I 1966 ble det første olje- og gassfunnet gjort i Danmark. Produksjonen var på topp i 2004. I 2008 falt oljeproduksjon for fjerde år på rad til 16,7 millioner Sm³ fra rekordnivået på 22,6 millioner Sm³ i 2004. Olje- og gassproduksjonen i 2009 var på henholdsvis 15,1 MSm³, og 9 mrd Sm³. Det er 17 felt i produksjon (feltene Dagmar og Regnar var ikke i produksjon i 2009).

Utslipp fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen utenfor norsk sokkel vil bli konsekvensutredet i sektorutredning langtransportert forurensing.

4.3 Petroleumsvirksomhet på norsk sokkel 2030

Hovedforutsetningene for framtidsbildet i 2030 er at det skal være mest mulig realistisk basert på dagens kunnskap om geologi, felt/funn og muligheter for funn. Tallene som presenteres er basert på dagens kunnskap, og de er beheftet med stor usikkerhet. Dette gjelder særlig tallene fra og med 2020 og utover i tid.

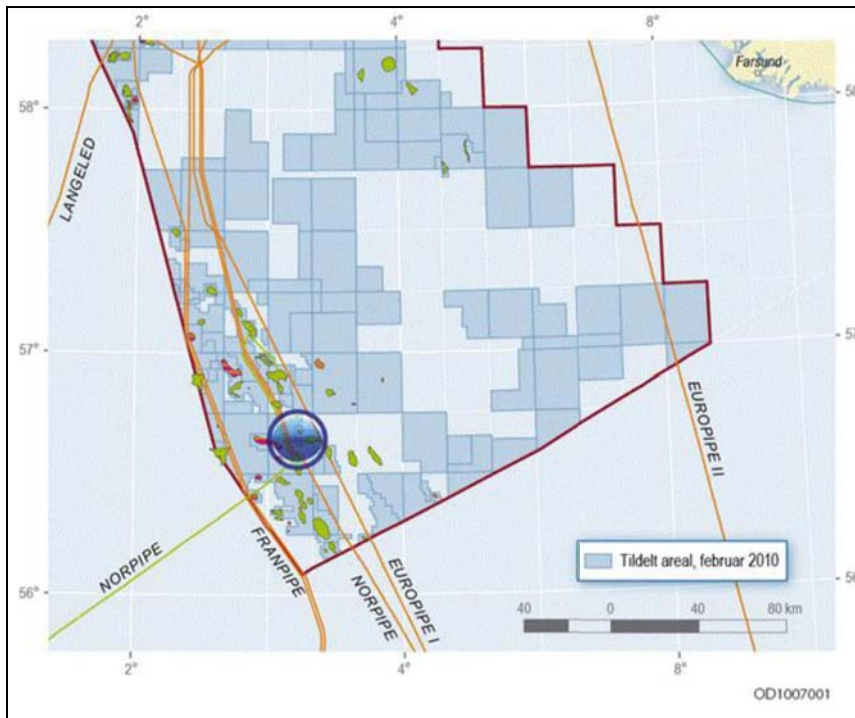
Det vises til fellesrapporten for framtidsbilde rapporten for ytterligere detaljer.

<http://www.klif.no/Tema/Vann-og-hav/Nordsjoen/--MENY/Forvaltningsplan-for-Nordsjoen/-1/>

Den sørlige delen av Nordsjøen

Typisk for feltene i den sørlige delen av Nordsjøen er blant annet at det tar lang tid å produsere oljen og gassen. Det er store gjenværende ressurser i området som representerer et potensial for videre produksjon og verdiskaping. Både på Valhall og Ekofisk blir det bygd nye innretninger med boligkvarter som skal gjøre det mulig å produsere fra området de neste 40 årene. Det ble før sommeren 2011 levert PUD både for Eldfisk (Eldfisk II-prosjektet) og på Ekofisk (Ekofisk Sør-prosjektet). Valhall får kraft fra land i løpet av 2011.

Samlet er potensialet for økt oljeutvinning i den sørlige delen av Nordsjøen betydelig. Selv om potensialet er størst i de store feltene er det interessante volum også i mindre felt. Yme er et slikt eksempel. Feltet ble stengt ned etter seks års produksjon i 2001. Dette skyldtes lave oljepriser og produksjonsproblemer. Da var det fortsatt utvinnbar olje igjen i feltet og nye eiere besluttet derfor i 2006 å bygge ut det på nytt. Yme er det første nedstengte feltet på norsk sokkel som blir gjenåpnet. I framtidsbildet for 2030 mener Oljedirektoratet at Ekofisk-Valhallområdet (Figur 17) fortsatt vil være det viktigste område for produksjon.



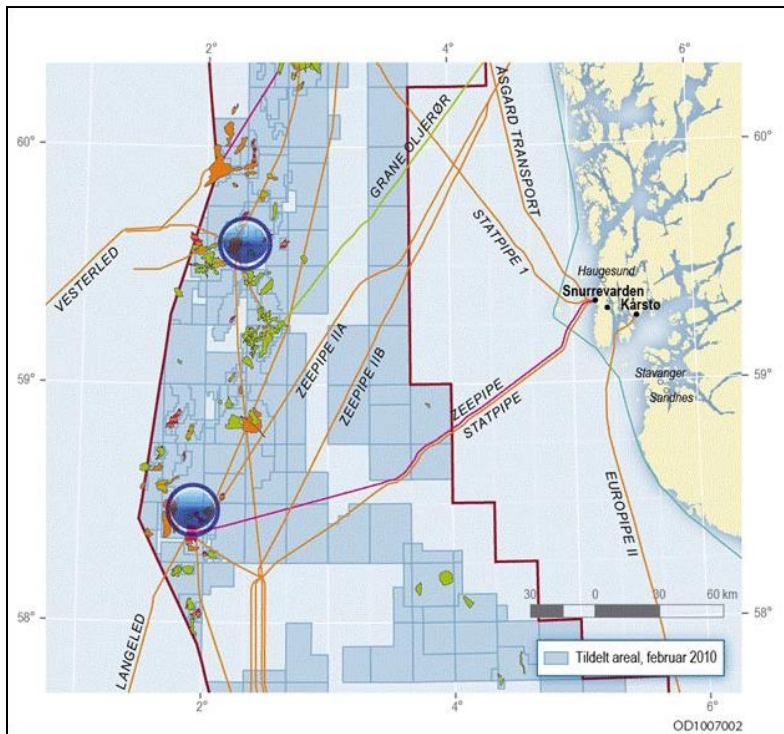
Figur 17. Den sørlige delen av Nordsjøen, 2030.

Den midtre delen av Nordsjøen

Området er relativt modent. Flere felt er nå i halefasen, mens andre for lengst har passert produksjonsplataet og har behov for tilleggsressurser for å utnytte ledig produksjonskapasitet og sikre utvinning av gjenværende petroleumsressurser. Flere felt kommer til å ha produksjon ut over 2030. Flere funn i området de siste årene vil kunne fases inn til eksisterende innretninger eller gi grunnlag for en selvstendig utbygging. En samordnet utbygging kan gi betydelige samordningsgevinster med lavere kostnader og bedre lønnsomhet.

Området har en variert geologi med funn i mange ulike typer petroleumsreservoarer. Et annet interessant område i den midtre del av Nordsjøen er Utsirahøgda. I området finnes hovedsakelig olje. Det har pågått leteaktivitet i dette området siden 1967 og geologien er kjent. Selv om den sørlige delen av Utsirahøgda regnes som et modent område, er det de siste fem årene gjort funn i nye typer reservoarer. Det er boret 32 lete- og avgrensingsbrønner i området og boreaktiviteten er fortsatt høy. Det er planer om å bore om lag 20 lete- og avgrensingsbrønner de neste fire årene. Det er gjort interessante funn som Luno, Draupne, Avaldsnes og Aldous.

I framtidsbildet for 2030 vil det være to hovedområder, Sleipner- og Heimdalområdet (Figur 18). Sleipnerområdet er dag i primært et gassområde, men det kan muligens bli en vridning mot hovedsakelig væskeproduksjon. I Heimdalområdet blir det i hovedsak produsert gass. Produksjon fra Heimdalområdet er i 2030 ikke nødvendigvis basert på eksisterende innretninger.



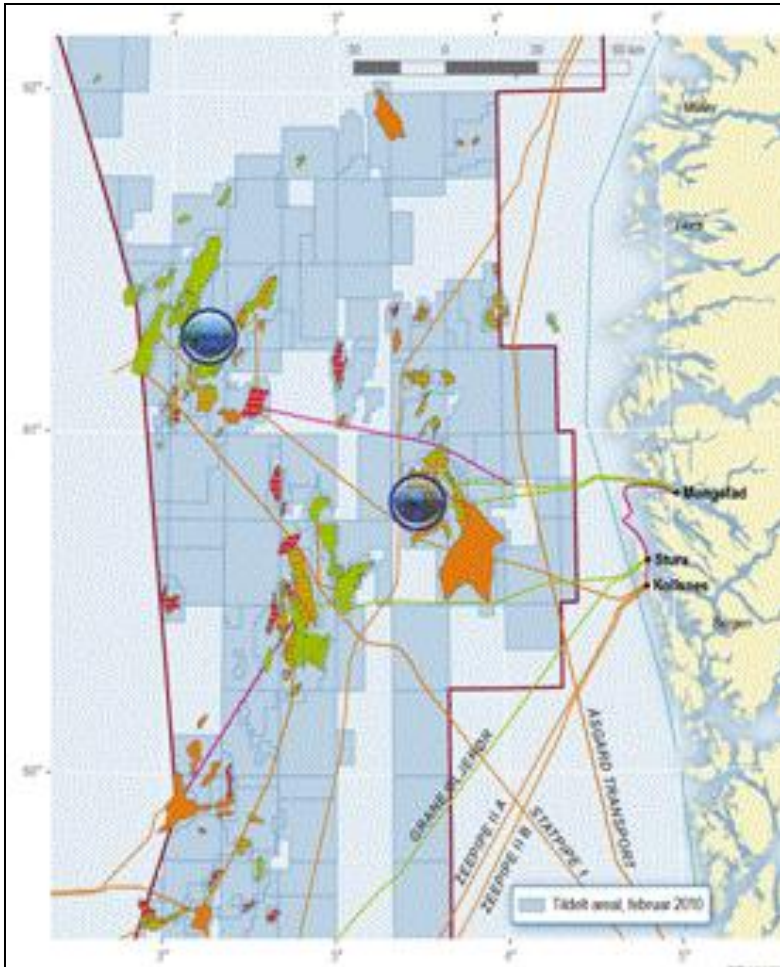
Figur 18. Den midtre delen av Nordsjøen, 2030.

Den nordlige delen av Nordsjøen

Dette er det et område med betydelig gjenværende reserver og ressurser, både i felt og funn. Området er preget av mye infrastruktur som åpner opp for samordninger.

I Osebergområdet faller oljeproduksjonen, men feltene her kommer fortsatt til å produsere i mange år. Den siste utbyggingen, Gjøa med sine satellitter, bidrar til å holde produksjonen i området oppe. Ved å se flere felt og områder under ett, kan løsninger samordnes slik at kostnadene per produsert enhet blir lavest mulig. Samordning på tvers av felt og utvinningstilatelser kan gi betydelige gevinster. Det er behov for fornyelse og forenkling av den omfattende infrastrukturen for å legge til rette for ressursutnyttelse og verdiskaping i et langt tidsperspektiv. Arbeidet som gjøres i prosjektet «Snorre 2040» er viktig for den videre utvikling av Tampenområdet. Bruk av eksisterende/nye innretninger, framtidig oljeeksportløsning, fleksible løsninger for gass eksport/-import, effektive energiløsninger og sikker levetidsforlengelse er viktige tema i arbeidet.

I 2030 kan det være to hovedområder i nordlige Nordsjøen Oseberg – Troll- og Tampenområdene (Figur 19). Flere av dagens produserende felt kommer også i 2030 til å produsere olje og gass, men utviklingen vil gå i retning av flere undervannsinnetninger med havbunns separasjon/injeksjon.



Figur 19. Den nordlige delen av Nordsjøen, 2030.

4.4 Utslippsprognoser

Utslippsprognoser til sjø og luft fra petroleumsvirksomheten er basert på Oljedirektoratets mest realistiske framtidssbilde av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fram mot 2030 (status pr sommer/høst 2010). Det er viktig å presisere at det er stor usikkerhet i utslippsprognosen, spesielt der utslippene er basert på uoppdagede ressurser. Utslippskurver er presentert som hovedtrender/samleprofiler for de områdene på sokkelen hvor det forventes produksjon med tilhørende utslipp. Dette fordi innrapporterte data fra enkelt felt er konfidensiell informasjon, de tilhører selskapene som rapporter dem.

Utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2030 er i framtidssbilde basert på at dagens krav videreføres.

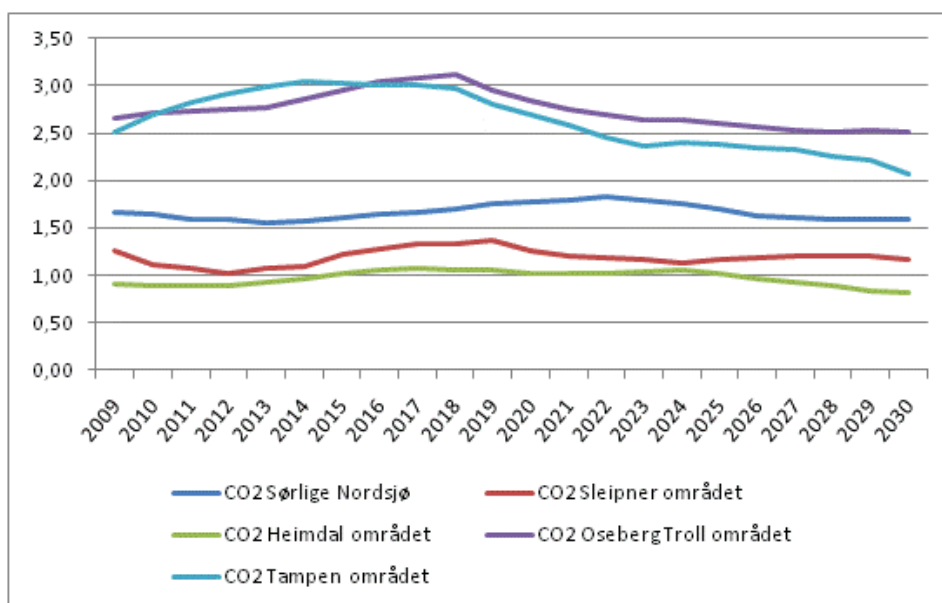
Utslippsprognoser vist for Nordsjøen går frem til 2030, mens utslippsprognoser for norsk sokkel totalt presentert i rapporten går kun frem til 2020. Hovedårsaken til dette er at OD generelt ikke publiserer prognoser mer enn 10 år frem i tid.

CO₂ og NO_x

Tabell 3 viser CO₂ utslippene i Nordsjøen fordelt på områdene i 2010, 2020 og 2030. Figur 20 viser utslipp fordelt på henholdsvis den sørlige, midtre og nordlige delen av Nordsjøen, mill tonn CO₂.

Tabell 3. CO₂ utslippsprognoser

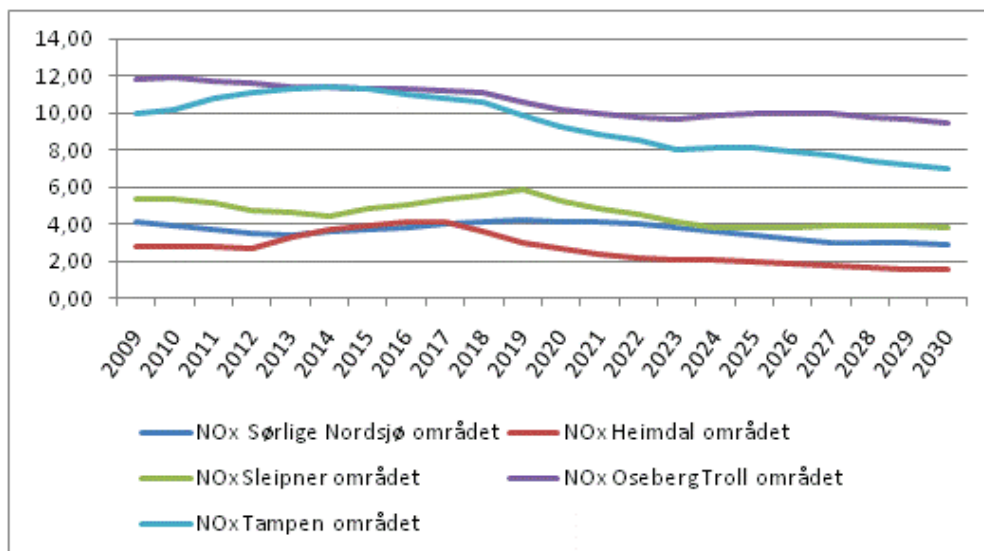
År/mill tonn	2010	2020	2030
CO ₂ Sørlike Nordsjø	1,64	1,77	1,59
CO ₂ Sleipner området	1,12	1,25	1,16
CO ₂ Heimdal området	0,88	1,02	0,82
CO ₂ Oseberg Troll	2,71	2,85	2,50
CO ₂ Tampen	2,69	2,70	2,07
Nordsjøen	9,04	9,60	8,16



Figur 20. CO₂-prognoser Nordsjøen, millioner tonn

Tabell 4. NO_x utslippsprognoser.

Figur 21 viser utslipp fordelt på henholdsvis den sørlige, midtre og nordlige delen Nordsjøen, tusen tonn NO_x.



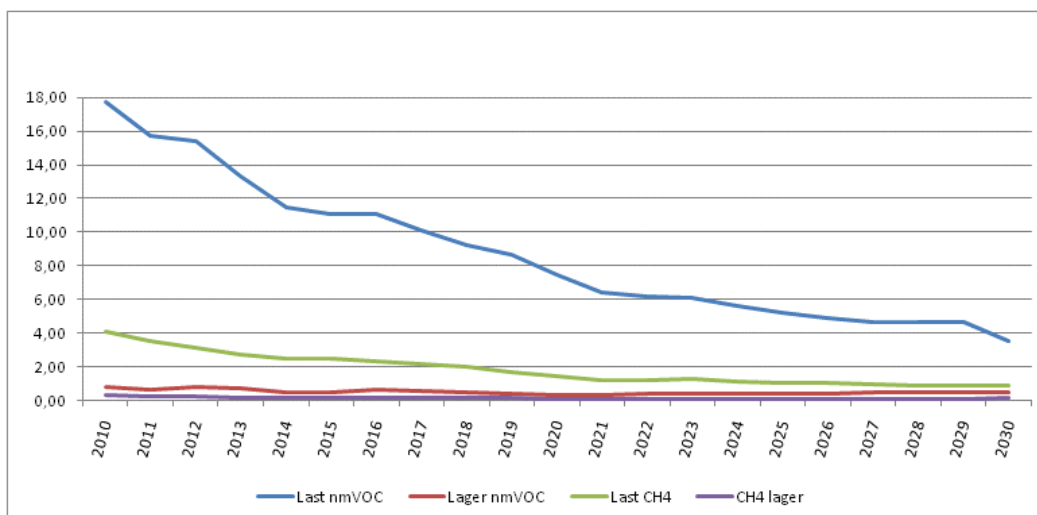
Figur 21. NOx-prognoser Nordsjøen, tusen tonn.

nmVOC og CH4

Største kilde til utslipp av nmVOC og CH4 er avdamping i forbindelse med bøyelasting. I tillegg kommer noe fra kaldventillering/diffuse utslipp. Utslipp fra lasting og lagring vises i henholdsvis tabell 5 og figur 22.

Tabell 5. Prognoser for utslipp av nmVOC og CH4 fra lasting og lagring, tusen tonn

1000 tonn	2010	2020	2030
Last nmVOC	17,75	7,50	3,56
Lager nmVOC	0,84	0,35	0,50
Last CH4	4,14	1,42	0,89
CH4 lager	0,36	0,11	0,13



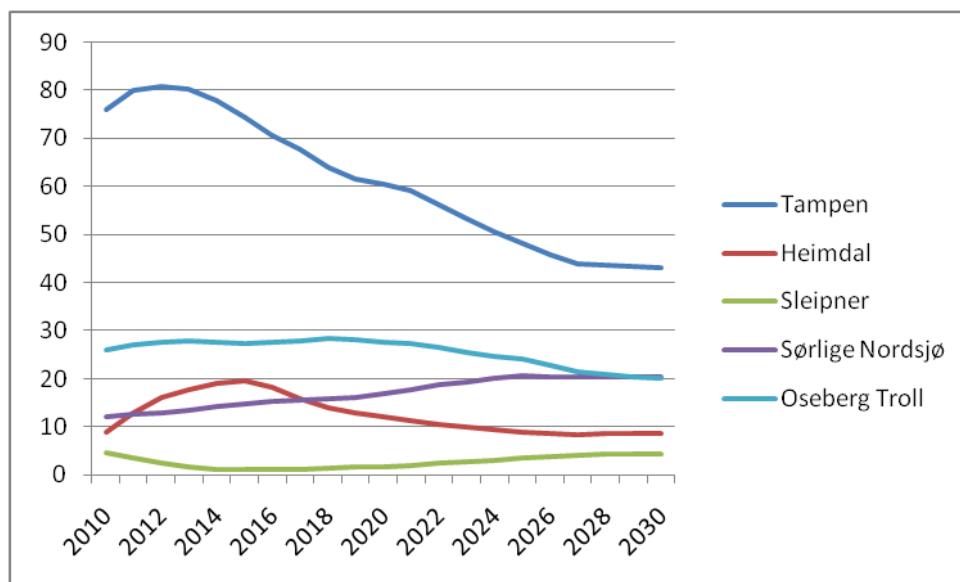
Figur 22. Prognoser for utslipp av nmVOC og CH4 fra lasting og lagring, tusen tonn.

Produsert vann og kjemikalier

Feil! Fant ikke referanseilden. og Figur 23 viser prognoser for utslipp av produsert vann, millioner m³. Flere felt rapporterer lengre produksjonsperiode enn tidligere planlagt. Når vanninjeksjonen øker, øker også vannproduksjonen. Etter hvert vil oljefelt produsere mer vann enn olje.

Tabell 6. Produsert vann utslipp, millioner m³

Mill m3/Produsert vann utslipp	2010	2020	2030
Tampen	76,00	60,36	43,00
Oseberg Troll	26,08	27,59	20,00
Heimdal	9,00	12,04	8,70
Sleipner	4,60	1,79	4,40
Sørlige Nordsjø	12,20	16,82	20,50
Nordsjøen	127,88	118,61	96,60



Figur 23. Prognoser for utslipp av produsert vann, mill m³

Boring

Utslipp fra produksjonsboring og leteboring forventes redusert fram mot 2030. Dette skyldes en antagelse om teknologiutvikling som minimerer utslipp. Ref. miljøteknologirapporten utarbeidet av Oljedirektoratet 2011.

<http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/3-Boring-og-bronnoperasjoner/#3.1>

Avfall

Avfall som rapporteres blir inndelt i farlig avfall og ikke farlig avfall. Operatørselskapenes hovedmål, som definert i OLFs retningslinje for avfallshåndtering i oljevirkomheten off-shore, er å generere minst mulig avfall, samt å etablere systemer slik at mest mulig avfall gjenvinnes. En del av avfallet som karakteriseres som farlig avfall inneholder også radioaktive stoffer, og sluttdisponeringen av dette avfallet er avhengig av den spesifikke aktiviteten til de radioaktive stoffene i avfallet.

Metall er den største fraksjonen i kildesortert avfall, mens boreavfall og annet er største innen farlig avfall. Omfanget av farlig avfall forventes å bli redusert, da selskapene generelt har høy

fokus på resirkulering og gjenvinning, og at det i 2030 sannsynligvis vil være færre felt i produksjon.

Transportaktivitet

Petroleumsvirksomheten er avhengig av en rekke tjenester levert av maritime fartøy. For felt i drift er det hele tiden et beredskapsfartøy på feltet, for å ivareta kravene til sikkerhet. Det er også regulære forsyninger til hvert felt, eller samordnet forsyning til flere felt i et område.

Historisk har utviklingen gått mot færre, større og mer effektive skip. For beredskapsfartøy er beredskapsplanene endret, slik at det nå er færre slike skip, men med større rekkevidde (samordning).

I 2010 var det om lag 15 beredskapsfartøy og om lag 20 forsyningsfartøy i Nordsjøen. Ankerhånderings- og prosjektfartøy er ikke med i oversikten.

Tall for helikoptertransport nedenfor inkluderer turer til leterigger.

Det var 26 daglige helikoptertransporter fra Stavanger Lufthavn, Sola i 2010. Bergen lufthavn Flesland hadde 23 transporter og Florø lufthavn hadde 6 daglige transporter. For oljeproduserende felt som ikke eksporterer via rørledning, foregår oljeeksport med skytteltankere som blir lastet via lastebøye offshore. Alle skytteltankerne som var i drift i 2010 har gjenvinningsanlegg for nmVOC.

Tabell 7 gir en oversikt over lastet volum fra skytteltankere i Nordsjøen i 2009 henholdsvis Varg, Glitne, Jotun, Balder, Gullfaks, Statfjord, Alvheim og Volve. Volumet forventes å reduseres fram mot 2030, da oljeproduksjonen på norsk sokkel reduseres.

Tabell 7. Oljelaster i Nordsjøen - skipstrafikkutredning.

Felt	Lastet volum mill Sm³
Statfjord	10,004
Gullfaks	13,386
Alvheim	6,768
Jotun	1,804
Balder	3,554
Glitne	0,367
Volve	2,765
Varg	0,85

Seismikk

Aktiviteten framover mot 2030 vil være knyttet til behov for leting etter og detaljkartlegging av nye ressurser. Dette kan omfatte kartlegging av mindre områder ved hjelp av 3D-seismikk, blant annet pålagt av myndighetene som arbeidsprogram i forbindelse med tildeling av utvinningsstillatelser, men også regionale undersøkelser ved hjelp av 2-seismikk med mer spredte datalinjer (2D). I tillegg kommer innsamlinger av seismiske data gjentatt over tid for å

se endringer i reservoaret som følge av produksjonen (4D). Dette er et viktig element i arbeidet med best mulig ressursutnyttelse. Også CO₂-injeksjon vil gjøre det nødvendig å samle inn seismiske data i årene framover, både i planleggingsfasen (3D) og for å overvåke bevegelsen av den injiserte gassen/væsken (4D).

4.5 Nedstengning og disponering av innretninger

Etter mer enn 40 års petroleumsproduksjon i Nordsjøen er flere felt stengt ned og innretninger fjernet og disponert (2010). Endelig tidspunkt for avslutning for de ulike felt er usikkert og påvirkes i første rekke av oljepris, forventet produksjon, drift- og vedlikeholdskostnader og teknisk tilstand. Det er 11 innretninger med betongunderstell i den norske delen av Nordsjøen, to av disse er allerede nedstengt og dekk og produksjonsutstyr er fjernet (Ekofisktanken og Frigg TCP2), mens betongunderstellet blir stående (unntak i forhold til ”OSPAR Decision 98/3”).

Selv om nedstengningspunktet på hvert enkelt felt er usikkert, antas det at det vil bli betydelig fjerningsaktivitet fra flere av dagens produksjonsfelt i Nordsjøen fram mot 2030.

4.6 CO₂ - lagring

For å vurdere mulighetene for CO₂- lagring i Nordsjøregionen i årene fremover ble rapporten ”One North Sea”, utarbeidet våren 2010 på bestilling fra den norske olje- og energiministeren og ministeren for energi og klimaendringer i Storbritannia.

Studien gir en gjennomgang av økonomiske, juridiske og politiske forhold knyttet til implementering av CO₂-lagring i Nordsjøregionen. Studien har blant annet sett på sammenhengen mellom lokalisering av utslippskilder og tilgjengelighet på potensielle lagringsreservoarer, og den peker på utfordringer og muligheter med tanke på å utvikle kjeden for CO₂-håndtering rundt Nordsjøbassenget i tiden som kommer. Flere scenarier ble utarbeidet, med hovedvekt på 2030.

5 MILJØKONSEKVENSER AV REGULÆRE UTSLIPP TIL SJØ 2010 OG 2030

Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhetene er regulert gjennom generelle regler i HMS-forskriftene og i aktivitetsspesifikke utslippstillatelser gitt av Klima- og forurensningsdirektoratet. Dette gjelder bruk og utslipp av kjemikalier og utslipp av produsert vann og borekaks/væske. Alle kjemikalier som planlegges benyttet i petroleumsvirksomheten skal testes med hensyn til iboende egenskaper som bionedbrytbarhet, bioakkumulering og akutt giftighet. I henhold til reglene i HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten deles kjemikaliene inn i fire kategorier, svart, rød, gul og grønn. Kjemikaliene i svart kategori er de mest miljøfarlige og kjemikalier i rød kategori er slike som skal prioriteres spesielt for utfasing. Kjemikaliene i grønn kategori er de som står på OSPAR's PLONOR-liste ("OSPAR list of substances/preparations used and discharged offshore which are considered to Pose Little or No Risk to the Environment").

Driftsutslipp til luft er også omfattet av en utslippstillatelse gjennom klimavoteforskriften, IPPC direktivet og produksjonstillatelsen.

Det er utarbeidet en egen rapport for miljøteknologi (Oljedirektoratet, 2010) som gir en oversikt over dagens teknologi status generelt med spesiell vekt på miljøteknologi.

<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/>

5.1 Driftsutslipp til luft

Konsekvenser av klimagassutslipp er en global miljøutfordring og vil bli omtalt i delutredningen om langtransportert forurensning.

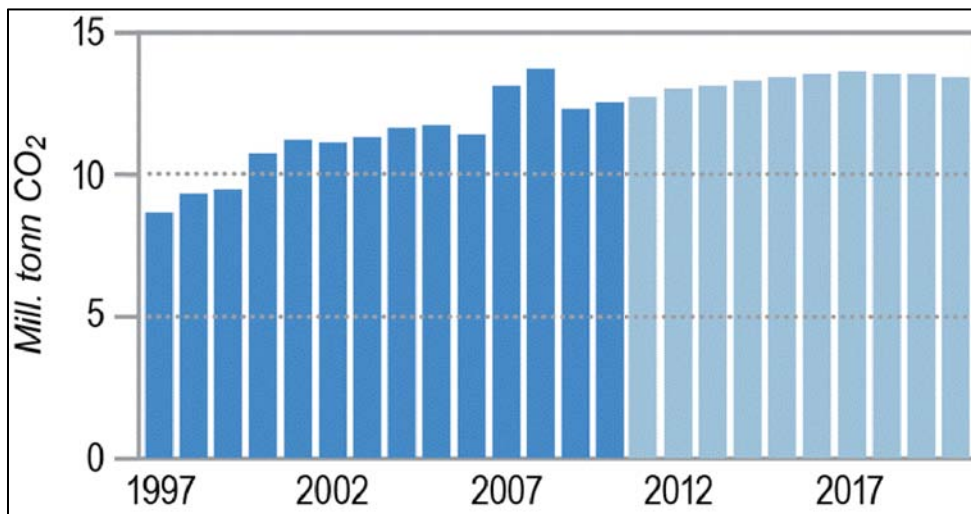
Petroleumsvirksomheten bidrar med utslipp til luft, hovedsakelig fra forbrenningsprosesser for kraft- og varmegenerering. Fakling forsøkes holdt på et minimum, og er i dag betydelig redusert i forhold til tidligere år. Metoder for brønntesting er forbedret, og utslippene er også redusert.

Utslippene av CO₂ (Figur 24) og nitrogenoksider (NO_x) (figur 25) fra petroleumsvirksomheten til luft er likevel betydelige i nasjonal målestokk. Figurene viser totale utslipp fra norsk sokkel, prognoser for Nordsjøen er vist i tabell 3 og Tabell 4. CO₂ er en klimagass, og effektene av utslipp av klimagasser fra forbrenning av fossile brensler bidrar blant annet til drivhuseffekten. Konsekvensene av drivhuseffekten/klimaeffekter er mange og globale, og omfanget i virkninger kan være betydelig. Man antar en økning av havtemperatur, ismelting, havnivåstigning, endret vær - og nedbørsregime, ørkenspredning med mer. Samtlige av disse typer virkninger vil kunne gi konsekvenser på økosystemene, ved at balansen mellom arter forrykkes lokalt, regionalt og globalt.

Utslipp av NO_x bidrar blant annet til forsureffekter samt gjødslingseffekter på land og i ferskvann. Konsekvensene kan være betydelige regionalt og lokalt og påvirke vegetasjon og arter av planter og dyr. Dette kan igjen medføre forrykking og endring i de ulike økosystemene ved at omgivelsene endres eller nøkkelarter faller bort. I forhold til forsuring har det vært dokumentert en forbedring i Sør-Norge de siste årene, som følge av utslippsreduksjoner generelt i Europa. Overskridelse av tålegrensen skyldes i svært liten grad utslipp fra petroleumsvirksomheten, anslått til < 3 prosent. (NILU, NINA og NIVA, 2006).

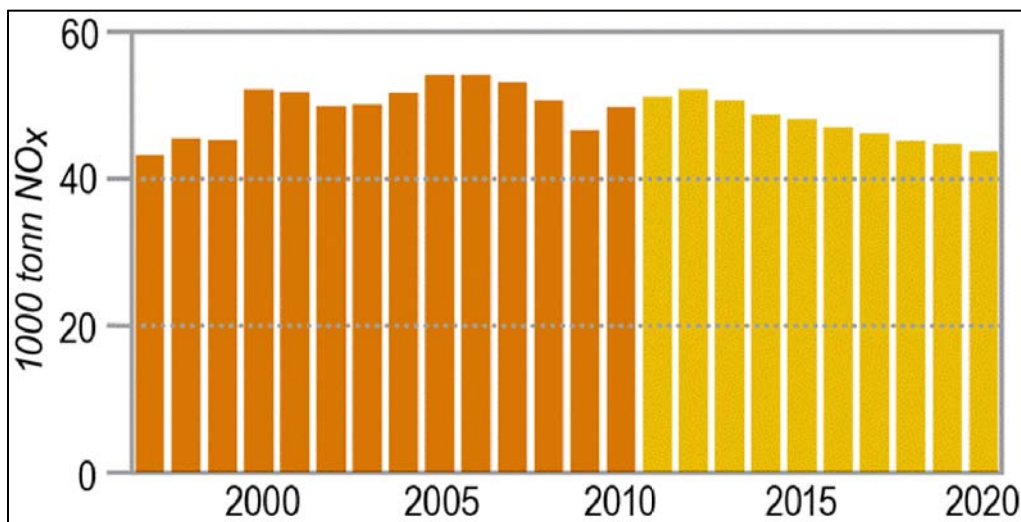
I forhold til overgjødslingseffekter overskrides tålegrensen i enkelte områder, og bidraget fra petroleumsvirksomheten kan medføre påvirkning på vegetasjonstyper i deler av Vest-Norge.

Lokalt vil bidraget til nitrogenavsetning fra petroleumsvirksomheten utgjøre 7-9 prosent i mindre områder ytterst på deler av kysten fra Sogn og nordover.



Figur 24. Historiske og prognoser for CO2 utslipp på norsk sokkel.

Nordsjøen sto i 2010 for i størrelsesorden 70 prosent av CO₂ og NO_x utslippene på norsk sokkel.



Figur 25. Historiske og prognoser for NOx utslipp på norsk sokkel.

Det fins ingen dokumentasjon på omfanget av kollisjoner mellom sjøfugl og innretninger og/eller faking i utredningsområdet, men omfanget har neppe noen stor konsekvens for sjøfuglpopulasjonene i Nordsjøen og Skagerrak (NINA, 2011)

5.1.1 Bøyelasting

Flyktige organiske forbindelser bortsett fra metan har fellesbetegnelsen nmVOC. Slike forbindelser fordampes blant annet fra olje og kan sammen med nitrogenoksider (NO_x) danne bakkenært ozon, som er en giftig gass. Den største kilden til utslipp av nmVOC fra norsk petroleumsvirksomhet er lastning av olje til skytteltankere på feltene og lagring av olje i lagerkip (FSO og FPSO). De viktigste feltene i Nordsjøen med bøyelasting vises i figur 26.



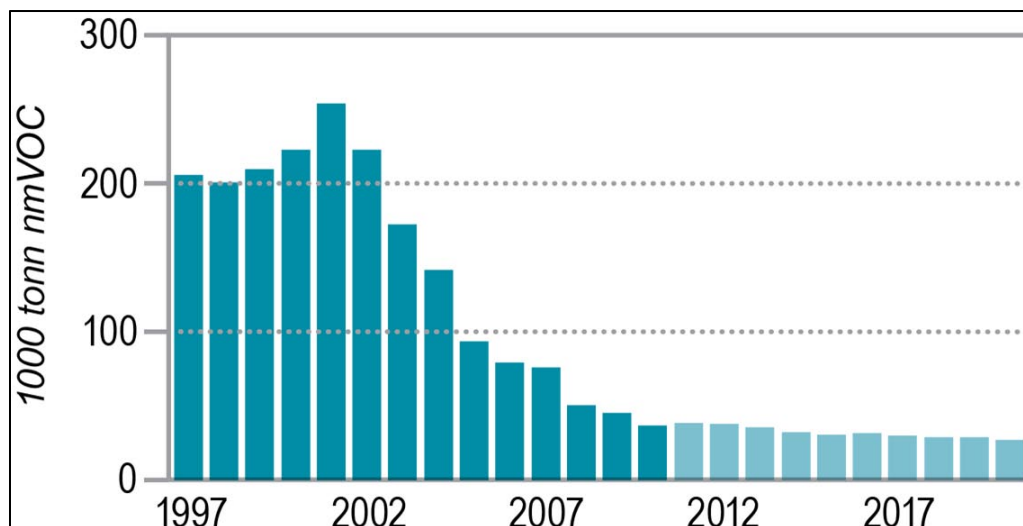
Figur 26. Felt med bøyelasting i Nordsjøen.

Utslipp av nmVOC er regulert internasjonalt gjennom Gøteborgprotokollen under FN langtransportkonvensjon. I henhold til Gøteborgprotokollen skal de samlede norske utslippene av nmVOC ikke overstige 195 000 tonn fra og med 2010. De norske utslippene var betydelig høyere enn dette utslippstaket på slutten av 1990-tallet, og petroleumssektoren bidro med mer enn 50 prosent av totalutslippet i Norge. Derfor ble det i 2002 stilt krav til reduksjon av nmVOC-utslippene fra bøyelasting og lagring av olje. Kravene innebar at det skulle benyttes beste tilgjengelig teknologi for å redusere utslippene, og valgt løsning skulle ha en designfaktor på minimum 78 prosent over hele lasteperioden. Regulariteten skulle være minimum 95 prosent og fra 2008 skulle minimum 95 prosent av oljen lastes med utslippsreducerende teknologi. Samlet innebærer disse kravene at nmVOC-utslippene måtte reduseres med ca. 70 prosent. For å møte disse kravene mest mulig effektivt, etablerte operatører og rettighetshavere det såkalte VOC Industrisamarbeidet (VOCIC) i 2002.

Etter at krav om reduksjoner kom i 2002, er det oppnådd betydelige utslippsreduksjoner og dette har medvirket sterkt til at Norge nå overholder Gøteborgprotokollens utslippstak for nmVOC. Teknologien tatt i bruk på bøyelasterne er nærmere beskrevet i [miljøteknologirapporten](#).

Det har imidlertid vist seg vanskelig å oppnå alle kravene samtidig, selv om det gjennomgående er oppnådd mer enn 70 prosent utslippsreduksjon. På bakgrunn av dette, har Klima- og forurensningsdirektoratet nylig endret utslippskravene etter søknad fra VOCIC. Fra og med 2012 skal utslippene av nmVOC ikke overstige 0,45 kg per tonn lastet råolje per lastepunkt per kalenderår. Dermed er ikke reguleringen utstyrsstyrt på samme måte som tidligere. Det åpnes for mulig samarbeid mellom operatørene, forutsatt at samlet utslippsreduksjon blir minst like stor som ved gjennomføring av tiltak i egne anlegg.

Prognosene framover tilsier at nmVOC-utslippene fra lagring og lasting av råolje på sokkelen vil avta gradvis i takt med redusert oljeproduksjon.



Figur 27. Historiske og prognoser for nmVOC utslipp.

5.2 Driftsutslipp til sjø

Utslipp til sjø er omfattet av nullutslippsmålet. Utslipp til sjø kommer hovedsakelig fra produsert vann og borevæske/kaks. Tabell 8 gir en oversikt over regulære utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten.

Tabell 8. Oversikt over utslippstyper, -kilder og – komponenter til sjø (NILU, NINA og NIVA, 2006)

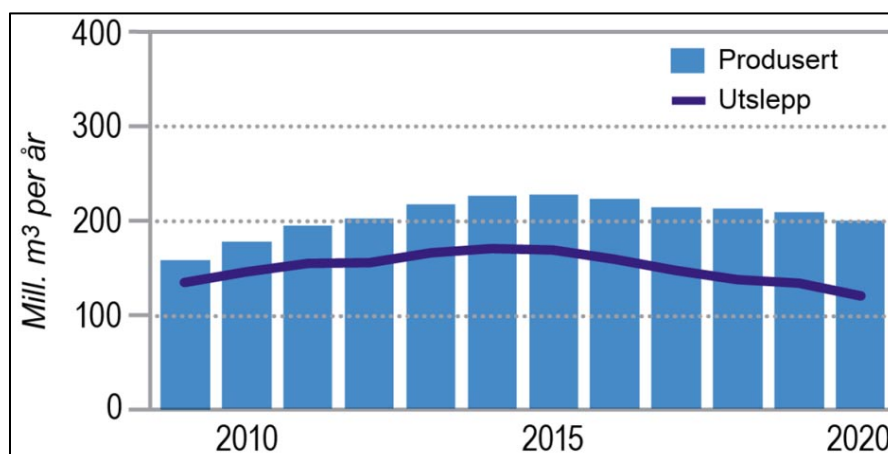
Utslippstype	Utslippskilde	Viktigste komponenter
Produsert vann	Vann som følger petroleumstrømmen fra reservoaret, og som skilles ut i produksjonen. Består av formasjonsvann og kondensert vann, og kan også inneholde tilbakeprodusert injeksjonsvann.	<ul style="list-style-type: none"> • Dispergert olje • Oppløste organiske forbindelser (mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner, alkylfenoler) • Organiske syrer • Løste uorganiske salter • Utfelte salter • Lavradioaktive komponenter • Tungmetaller • Mineraler fra formasjonen • Rester av kjemikalier tilsatt i reservoaret eller i produksjonen
Ballast/-fortrenningsvann	Vann som lastes av tankbåter i lossehavner, og slippes ut ved lastning av olje på feltet eller gass fra landterminaler.	Ballastvann kan inneholde organismer, og bidra til uønsket spredning av disse til nye områder
Fortrenningsvann	Sjøvann fra lagerceller i betonginnretninger	Dispergert olje (lavere konsentrasjon enn produsert vann). Komponenter som i produsert vann, men i betydelig lavere konsentrasjoner
Kjølevann	Sjøvann som benyttes for kjøling i produksjonsprosessene	<ul style="list-style-type: none"> • Natriumhypokloritt • Kobber
Drenasjevann	Regn- og spylevann fra innretninger og skip	Kan inneholde forurensninger av olje, borevæske med mer.
Sanitæravløpsvann	Sanitæranlegg på innretninger og skip	<ul style="list-style-type: none"> • Næringssalter • Organisk stoff
Vann fra klargjøring av rørledninger	Sjøvann eller ferskvann tilsatt kjemikalier fylles i rørledninger ved legging, og tømmes ut før oppstart av produksjon	<ul style="list-style-type: none"> • Fargestoff (fluorescein) • Biosid (glutaraldehyd, lut/-oksygenfjerner (natriumbisulfitt). Avhengig av metode og

Utslippstype	Utslippkilde	Viktigste komponenter
		rørmateriale.
Hydraulikkvæske	Væske som benyttes for å opere ventiler på havbunnsbrønner. Vannbaserte åpne systemer, eller oljebaserte lukkede systemer (med returlinje)	Kjemikalier
Borevæske	Væske som tilsettes i borehullet for blant annet å smøre borekronen, kontrollere trykk og frakte borekaks ut.	<ul style="list-style-type: none"> • Barytt • Bentonitleire • Tungmetaller • Kjemikalier
Borekaks	Knust bergmasse fra grunnen	<ul style="list-style-type: none"> • Kan inneholde hydrokarboner fra boring i hydrokarbonholdige lag. • Bergartsmineraler • Rester av kjemikalier fra borevæsken

Nullutslippsmålet regnes som oppfylt for miljøfarlige kjemikalier. Arbeidet med utfasing av kjemikalier er kommet langt, det vil imidlertid være enkelte utfordringer (sikkerhetsmessige og tekniske) som fører til utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø også i årene som kommer. Den miljømessig beste løsningen for å minimere utslipp av olje og kjemikalier med produsert vann er å unngå eller redusere vannproduksjonen. For gamle felt er dette kostnadskrevenende og teknisk vanskelig sammenlignet med nye felt. Ytterligere injeksjon av produsert vann for deponering vil føre til relativt stor økning i utslipp av klimagasser til luft. Reduksjon i utslipp av olje og naturlige forekommende stoffer sammen med produsert vann har vært mindre enn forventet i forhold til nullutslippsarbeidet. OSPAR's mål om 15 prosent reduksjon i utslipp av olje fra 2000 til 2006 ble imidlertid nådd. For PAH og alkylfenoler har det ikke vært endring av betydning i forhold til rapporterte tall i 2003. Utslipp av tungmetaller er lave sammenlignet med de totale nasjonale utslippene. Av renseteknologier er hydroykloner og kompakt flotasjon i noen tilfeller kombinert med CTour, de mest brukte på sokkelen. (Klif, 2010)

5.2.1 Produsert vann

Produsert vann inneholder litt olje, selv etter at oljen er separert fra og vannet er renset i prosessanlegget. Det inneholder også naturlige kjemiske stoffer som kan være skadelige for miljøet. I tillegg inneholder produsert vann tilsatte kjemikalier. Olje som slippes ut med produsert vann finnes både som små oljedråper (dispergert olje) og som løste komponenter. Figur 28 viser at det vil bli en økning i mengden produsert vann på norsk sokkel i de nærmeste årene.



Figur 28. Historiske tall og prognoser for produsert vann til og med 2020 (kilde OD).

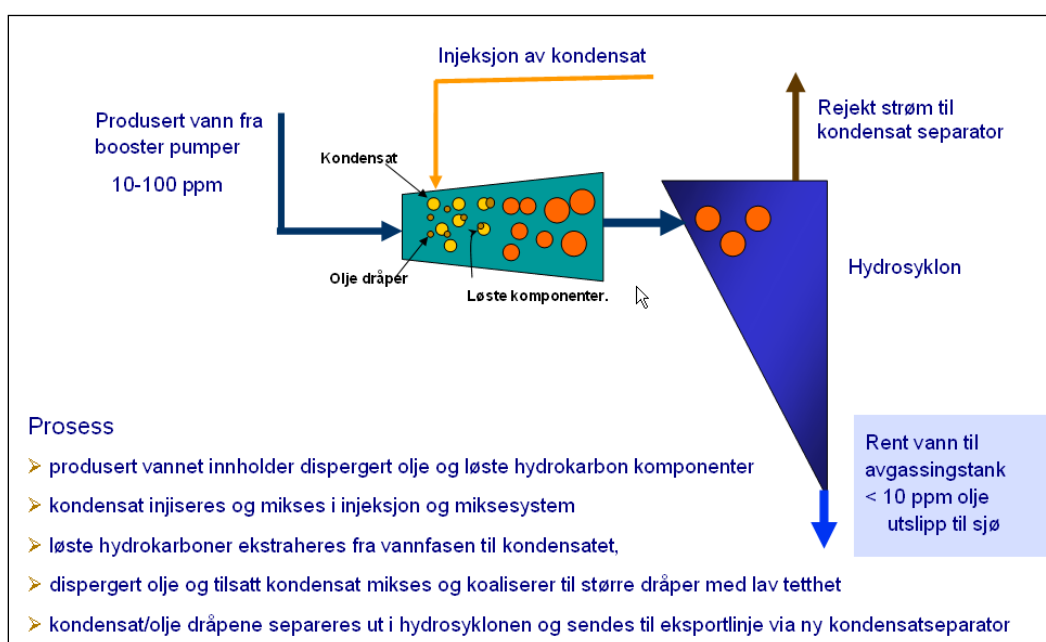
EIF (Environmental Impact Factor) er en metode som benyttes sammen med DREAM-modellen for å beregne risikoen for miljøskade av et utslipp av produsert vann kan ha. Basert på utslippskomponentenes økotoksikologiske egenskaper og konsentrasjonen samt spredning og fortykning i et vannvolum gir metoden et kvantitativt uttrykk for et vannvolum som er representert med en miljørisiko som overstiger miljøets tålegrense. Metoden gir også et uttrykk for hvilke utslippsstoffer som bidrar til beregnet miljørisiko/EIF for hver enkelt innretning. EIF lik 1 tilsvarer at et vannvolum i utslippsområdet med størrelsen 100 m x 100 m x 10 m (100 000 m³) har en beregnet konsentrasjon av stoffer som kan påføre det marine miljøet i dette vannvolumet skade. Er EIF beregnet til for eksempel 2, vil det være et dobbelt så stort vannvolum som er berørt.

EIF som indikator for miljøeffekt er ikke uproblematisk. Dette skyldes blant annet at EIF ikke inkluderer mulig risiko knyttet til komponenter i den fraksjonen av det produserte vannet som ikke er identifisert, den såkalte UCM-fraksjonen (Unresolved Complex Mixture). Enkelte forskningsresultater tyder på at denne fraksjonen inneholder toksiske komponenter. EIF inkluderer heller ikke mulige effekter av de radioaktive komponentene. Det er uvisst om og i hvor stor grad disse komponentene vil kunne øke miljørisikoen.

Det er implementert en rekke tiltak som har ført til betydelig reduksjon av risiko for miljøskade fra produsert vann på norsk sokkel siden 2002. Reduksjonen har imidlertid vært mindre enn forventet i 2003. Statfjord, Gullfaks og Ekofisk gir det høyeste bidraget til miljørisiko med henholdsvis 46 prosent, 16 prosent og 11 prosent av total EIF. Korrosjonshemmere og H₂S-fjerner utgjør størst bidrag til miljørisiko uttrykt ved EIF. (Klif, 2010) Imidlertid vil H₂Sbrytes så raskt ned at langtidseffekter ikke forventes.

Tiltak som kan redusere risiko for miljøskade ved utslipp av produsert vann kan deles inn i fire hovedgrupper:

- Reduksjon av vannproduksjonen
- Injeksjon/reinjeksjon av produsert vann
- Rensing av produsert vann før utslipp til sjø
- Utfasing av miljøfarlige kjemikalier



Figur 29. CTour Prosessen – Prinsipp. CTour reduserer innholdet dispergert olje i produsert vann ved

at lette komponenter danner tyngre komponenter når kondensat (NGL) bobles ned i vannet.(ConocoPhillips, 2011)

For ytterligere detaljer om renseteknologier for produsert vann vises til Oljedirektoratet sin miljøteknologirapport (Oljedirektoratet, 2010).

Resultater fra forskningsprosjekter

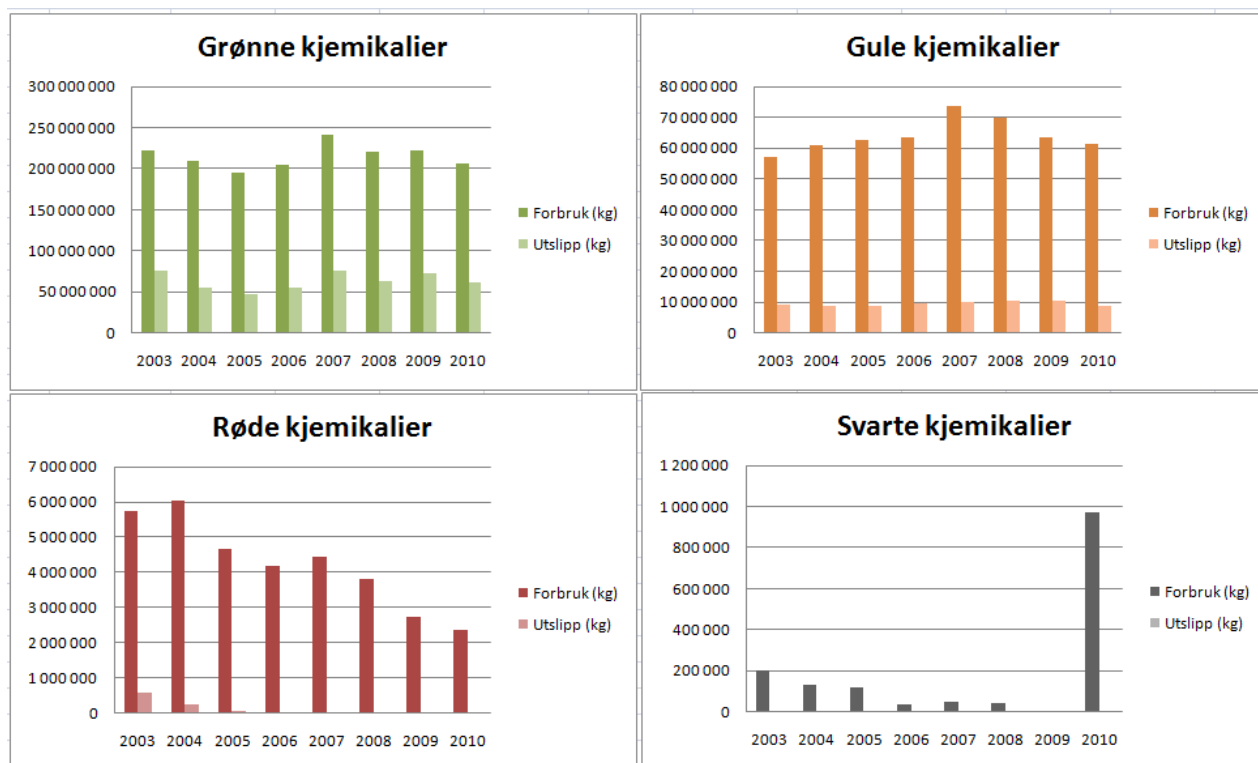
Forskningsprogrammet ”Langtidseffekter av utslipp fra petroleumsvirksomheten (PROOF)” ble satt i gang høsten 2002, og er videreført som et eget delprogram i ”Havet og kysten”-PROOFNY. Programmet har hatt spesiell fokus på effekter av produsert vann og enkeltkomponenter i produsert vann. Råolje inneholder som regel en betydelig del lette og relativt vannløselige komponenter (BTEX). Disse vil dominere giftighetsbidraget i vannløselig fraksjon av en fersk olje. I sjøen vil imidlertid disse relativt raskt forsvinne gjennom fordampning og biologisk nedbryting. Eventuelle langtidseffekter vil derfor være forårsaket av tyngre og mer persistente komponenter. Polyaromatiske forbindelser (PAH) og andre komponenter med høy oktanol-vann-fordelingskoeffisient (Kow) vil lett binde seg til overflater på partikulært materiale og noe av dette vil avsettes på havbunnen. Nedbryting av tyngre, lite vannløselige komponenter skjer i trinn der produktet som regel er mer vannløselig enn utgangspunktet. Kunnskapen om giftighet av nedbrytingsprodukter er svært begrenset og det er vanlig å beregne giftighet ut fra de opprinnelige komponentene i det produserte vannet. Tilsvarende er kunnskapen om effekter av den relativt store mengden ukarakteriserte komponenter i oljen (unresolved complex mixture – UCM; Donkin et al. 2003; Booth et al. 2007, 2008) begrenset.

Alkylfenoler er vist å ha flere skadelige effekter på fisk, og det har vært spesielt fokus på de hormonhermende egenskapene til enkelte alkylfenoler. De hormonelle effektene er satt i sammenheng med forstyrret kjønnsutvikling og nedsatt formeringsevne hos fisk (Gray & Metcalfe, 1997, Meier et al., 2001, Meier et al. 2007a). Hos torsk er det, i tillegg til effekter på reproduksjon (Meier et al. 2007), vist at alkylfenoler har effekter på fettsyremetabolismen i hjerne og redox status i lever (Hasselberg et al. 2004; Meier et al. 2007b). Studiene som viste disse resultatene er imidlertid basert på laboratoriestudier hvor fisk ble eksponert for langt høyere konsentrasjoner enn vill fisk blir eksponert for. En miljørisikovurdering med hensyn til reproduksjonseffekter på sei torsk og hyse i Nordsjøen(Myhre et al. 2004.) konkluderer med at alkylfenoler fra produsert vann ikke utgjør en risiko for bestandsnivå på disse artene.

I pågående prosjekter er det fokus på eksisterende overvåkingsdata, utvikling av overvåkingsmetodikk, primært innenfor biomarkører, og vurdering av effekter ved blanding av kjemikalier. Foreløpig resultater har blant annet identifisert proteinforandringer i plasma hos torsk som kan tyde på at fiskens utvikling og organdannelse kan bli påvirket av produsert vann og olje. Metoden må imidlertid testes i større skala og valideres før den kan benyttes som biomarkør (Bohne-Kjersem et al. 2009). Holth (et al. 2008) undersøkte utvikling av dannelse av DNA-addukter og relaterte biomarkører i fisk som følge av kronisk eksponering av vannløselige oljekomponenter. Resultatet viste at det var nødvendig med lang eksponering (over 16 uker) for å utvikle DNA-addukt nivåer over bakgrunnsverdi. Det ble ikke avdekket forhøyede verdier av DNA-addukter i torsk som ble utsatt for pulset høy eksponering, som organismer i marint miljø generelt er mest utsatt for. En mulig årsak ble antydnet å være DNA-reparerings prosesser. Studien antydnet at kvantifisering av PAH metabolitt nivåer i galle og dannelse av DNA-addukter i lever kan være robuste og sensitive metoder i miljøovervåking fremover.(Klif, 2010)

5.2.2 Kjemikalier

Som følge av et målrettet arbeid med substitusjon av kjemikalier i svart og rød kategori har disse utslippene avtatt betydelig de siste årene.



Figur 30. Utslipp og forbruk av kjemikalier fra Nordsjøen. (Svart viser kun forbruk på grunn av skala)

I 2010 ble svarte (hydraulikkoljer) stoffer med forbruk > 3000 l/år i lukkede systemer inkludert i det totale forbruket.

Det er fortsatt høy fokus på utfasing av miljøfarlige stoffer, og det er ventet en ytterligere nedgang i utslipp av stoffer i svart og rød kategori. Av sikkerhetsmessige og tekniske hensyn vil det fortsatt være noe utslipp av disse stoffene til sjø også i årene som kommer. Enkelte gule og grønne kjemikalier som har erstattet røde har vist seg ikke å fungere tilfredsstillende over tid. Operatørene har i disse tilfellene vært nødt til å gå tilbake til mer miljøfarlig stoff.

5.2.3 Olje og naturlig forekommende stoff

Utslippsreduksjonene av olje og naturlige forekommende stoffer med produsert vann har vært mindre enn forventet. Målet var å redusere utslipp av olje med produsert vann med 45 prosent. På grunn av usikkerhet knyttet til forholdet mellom ny og gammel analysemetode for olje kan ikke reell reduksjon kvantifiseres eksakt, men anslås å være mellom 0-30 prosent. Uten tiltak var oljeutslippet forventet å øke med 60 prosent på grunn av økte vannmengder. Totalt ble oljeutslipp redusert med 18 prosent mellom 2000 og 2006, OSPARs målsetting er dermed oppnådd. For PAH har det ikke vært noen endring av betydning i forhold til rapporterte tall i 2003. For alkylfenolene har reduksjonene vært i tråd med forventningene i 2003. For tungmetaller er utslippene fra petroleumsvirksomheten lave. (Klif, 2010)

Utslippene av stoffer på prioritetslisten fra petroleumsvirksomheten er relativt små sammenlignet med de totale nasjonale utslippene, og for alle stoffene er den prosentvise andelen under

tre prosent med unntak av oktyl- og nonylfenoler som utgjør 3,7 prosent av de totale norske utslippene. PAH-forbindelsene som slippes ut fra offshoresektoren er petrogene og ikke pyrogene (fra forbrenningsprosesser), og de er ikke like miljøfarlige. (Klif, 2010)

5.2.3.1 Jetting

Reservoarene som oljen i Nordsjøen fins i, består av kalk/kritt (Ekofisk, Valhall) eller sandstein. Dersom brønnene produseres for hardt, vil sandkorn løsne fra bergarten og følge med strømmen opp til overflaten. Der vil sand legge seg i horisontale rørstrekk og separasjoner og andre tanker. Sandproduksjon er en sikkerhetsrisiko, da sanden vil slipe rørvegger og ventiler, noe som igjen kan føre til lekkasjer. I tillegg blir prosessanleggets effektivitet dårligere dersom separasjoner og andre tanker fylles opp med sand. For mye sand i prosessen går også ut over vannreanseanleggets effektivitet. Olje/vann nivåer påvirkes, slik at separasjonen blir dårligere og hydrosykloner eroderes i stykker. Derfor er det viktig å optimalisere brønnsratene slik at sandproduksjonen minimeres.

Under testing av brønner ledes enkeltbrønner til en testseparator hvor blant annet strømningsrater og sandproduksjon måles. Testen resulterer i en anbefalt ventilåpning (choke) i brønnen som optimaliserer produksjonsrate og minimal sandproduksjon.

Likevel samles det over tid opp sand i separasjoner og andre tanker. Disse er derfor utstyrt med spyledyser i bunnen, et utstyr som kan spyle sanden ut med vann (produsert vann eller sjøvann). Denne prosessen kalles **jetting**. Jettingen spyler sanden over i nye tanker eller annet utstyr hvor den kan renses for oljerester. Kravet til oljevedheng dersom sanden skal slippes til sjø, er som for borekaks, 1 prosent (10 gram olje/kg sand). I tillegg til jettvannssystemet er det vanlig å installere et sandreanseanlegg som renser sanden for olje før utslipp.

Måling av oljevedheng på sand er ofte vanskelig på grunn av at utslippet består av vann, sand og olje. Oljen opptrer både som vedheng på sandkornene og dispergert i vannfasen. Det er vanskelig å få nok sand til å måle oljevedhenget på sanden i disse prøvene. Derfor har det vært vanlig å måle totalt oljeinnhold i prøvene på enkelte innretninger som også omfatter dispergert olje. Denne oljemengden beregnes og rapporteres hver gang de ulike separatorene på innretningene jettes. Tidligere har Statfjord og Gullfaks rapportert utslipp av olje i forbindelse med jetting som del av det regulære utslippet gjennom produsert vann. For å synliggjøre mengden olje som slippes ut med produsert vann og hva som slippes ut ved jetting, blir dette nå rapportert separat. I 2010 utgjorde utslippene i forbindelse med jetting på Statfjordfeltet 13 tonn. Dette utgjorde under 5 prosent av den totale oljemengden til sjø og er i samme størrelsesorden som rapportert tidligere år.

Utslippene fra jetting antas kun å ha en begrenset miljøeffekt nær utslippspunktet.

5.2.4 Naturlig forekommende radioaktive komponenter (NORM)

Det fins naturlige radioaktive i reservoarene som produserer olje og gass. Uran og thorium fins naturlig i reservoarbergartene. Radium er et datterprodukt fra disse. Radium er lettere løselig i formasjonsvann enn uran og thorium. Radium har tilnærmet samme kjemiske egenskaper som barium og strontium, som fins i høyere konsentrasjoner i formasjonsvannet. Radium løses ut i formasjonsvannet og transporteres med dette gjennom produksjonssystemene. Når trykk og temperatur endres eller formasjonsvannet kommer i kontakt med sjøvann, vil radium kunne felles ut sammen med barium og strontium som karbonater og sulfater. Dermed kan disse utfellingene bli svakt radioaktive (kalles LRA - lavradioaktive

avleiringer). Radium som ikke felles ut i faste avleiringer, vil følge vannet som enten kan bli reinjisert i reservoaret eller sluppet ut til havet.

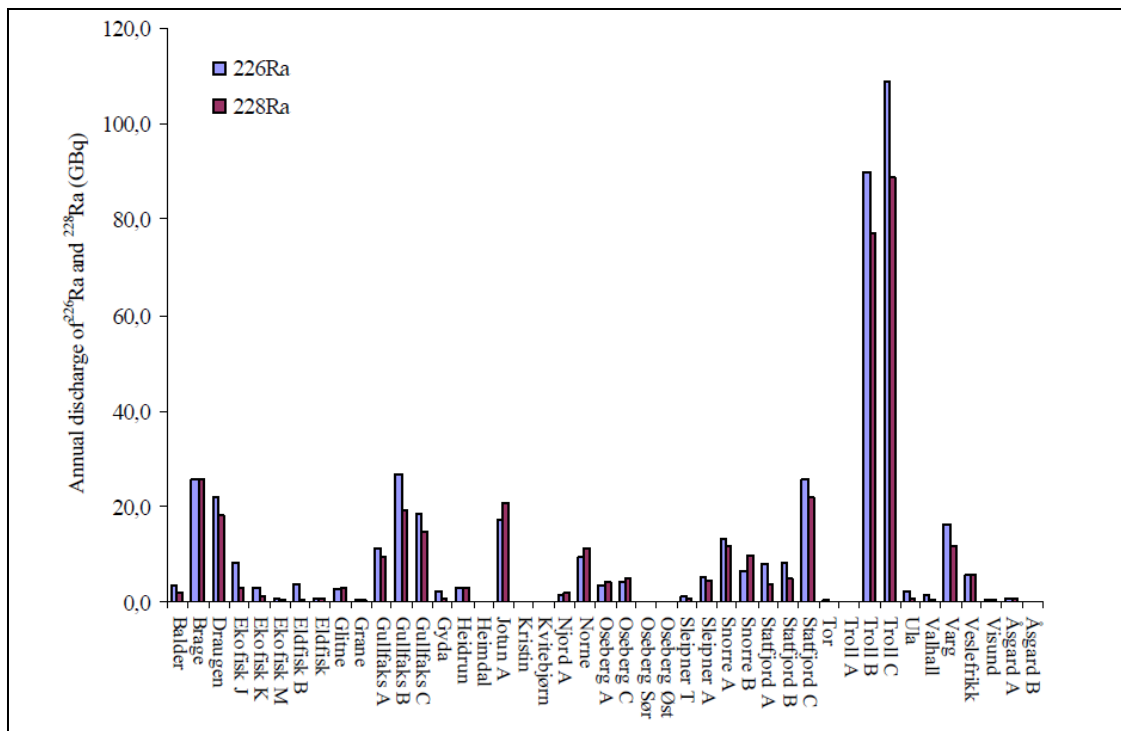
I gassrør er det funnet små konsentrasjoner av radioaktiv bly, Pb-210. Dette stammer fra radongass som fins i lave konsentrasjoner i naturgassen. Når radon brytes ned dannes nye radioaktive stoffer, såkalte radondøtre. Ett av disse stoffene er bly-210 med en halveringstid på 22 år. Erfaring viser at det på gassproduserende innretninger etter relativt lang produksjonstid kan påvises metallisk bly eller blyulfid, som et tynt og nesten usynlig belegg i gassrørene. Denne avleiringsformen føre imidlertid ikke til at rørene tettes, noe som kan skje med karbonat- og sulfatfelling.

Radium er lite løselig i olje og blir derfor ikke eksportert i særlig høy grad. Ved målinger av radium i produsert vann, ble konsentrasjonen av radium fra samtlige innretninger på norsk sokkel beregnet i 2003. (Strålevern, 2005). Rapporterte konsentrasjoner av Ra-226 i 2003 varierte fra <1 til 16 Bq per liter.

Med utgangspunkt i utslipp målt i 2003 ble det gjort beregninger for spredning av radium i Nordsjøen med hjelp av DREAM-modellen (Strålevern, 2005). Beregningene er basert på kontinuerlige utslipp av produsert vann gjennom et år og med visse forenklete antagelser, blant annet at det produserte vannet har samme saltholdighet og temperatur som havvannet det slippes ut i. Det ble videre antatt at alt radium foreligger i oppløst form. Modellberegningene viste at med unntak av enkelte steder i nordlige deler av Nordsjøen vil bidraget av radium-226 fra produsert vann ligge langt under 1 mBq per liter sjøvann. Nær utslippspunktet kan verdiene for tilført radium være høyere, særlig i sommerhalvåret da termoklin danner tetthetsforskjeller som fører til begrenset sirkulasjon i sjøen. Modellberegningene viste også at mesteparten av radiumet blir transportert mot Norskekysten og deretter følger kyststrømmen nordover, ut av Nordsjøen og inn i Norskehavet. Utslipp fra britisk sokkel ble ikke tatt med i beregningene.

Fra 2004 ble det innført krav om daglig prøvetaking på innretningene, og siden 2006 har oljeselskapene måttet ha godkjenning fra Statens strålevern for å slippe ut produsert vann med naturlig forekommende radioaktive stoffer. Målingene har vist at konsentrasjonen av Ra-226 og 228 varierer en del fra felt til felt, men grovt sett er konsentrasjonen ca 1000 ganger høyere enn bakgrunnsnivået i Nordsjøen. På felt som har hatt injeksjon av sjøvann gjennom mange år, er det målt lavere konsentrasjoner enn på felt som ikke har vanninjeksjon. Dette skyldes en kombinasjon av fortykning og utfelling. På felt som Statfjord og Gullfaks som har injisert sjøvann i reservoarene for trykkstøtte, er det produserte vannet i dag overveiende tilbakeprodusert sjøvann, og innholdet av barium og radium er relativt lavt. Mesteparten av det opprinnelige barium og radium er utfelt i reservoaret hvor det injiserte sjøvannet først møtte reservoarvannet. Noe er også utfelt i selve brønnene og i ventiler, rør og prosessanlegg.

Mengden radioaktivitet i utslippene er produktet av konsentrasjon og vannmengde. Målingene har vist at Troll B- og C-innretningene til sammen har et utslipp som utgjør ca 40 prosent av det totale utslippet på norsk sokkel. Figur 31 viser utslipp per innretning i 2006.



Figur 31. Utslipp av radioaktivitet via produsert vann fra norske offshore innretninger i 2006. (Kilde: Statens strålevern)

Radium i sjøvann

Naturlig bakgrunnsnivå av radium i Nordsjøen ligger mellom 1,5 mBq (milli Becquerel) per liter sjøvann ute til havs og 5,0 mBq per liter sjøvann nær kysten for Ra-226. Det marine miljøet i Nordsjøen forsynes naturlig med Ra-226 fra både sedimenter og fra elv vann (modernukliden Th-230 er partikkelreaktiv og i hovedsak funnet festet til partikler i sedimentene). Typisk aktivitet av Ra-226 i Atlanterhavets overflatevann er rapportert til ca $1,3 \text{ Bq m}^{-3}$ (IAEA, 1990). Ra-228 ($T_{1/2} = 5,75 \text{ y}$) er datternuklide av Th-232 og er hovedsakelig produsert i marine sedimenter. At de høyeste konsentrasjoner er funnet i kystnært vann, skyldes at det er der blandingen med oseanisk vann er mest begrenset.

Gjennom forskningsprogrammet PROOFNY har Institutt for Energiteknikk utført en rekke forsøk for å måle radioaktivitet i forbindelse med produsert vann, både bakgrunnsverdier og effekter på en rekke organismer. (Forskningsrådet, 2010).

"Forsøkene viser små eller ingen målbare effekter både på opptak og biologiske effekter, men det ble funnet at tilstedeværelsen av "scale inhibitor" økte tilgjengeligheten til radium biologisk med en faktor >5 mot ubundet radium. Det forventede opptak av radium i fisk og videre i mennesket er likevel lavt. En dose til levende organismer i havet vil være godt innenfor det som defineres som velværesonen, og hvor ingen negative effekter kan observeres. Stråledoser til mennesker fra inntak av sjømat vil likeledes være neglisjerbare for målte og beregnede konsentrasjoner.

For dyr og mennesker synes de dosemessige implikasjonene fra utslipp av produsert vann å være så lave at de ikke har betydning. På kort sikt vil det derfor ikke vil være påkrevet med spesielle tiltak. På lang sikt bør påvirkning på opptak av radium og polonium av oljekomponenter i produsert vann og tilsatte kjemikalier undersøkes nærmere."

Det er imidlertid fortsatt usikkerhet knyttet til mulige langtidsvirkninger av utslippene av radioaktive stoffer med produsert vann.

På flere felt benyttes kjemikalier (avleiringsinhibitorer) for å hindre at det dannes avleiringer i produksjonsutstyr. Radiumisotopene danner komplekser med inhibitoren og følge med produsert vann ut i sjøen. Dette fører til høyere utslipp av radiumisotoper og mindre partikler, slik at isotopene spres over større havområder. Slike forbindelser kan lagres i fettvev og bidra til at konsentrasjonen øker oppover i næringskjeden (biomagnifisering). Inhibitorene vil således påvirke radionuklidenes tilstandsformer, mobilitet, opptak og akkumulering i marine organismer. Det er svært begrenset kunnskap om hvilke effekter nedbrytningsproduktene av mange kjemiske stoffer har på marine organismer.

5.2.5 Organiske syrer

Produsert vann inneholder store mengder organiske syrer (karboksylsyrer) som forekommer naturlig i reservoaret. Disse vil følge med vannstrømmen i renseanlegget og derfor slippes ut til sjø. Disse er enkle organiske komponenter som raskt blir brutt ned av bakterier i sjøen. Det har tidligere blitt diskutert hvorvidt de store volumene karboksylsyrer vil kunne påvirke oksygeninnhold og en naturlig bakteriefloora i sjøen. En modelleringsstudie basert på utslipp fra Ekofisk ble utført av Sintef i 2003, og viste at utslipp av store mengder organiske syrer ikke representerer noen fare for forandringer i bakterieflooraen, selv i nærområdet, som følge av forandringer i oksygeninnholdet i vannet. Oppblomstring av bakteriekulturer som følge av økt næringstilgang vil på grunn av fortynningsprosessen og nedbrytningstiden, som kan gå over dager, sannsynligvis ikke kunne føre til varige forandringer i bakterieflooraen.

5.2.6 Borekaks

Borekaks som er boret med oljebaserte borevæsker kan ikke slippes til sjø og kan i stedet injiseres i reservoar eller i dedikerte geologiske formasjoner eller bringes til land for behandling. Injeksjon skjer ved at borekaket blandes med vann eller oljeforurensset vann og males opp til en flytende masse som kan pumpes tilbake til reservoaret. Injeksjon av borekaks har i en del tilfeller ført til oppsprekking av berggrunn og lekkasje til sjøbunnen. Årsaken er at operatøren ikke har hatt nok kunnskap om eller har tatt tilstrekkelige hensyn til geologiske forhold og begrensninger. Injeksjon av kaks sees fortsatt på som et miljømessig godt alternativ til transport til land gitt at operatørene har sørget for god planlegging og operasjonelle prosedyrer

Injeksjon av borekaks

Injeksjon har (inntil nylig) vært regnet som et vellykket tiltak for fortsatt å kunne bruke oljebaserte borevæsker i enkelte seksjoner av brønnene. Borekaket tilsettes vann eller slop (oljeforurensset vaskevann) og males opp til en flytende "slurry" som kan pumpes tilbake til reservoaret. Deponeringen har enten vært gjort i vannfylte reservoarer som Utsira-formasjonen, eller i egne dedikerte injeksjonsbrønner, se for øvrig kapittel 5.2.8.

Oppsamling og ilandsendelse av borekaks

I 2009 ble det totalt sendt på land ca 140 000 tonn oljeholdig boreavfall (borevæske og borekaks) fra innretningene på norsk sokkel (hele sokkelen). Dette omfatter oljekontaminert borekaks, utbrukt oljebasert borevæske samt mindre mengder vannbasert borekaks og -væske. Dette avfallet klassifiseres stort sett som farlig avfall, og må i så tilfelle håndteres som dette.

Sammenligninger av fare- og risikoelementer ved reinjeksjon og for ilandføring for deponering av kaks, viser at injeksjon medfører betydelig lavere risiko for skader. Dette skyldes hovedsakelig at ved injeksjon skjer mye av prosessene i lukkede systemer, mens ved ilandføring må kaksen omlastes og transporteres i flere omganger. Ilandføring av borekaks gir økte energikostnader og økte utslipp til luft i forbindelse med behandling, forsinkelser, transport og disponering, samt økte behov for sluttdeponeringsalternativer. Deponering av kaks på land medfører økt transport, og dermed økt energiforbruk, som igjen bidrar til utslipp av klimagasser. I tillegg vil det ved transport til land være økte kostnader i forbindelse med økt personellbehov både på rigg, båt og på land.

I forbindelse med ilandføring av kaks er forbruket av diesel beregnet til 92 kg per tonn kaks, noe som betyr utslipp av 305 kg CO₂ per tonn kaks. Tallene tar utgangspunkt i Statoils operasjon på Uranusbrønnen i Barentshavet og inkluderer dieselforbruk i forbindelse med overføring av kaks til forsyningsfartøy, forsyningsfartøyets liggetid ved rigg og transport til deponi.

ConocoPhillips har undersøkt totalt energiforbruk ved å injisere borekaks på Eldfisk A og sammenlignet det med energiforbruket ved å ta borekaket til land. Ved injeksjon av borekaks er det nødvendig med kraftige energikrevende høytrykkspumper i tillegg til andre pumper, kverner og shakere for å lage slurry som kan reinjiseres. Totalt energiforbruk ble beregnet til 899 784 kJ per tonn. Ved transport av borekaks til land var energiforbruk 1 875 159 kJ per tonn, det vil si mer enn to ganger så høyt som ved injeksjon.

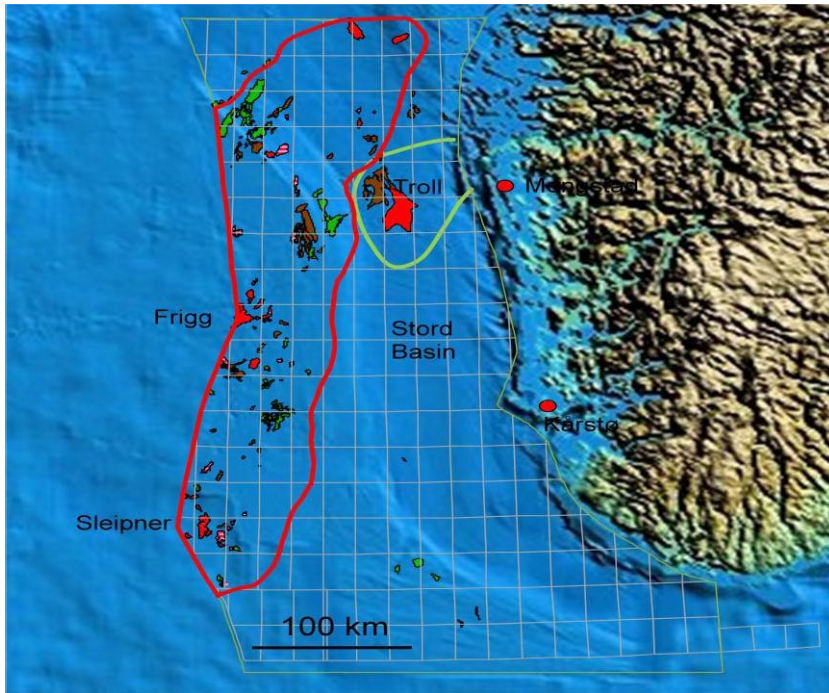
5.2.7 Injeksjon av produsert vann til deponering

For felt som ikke kan reinjisere produsert vann tilbake til det reservoaret det kom fra, har det i noen tilfeller vært mulig å injisere i grunnere vannfylte reservoarer. Mens reinjeksjon av produsert vann vanligvis erstatter injeksjon av annet vann til trykkstøtte, vil injeksjon til deponi imidlertid kreve ekstra kraft.

Det viktigste reservoar for deponering av produsert vann på norsk sokkel har vært Utsiraformasjonen, men også andre vannfylte reservoarer kan være aktuelle. Utsiraformasjonen er en geologisk formasjon av porøs sandstein som strekker seg over et stort område i den søndre norske delen av Nordsjøen. Figur 32. Utsiraformasjonen med rød og Johansenformasjonen med grønn avgrensning viser utstrekningen av Utsiraformasjonen. Figuren viser også Johansenformasjonen som er et annet grunt vannfylt reservoar.

Utsirareservoaret strekker seg over et område som inkluderer viktige felt som Sleipner, Frigg og Oseberg. De fleste av disse feltene i dette området benytter Utsiraformasjonen til injeksjon av borekaks og produsert vann.

Utsiraformasjonen brukes også til injeksjon av CO₂ fra gassproduksjonen på Sleipner. Dette er en prosess som har pågått i 14 år, og det er injisert over 10 millioner tonn CO₂ der. Både Utsira- og Johansenformasjonen vurderes som framtidige mottakere for CO₂ i forbindelse med fangst og injeksjon fra CO₂ fra gasskraftverk. Selv om Utsiraformasjonen har en betydelig utstrekning, og det historisk er deponert betydelige mengder produsert vann og andre stoffer i den, er det ikke alle deler av formasjonen som egner seg like godt for injeksjon. Formasjonen varierer i tykkelse og permeabilitet, og et ugjennomtrengelig tak som hindrer vannet i å unnsilpe, fins ikke over alt.



Figur 32. Utsiraformasjonen med rød og Johansenformasjonen med grønn avgrensning

Vann fra Utsiraformasjonen er også brukt med suksess til trykkstøtte i forbindelse med oljeproduksjon. Utsiraformasjonen inneholder ikke sulfat, og vannet derfra vil derfor ikke medføre avleiringer eller forsuring når det injiseres i produserende reservoar. Injeksjon av store mengder produsert vann i Utsiraformasjonen kan derfor påvirke framtidig bruk av reservoarvannet fra slike deponireservoarer.

5.2.8 Utslipp fra injeksjonsbrønner

De siste årene har det vært oppdaget flere lekkasjer fra injektorer, blant annet på Tordisfeltet i mai 2008 (produsert vann) og på Veslefrikkfeltet i november 2009 (borekaks). Det er sannsynlig at lekkasjen har pågått siden 1997.

Lekkasjer fra injeksjonsbrønner regnes som akutte utslipp, ettersom de ikke er dekket av miljømyndighetenes utslippstillatelser og dermed klart er uønskede hendelser. Disse lekkasjene omtales separat, fordi mekanismene som gir lekkasje fra slike brønner er spesielle og fordi tidsaspektet ofte er vesentlig lenger enn i de mer plutselige og kortvarige hendelsene. Lekkasjene fra injeksjon er derfor tatt ut fra de øvrige framstillingene av akutte utslipp i RNNP-AU.

I februar 2010 innhentet Petroleumstilsynet og Klima- og forurensningsdirektoratet en status fra alle operatører på norsk sokkel vedrørende bruk, tilstand og oppfølging av kaksinjeksjonsbrønner. Av totalt 16 operatører som svarte, oppga ti at de ikke har injektorer, mens seks operatører svarte at de har injeksjonsbrønner. To av disse hadde registrert lekkasjer fra sine brønner. Det henvises til RNNP-AU (Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec, 2010b) for en oversikt over status for injeksjonsbrønner på norsk sokkel.

Tabell 9. Oversikt over kjente lekkasjer fra kaks- og annen injeksjon (Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec, 2010b; basert på Klima- og forurensningsdirektoratet, 2010). (Proctima/Petroleumstilsynet, 2011).

Felt / Innretning	Oppdaget når?	Pågått siden	Sannsynlig utslipp
Veslefrikk (kaks)	November 2009	1997	48,5 m ³ olje, 1,6 m ³ kjemikalier (svart kategori), 348 m ³ kjemikalier (rød kategori), samt større mengder kjemikalier (gul og grønn kategori).
Tordis (produsert vann)	2008	Pågått i 5 måneder	175 m ³ olje.
Visund (kaks)	April 2007	Februar 2004	Totalt volum kaksmasser på sjøbunnen: 5.000 m ³ . Av dette 1 % røde kjemikalier og 5 % gule kjemikalier.
Ringhorne (kaks)	2004	Slutten av 2002	Relativt store mengder.
Oseberg	Påvist lekkasje i to brønner: 1. Brønn F-2 ble nedstengt august 2006 2. Brønn C-4 ble nedstengt november 2009	1. Det mangler trykkdata for brønn F-2 og det kan ikke fastslås når lekkasjen startet 2. Lekkasjen i brønn C-4 startet i august 2009	-
Åsgard	-	-	Flere brønner ble boret og stengt ned etter kort tid i perioden 1997-2000 pga. lekkasje rundt brønnhode. Dette er altså mange, men kortvarige lekkasjer.
Snorre B (kaksinjektor)	Desember 2009	April 2005	4.495 m ³ kjemikalier, hvorav 71,4 % i grønn kategori, 27,4 % i gul kategori og 1,2 % i rød kategori.
Njord (injisert slop)	2006	-	-
Brage	2001	Pågikk i tre uker	Injisert 2.878 m ³ slurrifisert kaks, 337 m ³ slop, samt oljeholdig dreneringsvann.

Injeksjon anses fortsatt som en god disponeringsløsning for borekaks og produsert vann, men det må stilles strenge krav til valg av injeksjonssted, injeksjonsrate og overvåking av forholdene i formasjonene.

5.3 Utslipp fra letevirksomhet

Som forberedelse til planlagte leteboringer utarbeides en miljørettet risiko- og beredskapsanalyse for aktiviteten. Miljørisikoanalysen gjennomføres som en skadebasert analyse i henhold til OLFs "Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel" (OLF, 2007). Miljørisikoen vurderes opp mot selskapenes operasjonsspesifikke akseptkriterier. Beredskapsanalysen gjennomføres som en forenklet analyse i henhold til OLF/NOFOs veileder for miljørettet beredskapsanalyse (OLF/NOFO, 2007).

Opplysningsforskriften § 5 krever at det søkes om samtykke fra norske myndigheter i forbindelse med all type aktivitet relatert til leting etter og/eller produksjon av olje og gass i norsk sektor. Ifølge styringsforskriften § 16 skal det utarbeides en miljørettet risikoanalyse og

en beredskapsanalyse, og et sammendrag av disse skal oversendes myndighetene sammen med søknad om samtykke (jfr. opplysningspliktforskriften § 6).

Rammeforskriften stiller krav til bruk av ALARP-prinsippet og prinsipper for risikoreduksjon, med forbehold om at kostnadene ved tiltakene ikke står i vesentlig misforhold til den oppnådde risikoreduksjonen. Den miljørettede risikoanalysen og beredskapsanalysen danner grunnlaget for utarbeidelsen av en strategi for beredskap mot akutt forurensning og en beredskapsplan, som er påkrevd i følge aktivitetsforskriften § 64. Beredskapen skal ivareta hav, kyst- og strandsoner. Videre stiller rammeforskriften krav til at operatørene skal samarbeide om beredskap mot akutt forurensning, gjennom regioner med felles beredskapsplaner og beredskapsressurser. Styringsforskriften stiller krav til etablering av barrierer både for å hindre en hendelse i å oppstå, samt konsekvensreducerende tiltak.



Figur 33. Oppjekkbar borerigg som kan benyttes til boring av brønnene.(ConocoPhillips, 2011)

Figur 33 viser en oppjekkbar borerigg som kan benyttes til boring av brønner på grunt vann i Nordsjøen.

Antall letebrønner i Nordsjøen fram til juni 2011 fordelt på den sørlige-, midtre- og nordlige delen av Nordsjøen er henholdsvis 192 undersøkelsesbrønner og 65 avgrensingsbrønner, 195 undersøkelsesbrønner og 119 avgrensingsbrønner og 235 undersøkelsesbrønner og 186 avgrensingsbrønner.

Det har ikke vært utslipp av oljebasert- eller syntetisk borekaks til sjø fra letevirksomheten fra 2005 tom 2010.

Regulære utslipp fra letevirksomheten anses å være minimale i forhold til utslippene fra produksjon av olje og gass.

5.4 Miljøovervåking



Figur 34. Miljøovervåking på norsk sokkel.

Operatørselskapene er pålagt å overvåke vannmassene og sjøbunnen, både sedimenter, bløt- og hardbunnsfauna, slik at forurensning fra olje- og gassvirksomheten kan kartlegges. Overvåkingen skal vise trender i påvirkningsbildet, prøve å gi prognoser for forventet utvikling, og være tilpasset risikoen for forurensning.

Overvåkingsprogrammet består av to hovedelementer:

- overvåking av vannsøylen, fordelt på tilstands- og effektovervåking
- overvåking av bunnhabitater, i praksis bløtbunn

Miljøovervåkingen er et krav fra Klima- og forurensningsdirektoratet og Statens strålevern, og rapportene fra overvåkingen blir evaluert av en uavhengig ekspertgruppe, utnevnt av Klima- og forurensningsdirektoratet. Alle resultatene fra overvåkingen er lagret og tilgjengelig i [MOD-databasen](#) som administreres av OLF.

Vannsøyleovervåking

Overvåkingen av vannsøylen skal utføres slik at risiko for effekter i det pelagiske miljøet som følge av utslipp fra petroleumsvirksomheten kan etterprøves. Overvåkingsprogrammet for utslipp av produsert vann har pågått siden 1997. De første årene ble i hovedsak brukt til kjemisk karakterisering og validering av spredningsmodeller

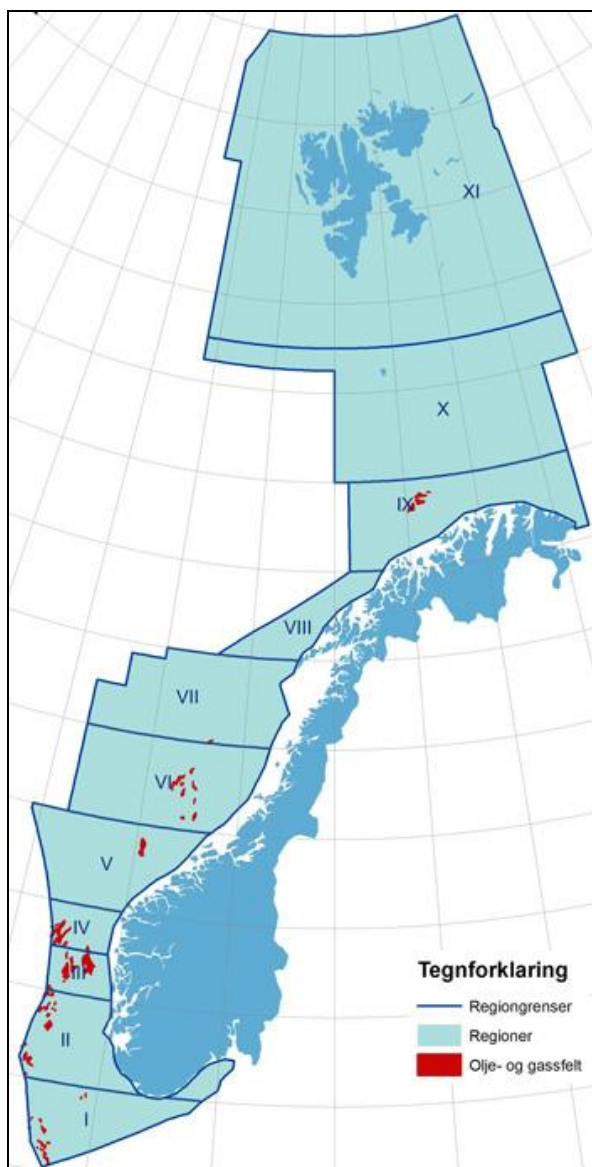
Biologiske effekter av utslipp av produsert vann. Målet med overvåkingen har vært/er å identifisere utbredelsen av eventuelle biologiske effekter av produsert vannutslipp på pelagiske organismer, ved å analysere organismer i bur som er utplassert i ulik avstand fra en innretning eller et produksjonsområde. Programmet gjennomføres årlig. Resultatene har vist at effektene i hovedvekt er lokale, men i enkelte tilfeller har det vært akkumulering av PAH og/eller på-

virkning av organismer ut til 5 000 og 10 000 m fra utslippet. Overvåkingen har til nå fokusert på lavmolekylære PAHer og alkylfenoler. Det er gjort langtidsstudier med eksponering av torsk for alkylfenoler i fôr og for produsert vannstoffer i vann. Resultatene viser at eksponering for lave konsentrasjoner av produsert vann gjennom flere måneder kan gi DNA skade hos torsk. I begge studiene hadde eksponert torsk forsinket gyting sammenlignet med kontrollgruppen, noe som kan være knyttet til effekter av alkylfenoler. Slike effekter ville ikke kunne påvises i overvåkingsprogrammene, og det er derfor fremdeles usikkerhet knyttet til eventuell påvirkning på fiskebestander. Radioaktivitet knyttet til utslipp fra petroleumsaktivitetene har trolig liten eller ingen økologisk betydning (Sundt et al 2011).

Forurensning og effekter i utvalgte fiskebestander. Målet har vært/er å overvåke om fiskebestander (primært hyse, torsk og sei) fra Nordsjøen og Barentshavet er påvirket av forurensning fra petroleumsvirksomheten. Dette har vært gjennomført gjennom måling av oljerelaterte komponenter i fiskevev og effekter som kan knyttes til petroleumsvirksomheten. Programmet gjennomføres hvert tredje år. Det er ikke funnet overkonsentrasjoner av NPD/PAH og alkylfenoler, og heller ikke tegn til østrogeneffekter på torsk (ikke undersøkt for sei og hyse). Det er ikke overraskende at det ikke ble funnet forhøyde nivåer av de aktuelle stoffene, ettersom de i stor grad metaboliseres i fisk. Det er imidlertid funnet forhøyde konsentrasjoner av metabolitter for PAHer i galle og DNA addukter hos hyse fra områder med høy petroleumsaktivitet (Balk et al., 2011). For sei og torsk har det vært små forskjeller mellom de ulike områdene, mens det for hyse synes å være en gradient i eksponering og effekter fra områder med høy petroleumsaktivitet (Tampen), via andre områder i Nordsjøen til Barentshavet. Det er vanskelig å identifisere kildene direkte ut fra effektmønsteret i fisken, men både PAH metabolitter i galle og DNA addukter er knyttet til PAH og oljekomponenter som fins i det pågående utslippet av produsert vann eller tidligere utslipp av oljeholdig borekaks.

Bunnsedimentovervåking

Overvåking av miljøtilstanden i bunnsedimentene rundt norske innretninger har pågått siden slutten av 1970-årene (Ekofisk fra 1973), og ble fra og med 1985 satt i system og underlagt spesifiserte retningslinjer fra Statens forurensningstilsyn. Det ble gjennomført mer eller mindre årlige undersøkelser rundt alle operative felter fram til 1996, da undersøkelsene rundt enkeltfeltene ble lagt inn i et regionalt overvåkingsprogram som er blitt fulgt fram til i dag. Alle felt som skal settes i drift, må gjennomføre en grunnlagsundersøkelse før virksomheten igangsettes. Norsk sokkel er delt inn 11 regioner etter breddegrader (Figur 35). Fire av disse dekker Nordsjøen. Regionene overvåkes alternerende slik at hver region undersøkes hvert tredje år. På ett og samme tokt undersøkes fysisk, kjemisk og biologisk tilstand i sedimentene rundt alle innretningene i hver region, og i tillegg på 12-15 stasjoner pr region som antas å være upåvirket av feltene. Målsetningen er å følge hvordan utslipp fra borevirksomheten påvirker sedimentforhold og bunnfauna rundt feltene, avdekke eventuelle langsiktige endringer i miljøtilstanden i hele regionen og om dette i så fall kan knyttes til petroleumsvirksomheten.



Figur 35. Miljøovervåkingsområder

Tabell 10. Miljøovervåkingsområder, områdeinndeling.

Regioner	Område	Grense
Nordsjøen		
I	Ekofisk region	56 - 58 ⁰ N
II	Sleipner region	58 - 60 ⁰ N
III	Oseberg region	60 - 61 ⁰ N
IV	Tampen region	61 - 62 ⁰ N
Norskehavet		
V	Møre region	62 - 64 ⁰ N
VI	Halten region	64 - 66 ⁰ N
VII	Nordland region	66 - 68 ⁰ N
Barentshavet		
VIII	Troms region	68 - 70 ⁰ N
IX	Finmark region	70 - 72 ⁰ N
X	Barentshavet sør region	72 - 75 ⁰ N
XI	Barentshavet nord region	Nord for 75 ⁰ N

Miljøovervåkingen har gitt et godt bilde av utviklingen over tid både for utbredelse av kontaminert sediment rundt innretningene og nivåer av forurensning. Analysene har hatt fokus på oljehydrokarboner (THC), syntetiske borevæsker (der dette er brukt) og barium, men dekker også PAH-forbindelser, utvalgte spormetaller og i de siste årene naturlig radioaktivt materiale (NORM) og fluorerte miljøgifter (PFAS) på et lite utvalg felter.

Inntil utslipp av oljeholdig borekaks ble forbudt i 1991, ble overkonsentrasjoner av olje fra boring stort sett påvist ut til 3-4 km, i enkelte tilfeller til 6-7 km fra feltene. Oljeforurenset bunn ble rundt enkelte felt beregnet til over 38 km². Etter 1993 har forurensningen gradvis redusert. Restitusjonen av bunnfaunaen etter at utslippene av oljeholdig kaks stoppet, har vært raskere enn antatt.

Oljeforurenset bunn rundt feltene i Nordsjøen er i dag i gjennomsnitt mindre enn 1 km². Samlet kontaminert sedimentareal rundt innretningene på norsk sokkel i Nordsjøen utgjør i dag ca 90 km², og er et ubetydelig fotavtrykk i forhold til sokkelarealet. I perioden fram til 1993 var det klare negative effekter av utslipp av oljeholdig borekaks på sedimentlevende dyr, i de verste tilfellene ut til en avstand på ca 3 km fra feltene. Utviklingen etter 1991 har vært entydig positiv, og i dag det bare i få tilfeller påvist effekter utenfor 250 m avstand. Samlet areal rundt innretningene på norsk sokkel i Nordsjøen der bunnfaunaen er påvirket, er beregnet til ca 10 km². Restitusjonen av bunnfaunaen etter at utslippene av oljeholdig kaks stoppet har vært raskere enn fryktet. På felter der det kun har vært utslipp av vannbasert kaks, har det ikke vært påvist effekter på sedimentfaunaen. Laboratorieforsøk har imidlertid vist at utslipp av vannbasert kaks også kan gi effekter på bunnfaunaen, men dette er enten begrenset til et område innenfor 250 m fra innretningene eller maskert av naturlig variasjon i faunasamfunnet.

Det er hittil ikke tegn til noen regional sedimentpåvirkning som følge av petroleumsvirksomheten. Det er imidlertid påvist en gradvis endring sedimentfaunaen over tid. Dette er sannsynligvis naturlige svingninger, men en langsiktig påvirkning fra den industrielle aktiviteten kan ikke utelukkes.

De store utslippene av oljebasert kaks på 80- og 90-tallet har resultert i betydelige deponier av borekaks som har samlet seg under og rundt innretningene. I Nordsjøen finnes det i dag fortsatt et stort antall kakshauger med varierende og i stor grad ukjent innhold av olje og andre tilsetningsstoffer fra boringen. De største kaksdeponiene man har registrert har en høyde på over 26 m, et volum på ca 45 000 m³ og dekker et bunnareal på opptil 22 000 m² (Cordah 1998). UKOOA (2000) beregnet at det på slutten av 1990-tallet lå ca 12 mill m³ kaks på bunnen av den sentrale og nordlige delen av Nordsjøen. I den sørlige og grunnere delen av Nordsjøen er det færre og mindre deponier blant annet grunnet erosjon og spredning. Det er kjent fra ulike undersøkelser og modellberegninger at størrelsen på deponiene minker over tid, primært grunnet erosjon, men vi har ikke tall for hvor store volumer av kaks som ligger i norsk del av Nordsjøen i dag. Det er knyttet stor oppmerksomhet til disse deponiene som langvarige kilder til forurensning av omkringliggende sedimenter både fra utlekking og erosjon.

Gjennom overvåkingsprogrammet er det i perioden 2008-2010 sporadisk analysert for radioaktive isotoper av Ra og Th i bunnsedimentene rundt utvalgte innretninger. Nivåene har i hovedsak tilsvart bakgrunn. For ²²⁶Ra har nivåene ligget under ca 70 Bq/kg tørrvekt, de fleste målingene under 40 Bq/kg. Et unntak er Snorrefeltet der det i 2008 ble påvist 150 – 200 Bq/kg av denne isotopen. Her var også ²²⁸Ra forhøyet. Noen forklaring er ikke gitt. Det har

vært en tendens til at dypere, mer finkornede sedimenter har hatt høyeste nivå av de radioaktive isotopene. Det samme er funnet i Oslofjorden.

5.5 Avfall

Gjennom *utslippstillatelsene* settes det vilkår om at operatørene skal så langt som mulig unngå å generere avfall og ha en plan for avfallsbehandling.

5.5.1 Farlig avfall

Farlig avfallsforskriften gir føringer for leveringsplikt, håndtering, oppbevaring, deklarerer og merking etc. av farlig avfall. Myndighetene krever at farlig avfall skal klassifiseres både i henhold til EU-systemets EAL-koder og gjeldene norske nummersystemet for avfallsstoff. EAL-kode klassifiseringen legger opp til en kildespesifikk klassifisering. Nummerklassifiseringen for avfallsstoff er bygget opp på basis av de ulike typer avfallskjemiske egenskaper. En klassifisering i henhold til avfallsstoffnummer vil derfor i praksis være bestemmende for videre sluttbehandling.

5.5.2 Kildesortert avfall

Avfallet sorteres i ulike avfallsfraksjoner som for eksempel treverk, metall og restavfall og fra boligkvarter i matbefengt avfall, papp/papir, plast og aluminiumsbokser. Over 80 prosent av avfallet kildesorteres og det sorterte avfallet skipes til land for videre håndtering. Kildesorteringen gjør av avfallet lettere kan gjenvinnes.

5.5.3 Lavradioaktivt avfall

Lavradioaktivt avfall er avfall som i offshore sammenheng dannes som del av avleiringer i brønner, rør, ventiler, tanker og annet prosessutstyr. Deler av disse avleiringene fjernes i vedlikeholdsperioder mens produksjonen er stengt, men det vil også være slike avleiringer igjen etter at produksjonen er nedstengt for godt og prosessanlegg og innretningene skal disponeres. Avleiringer består av sulfater av radium (^{226}Ra og ^{228}Ra) som forurensning i avleiringer av barium/strontium-sulfat. Lavradioaktivt avfall med aktivitetsinnhold over 10 Bq/g sendes til deponering i spesialdeponiet for slikt avfall i Gulen. Den 5. mars 2008 godkjente Statens strålevern deponiet for lavradioaktivt avfall fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinental-sokkel. Deponiet er det første av sitt slag i Norge. Deponiet er i sin helhet plassert i tunneler inne i fjell og består av en behandlingsenhet for enkel forbehandling, og to tunneler for innstøping av avfall. Deponiet har kapasitet til å lagre 6000 tonn avfall, med mulighet til ytterligere utvidelse. Avfallet inneholder oppkonsentrerte naturlig forekommende radioaktive stoffer i hovedsak mellom 10 og 100 Bq/g. Deponiet vil ikke medføre økt stråling til omgivelsene. Som en del av godkjenningen stiller Statens strålevern omfattende krav til årlig miljøovervåking og rapportering av aktivitetsnivåer i miljøet rundt deponiet."

Per 1. januar var det omtrent 120 tonn radioaktivt avfall midlertidig lagret i påvente av at det skal sendes til deponering i Gulen.

Dersom avleiringene ikke er radioaktivt skal det håndteres som vanlig avfall, alternativt som farlig avfall dersom det inneholder olje.

6 AKUTTE UTSLIPP AV OLJE TIL SJØ FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

6.1 Risiko for ulykker som kan føre til akutte utslipp av olje

Fram til 2005 har forvaltningsplanarbeidet lagt vekt på utredninger av miljøkonsekvenser av akutt forurensning, og risikoreducerende tiltak har dreid seg om operasjonelle begrensninger for framtidig aktiviteter i noen områder (føre-var-prinsippet) og styrking av beredskap mot akutt forurensning. Ulykkesrisiko var beskrevet summarisk med basisfrekvenser til bruk i miljørisikoanalyser, og ulykkesforebygging kunne derfor ikke være aktuelt for å redusere miljørisiko knyttet til akutt forurensning (forsiktighetsprinsippet).

Vurderinger av ulykkesrisiko er derfor noe nytt i forvaltningsplansarbeid, og arbeidet har gått fra å begrense seg til å få fram en historisk ulykkesfrekvens til det å få fram beslutningsrelevante informasjon med tanke på å forebygge ulykker, slik at ulykkesforebygging også bidrar til å redusere miljørisiko som følge av akutt forurensning. Behovet for å forstå og kontrollere ulykkesrisiko er overordnet behovet for å beskrive ulykkesrisiko ”enkelt” ved hjelp av ett tall. Tilnærming til ulykkesrisiko i forvaltningsplansarbeidet baserer seg på internasjonale standarder for risikoterminologi⁴ og -styring⁵ og på prinsippene for bærekraft som er beskrevet i forbindelse med utgivelse av Naturmangfoldloven⁶.

Ulykkesrisiko er et bidrag til miljørisiko. Ulykkesrisiko skal derfor forstås, overvåkes og håndteres, slik at miljørisiko knyttet til akutt forurensning også kan reduseres ved hjelp av ulykkesforebyggende tiltak. Vurderinger av ulykkesrisiko er ett av flere bidrag som er nødvendige for å beskrive miljørisiko ved akutt forurensning

Ved design av innretninger benyttes frekvenser for å optimalisere designet av en innretning, slik det gjøres i kvantitative risikoanalyser. I et kortsiktig tidsperspektiv gir det også mening å snakke om frekvenser for en aktivitet/innretning, da det kun er mindre endringer i blant annet teknologi og organisasjon, og det er en relativt sterk sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå. I forhold til forvaltningsplaner som vurderer risikonivået i et langsiktig tidsperspektiv (her fram til 2030), er det kun en svak sammenheng mellom aktivitetsnivå og risikonivå. Noe av årsaken til dette er at teknologiutvikling gir ny og forbedret teknologi, samt at organisasjonsendringer og læring av hendelser gjør at risikonivået over tid vil reduseres selv om aktivitetsnivået øker. Dette medfører at samme styring og kontroll som i dag, vil føre til at frekvensen for akutt utslipp går ned selv om aktiviteten går opp. Imidlertid kan forhold som aldring av innretninger, forringelse av styring og kontroll, nye operatører i driftsfase, endring i teknologiutvikling som medfører flere havbunnsløsninger og utvikling av små felt, medføre at risikonivået går opp. Som underlag til beslutningsstøtte i en forvaltningsplan-sammenheng, er det ikke hensiktsmessig å etablere en samlet frekvens for akutt utslipp til sjø for all petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Dette gir et for snevert bilde, og heller ikke et riktig bilde på risikoen forbundet med petroleumsaktivitet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden fram til 2030.

Risiko handler om framtiden. Vi kan påvirke hva framtiden kan bli, men kan aldri beskrive eller beslutte hva framtiden garantert vil bli. Vi må dermed kontinuerlig ta beslutninger under betydelig usikkerhet og uten garanti for at vi tar riktig beslutning. Risikoanalyser er et hjelpe-

⁴ ISO Guide 73:2009

⁵ ISO 31000:2009

⁶ Ot.prp.nr.52 (2008-2009) kapittel 8

middel for å forstå og ta hensyn til usikkerhet og dermed ta bedre beslutninger. Risikoanalyser skal få fram beslutningsrelevant informasjon i angjeldende beslutningskontekst. Internasjonale og nasjonale ulykkes- og hendelsesstatistikker inngår i risikoanalysene. Risiko handler om mye mer enn historisk sikkerhetsytelse. En viktig læring fra storulykker er at informasjon om ulykkestrender ikke er tilstrekkelig for å si noe om risiko for en ulykke. Informasjon om ulykkes- og hendelsestrender må derfor vurderes sammen med annen informasjon om virksomheten for å få et godt nok bilde av risiko og risikoutviklingen i petroleumsvirksomheten. Generelle utviklingstrender må dessuten vurderes med nødvendig forbehold, blant annet fordi det er betydelig variasjon i risikoutvikling mellom ulike innretninger, og fordi generelle utviklingstrender kan være påvirket av enkelte alvorlige hendelser og dermed ”underkommunisere” en positiv utvikling hos flertallet av aktørene. Beskrivelsene av ulykkesrisiko omfatter derfor både kvantitative og kvalitative vurderinger og legger vekt på informasjon om norsk petroleumsvirksomhet. Tabell 110 viser de største akutte utslippene av hydrokarboner på norsk sokkel i perioden 1977 til 2010.

Tabell 11. De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2010⁷

År	Mengde [m ³]	Innretning	Beskrivelse
1977	12.700	Ekofisk B	Det største utslippet på norsk sokkel. Dette skjedde i forbindelse med en ukelang utblåsning
1989	1.400	Statfjord C	Oljelekkasje på grunn av sprekk i lagringscelle
1992	900	Statfjordfeltet	Oljeutslipp som følge av at en ventil på slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling
2003	784	Draugenfeltet	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinnetning
2005	340	Nornefeltet	Oljeutslipp da en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon
2007	4.400	Statfjord A	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning røk tvers av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip

Akutte utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner er ikke inkludert i tabellen ovenfor. Det vises til kapittel 5.2.8 for ytterligere informasjon om injeksjonslekkasjer.

Petroleumstilsynet overvåker utvikling av blant annet storulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten for å fange opp negative trender tidlig nok til å handle proaktivt og målrettet for å unngå storulykker. I 2010 ble det for første gang publisert en rapport om utvikling av risiko for akutte utslipp i petroleumsvirksomhet til havs (RNNP-akutte utslipp – RNNP-AU⁸). Overvåking av risikoutvikling vil gi informasjon om forbedringer og svekkelse over tid av risiko-påvirkende faktorer som er av betydning for å sette myndighetene og selskapene i stand til å:

- redusere muligheten for at det inntreffer hendelser som kan medføre akutt forurensning
- redusere mengde av akutt forurensning, dersom det likevel skulle inntreffe en ulykke
- redusere usikkerhet knyttet til ulykkesmekanismer gjennom målrettet satsing på forbedringsprosjekter, forskning og utvikling, kartlegginger, overvåkinger med videre.

⁷ Utslipp fra tankere inkluderes ikke i tabellen.

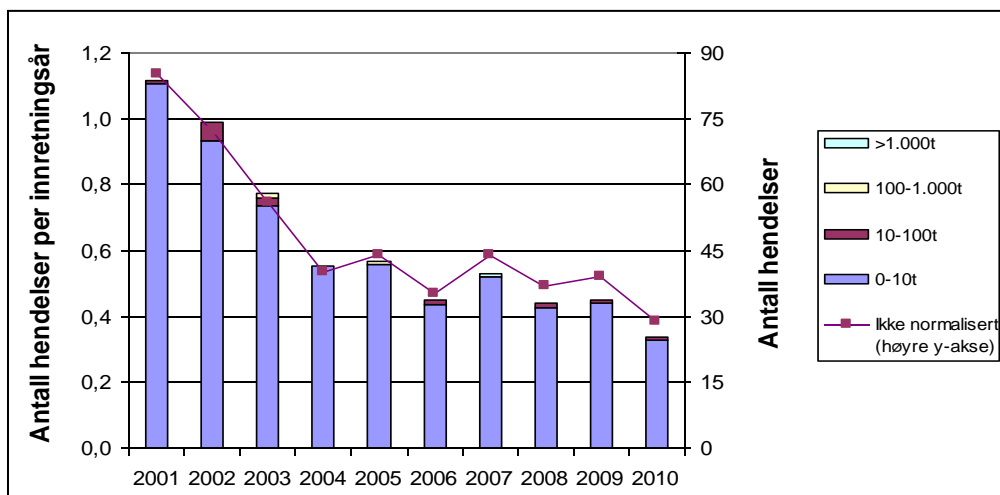
⁸ <http://www.ptil.no/risikonivaa-rnnp/ny-rnnp-rapport-utvikling-i-risiko-for-akutte-utslipp-paa-norsk-sokkel-article7405-20.html>

RNNP akutte utslipp tar utgangspunkt i et omfattende datamateriale fra RNNP (data fra 1999 til 2010) og Environment Web (EW-data fra 2001 til 2010), som dekker både hendelser, tilløp til hendelser, årsaker og barrierer.

Det er lagt opp til å kunne overvåke risikoutvikling med hensyn til akutte utslipp i petroleumsvirksomhet både generelt og regionalt, i forhold til planområdene som følger av helhetlige forvaltningsplaner av havområdene.

6.1.1 Akutte råoljeutslipp og kjemikalier – status og trender

Figur 36 viser at det i perioden 2001-2010 har vært en tydelig reduksjon av antall akutte råoljeutslipp til sjø for hele sokkelen. Reduksjonen er tydelig både uttrykt som antall hendelser per år og som normalisert per innretningsår⁹. Reduksjon av antall akutte oljeutslipp har vært markert i perioden 2001-2004, mens antall akutte oljeutslipp har holdt seg på et stabilt nivå i perioden 2004-2009. Det er en lavere verdi i 2010, men det er usikkert om dette er starten på en videre reduksjon.



Figur 36. Antall inntrufne akutte utslipp av råolje til sjø, per innretningsår og totalt antall, hele norsk sokkel i perioden 2001-2010.

Gjennomsnittlig mengde råolje som er sluppet ut i forbindelse med akutte råoljeutslipp i Nordsjøen i periode 2001-2011:

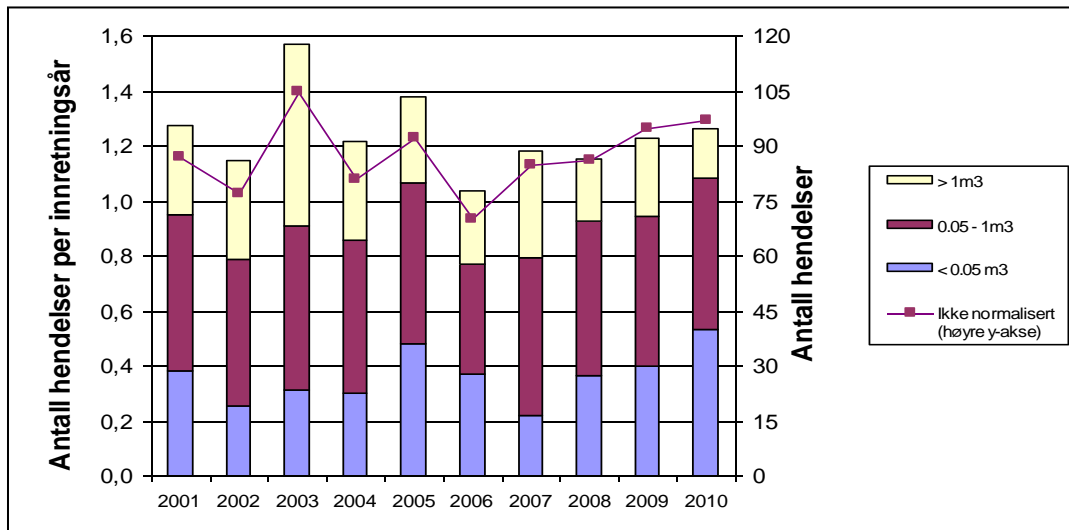
- Ca 6,3 tonn per innretningsår hvis alle akutte utslipp tas med.
- Ca 0,3 tonn per innretningsår, hvis de to største akutte oljeutslippene i området ikke tas med.

Det er så langt ikke avdekket at det var svakheter ved regelverket som forårsaket hendelsene, eller at andre krav kunne ha hindret hendelsene.

I Environment Web er det registrert akutte utslipp av kjemikalier i perioden 2001-2010 som dekker kategorier kjemikalier, andre kjemikalier, brannfarlige stoff, etsende stoff, miljøgiftige stoffer, oljebaserte borevæsker, vannbaserte borevæsker, syntetiske borevæsker, annen borevæske, oljebasert boreslam, andre oljer (kjemikalier). Figur 37 viser at det har vært begrenset variasjon i antall akutte utslipp i Nordsjøen i perioden 2001-2010. Antallet akutte utslipp er

⁹ For alle oljeutslipp er innretningsår begrenset til oljeproduiserende innretninger og boreinnretninger.

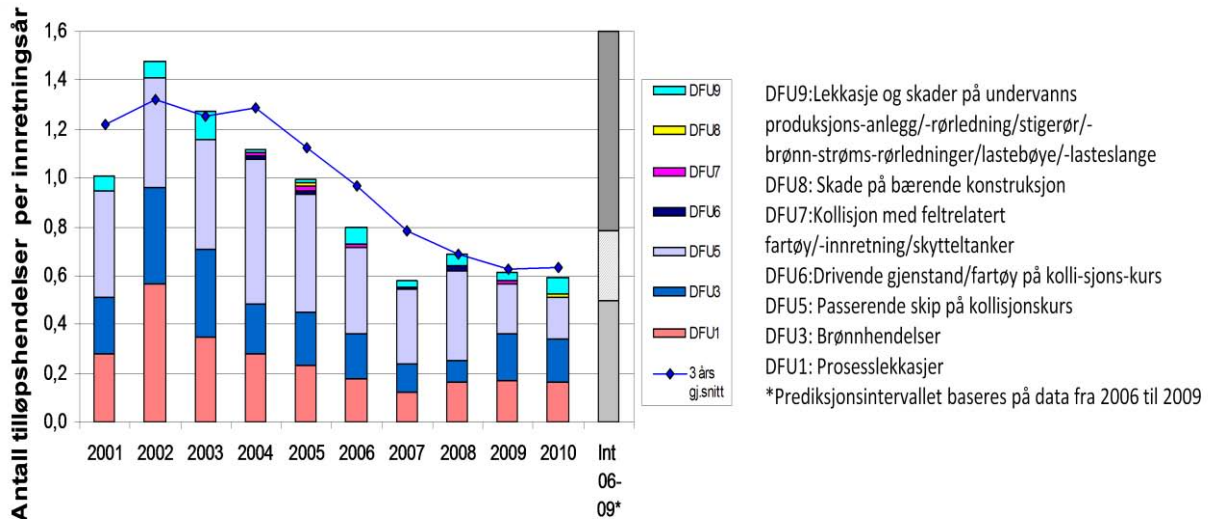
relativt jevnt fordelt over de tre størrelseskategoriene. År 2003 skiller seg ut som det året med flest akutte utslipp, med over 100 hendelser.



Figur 37. Antall akutte utslipp av kjemikalier, totalt og normalisert per innretningsår, i Nordsjøen i perioden 2001-2010

6.1.2 Tilløpshendelser som kunne ha ført til akutte oljeutslipp – status og trender

I tillegg til data om faktiske akutte utslipp registrert i EW, er det behandlet et omfattende datamateriale fra RNNP om tilløpshendelser, som er uønskede hendelser som *kunne* ha ført til akutte utslipp til sjø dersom flere etablerte barrierer hadde sviktet. For norsk sokkel sett under ett, viser Figur 38 at det er en reduksjon i antall tilløpshendelser per år.



Figur 38. Antall registrerte tilløpshendelser og rullerende tre års gjennomsnittlig antall registrerte tilløpshendelser i RNNP som potensielt kan føre til akutte råoljeutslipp for norsk sokkel, normalisert over antall innretningsår.

For norsk sokkel sett under ett er det også en reduksjon i mengde olje på sjø som tilløpshendelser kunne ført til. De fleste slike potensielle akutte utslipp (70 prosent eller mer) ville være mindre enn 1.000 tonn. Unntaket er kategorien brønnhendelser, som har høyere sannsynlighet for å føre til akutt oljeutslipp over 1.000 tonn.

Hyppighet av brønnkontrollhendelser og prosesshendelser har økt noe de siste tre årene, slik at den positive trenden gjennom flere år har stoppet opp. I perioden 2007-2009 har imidlertid disse to typene tilløpshendelser ikke vært så alvorlige som de var i perioden 2004-2006, men i 2010 er det igjen en økning i antall brønnhendelser i kategorien ”alvorlig” og ”høyrisiko” samt at det er registrert to alvorlige lekkasjer (Gullfaks B og Troll A). Likevel er det et klart negativt trekk i det overordnede bilde at antallet tilløpshendelser tilknyttet gasslekkasjer og brønnkontrollhendelser i 2010.

6.1.3 Sikkerhetsfaglige vurderinger

Vurderinger av ulykkesrisiko i Nordsjøen som foreligger per 1.6.2011 er i stor grad basert på hendelsesdata. En oversikt over hendelser i et område gir utilstrekkelig informasjon om den enkelte sektors evne til å forebygge akutt forurensning framover i tid, eller om effektiviteten av beredskapen mot akutt forurensning som kan skje i framtiden. Erfaring viser at de medvirkende faktorene slik som læring, teknologiutvikling osv. endrer seg over tid, og dette medfører at frekvenser basert på historisk statistikk erfaringsvis vil reduseres i et langsiktig perspektiv som i perioden fram til 2030. Samme styring og kontroll som i dag, vil medføre at frekvensen for akutt utslipp gå ned selv om aktiviteten går opp. Imidlertid kan forhold som aldring av innretninger, forringelse av styring og kontroll, nye operatører i driftsfase, endring i teknologiutvikling som medfører flere havbunnsløsninger og utvikling av små felt, medføre at risikonivået går opp.

Det gjenstår en rekke vurderinger for å kunne beskrive og vurdere ulykkesrisiko forbundet med petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i konteksten av forvaltningsplanarbeidet for Nordsjøen. Tidsperspektivet for dette arbeidet er 2013.

Petroleumstilsynet arbeider med utredninger av årsaker og medvirkende faktorer til hendelser som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i planområdet. Det vil dekke:

- *områdespesifikke* risikopåvirkende faktorer, som for eksempel værforhold, reservoarforhold, vanndybde, rasfare, jordskjelvsfare, skipstrafikk mv.
- *aktivitetsspesifikke* risikopåvirkende faktorer, knyttet til utbyggingsløsning og tekniske løsninger som velges, operasjoner som gjennomføres, aktører som deltar i virksomheten, måten virksomheten organiseres på mv.
- *industrispesifikke* risikopåvirkende faktorer, slik som for eksempel konjunkturrendringer, rammebetingelser som settes for petroleumsvirksomheten, aktørbilde, aktivitetsnivå mv.

Det blir i overnevnte rapport belyst i hvor stor grad og på hvilken måte det er mulig å påvirke risikoen for hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø. Det er lagt vekt på å synliggjøre hvordan beslutninger og valg på ulike nivåer vil kunne påvirke risikoen i positiv eller negativ retning og hvilke beslutninger som er viktige for sikkerhet i Nordsjøen.

6.2 Miljøkonsekvenser av akutt utslipp av olje

Konsekvenser av et eventuelt akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten er vurdert basert på følgende tilnærming:

1. Oversikt over aktiviteter og aktivitetsnivå for petroleumsvirksomhet i analyseområdet og frekvenser for akutte utslipp basert på historiske data for ulike hendelsestyper fram til år 2010.
2. Grunnlagsinformasjon om miljøet; hovedfokus på utbredelse og sårbarhet av sjøfugl, sjøpattedyr og fisk og sårbarheten til strandhabitater langs kysten i ulike deler av året.

3. Uttrykk for påvirkningsfaktoren; som er gitt av resultatene fra oljedriftsberegninger med fokus på hvilke oljemengder fra mulige oljeutslipp som kan berøre ressursene (sjøfugl, marine pattedyr, fisk og strandhabitat), og varigheten av påvirkningen innenfor ulike deler av influensområdet.
4. Potensiell miljøskade knyttet til de ulike utslippsscenarioene; tapsandeler for ulike arter i influensområdet og en beregning av potensiell restitusjonstid for bestandene.
5. Miljørisikonivå; sannsynlighet for de ulike hendelsestypene og påvirkning på bestander.

For informasjon utover det som er beskrevet i dette kapitlet mht rater/varighet samt konsekvensanalysene, vises til delutredningene fra DNV vedrørende konsekvenser og oljedrift (DNV, 2011)(DNVc, 2011).

Som et utgangspunkt for etablering av rater er dimensjonerende beredskapsrate (90 persentil-rate) for hvert felt brukt til å gruppere ratene i fire kategorier med utgangspunkt i definerte ratekategorier.

Tabell 12. Dimensjonerende beredskapsrater.

Ratekategori	Intervall [tonn/døgn]	Overflate [tonn/døgn]	Sjøbunn [tonn/døgn]
1*	0-2.000	1.248	1.428
2	2.000-3.000	2.752	2.568
3	3.000-4.000	3.221	3.214
4	> 4.000	4.590	6.346

Letebrønner er konservativt vurdert til å ligge i ratekategori 4.

I oljedriftssimuleringene er de *representative* ratene basert på antall produserende oljebrønner og aktivitetsnivå for hvert felt for henholdsvis overflate og sjøbunn modellert. Dette gjør at utfallsrommet for miljørisiko er betraktelig styrket. (DNV, 2011)

Tabell 13 viser varighetsfordelingen på de simulerte utslippene.

Tabell 13. Varigheter og varighetsfordeling av utblåsninger som benyttes i oljedriftssimuleringene innenfor hvert hovedområde i 2010.

**Lengste varighet er den tiden det tar å bore en avlastningsbrønn for representativt felt innefor hvert område (NOFO, 2008).*

Felt	Varighet			
	2 døgn	5 døgn	15 døgn	60 døgn
Ekofisk				60 døgn
Sleipner				67 døgn
Heimdal	2 døgn	5 døgn	15 døgn	52 døgn
Troll-Oseberg				38 døgn
Tampen				50 døgn
<i>Sannsynlighet</i>	<i>51 %</i>	<i>16 %</i>	<i>19 %</i>	<i>14 %</i>

Beregningene og vurderingene er gjort på grunnlag av nåværende aktivitetsnivå, og for et framtidssbilde (år 2030). Varighetsfordeling som er beregnet endres ikke for Tampen- og

Ekofiskområdet for 2030. For hovedområdene Sleipner, Heimdal og Troll/Oseberg er det antatt at sannsynligheten for alle varigheter større enn to døgn halveres i 2030. Dette bygger blant annet på kunnskap om at for felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk.

Fem ulike utblåsningsrater og fire utblåsningsvarigheter er modellert, med en innbyrdes sannsynlighetsfordeling basert på aktivitetsnivå i hvert av områdene. Både utblåsing fra havoverflaten og sjøbunnen er modellert.

Sannsynlighet for de definerte utblåsningshendelsene er trukket inntil videre miljørisikoberegninger ved å bruke generiske utblåsnings sannsynligheter. Mange ulike faktorer er avgjørende for hvilke konsekvenser et uhellsutslipp vil kunne medføre. Omfanget avhenger blant annet av lokalisering av utslippspunkt (nærhet til land/gyteområder eller annet, samt havoverflate versus sjøbunnen og havdyp på lokasjonen), tidspunkt for hendelse (både i forhold til rådende værforhold, og særlig sårbare perioder for naturressursene, for eksempel hekkeperiode), størrelse på utslipp og varighet av utslippshendelse, samt egenskapene ved oljetypen som slippes ut.

Det er det valgt å gjennomføre en skadebasert miljørisikoanalyse (Figur 39) for de antatt mest sårbare miljøressursene for scenarioene. Miljørisikoanalysen fanger opp eventuelle forskjeller i miljøfølsomhet i de ulike regioner fordi den tar hensyn til forekomst og følsomhet av miljøressursene i det enkelte analyseområdet. Dette fører til at det beregnes en høyere miljørisiko i områder der det er høy andel av berørte, sårbare bestander og ressurstype.

$$f_{\text{skade (skadekategori) år}} = \sum_1^n \left(\left(\frac{f_0}{n} \right) \right) \times p_{\text{treff}} \times p_{\text{tilstedeværelse}} \times p_{\text{skade (skadekategori)}}$$

Figur 39. Formel for skadebasert miljørisikoanalyse der:

f_{skade} = sannsynlighet (-frekvens) for skade innen gitt skadekategori

f_0 = frekvens for hendelse per måned/ sesong (her innretningsspesifikk, sesongene har lik varighet). Hele året tilsvarer summen av årets måneder.

p_{treff} = sannsynlighet for treff av VØK i 10x10 km rute, gitt at hendelsen har funnet sted

$p_{\text{tilstedeværelse}}$ = sannsynlighet for tilstedeværelsen av VØK

p_{skade} = sannsynlighet for skade innen gitt skadekategori

Miljøskade for bestander av *sjøfuglarter* og *sjøpattedyr* estimeres ved å beregne skade på en bestand i form av hvor stor andel av bestanden som kan omkomme ved et eventuelt oljeutslipp. Dette gjøres ved å koble den geografiske fordelingen av sjøfugl henholdsvis sjøpattedyr, fordelt på 10 x 10 km ruter, med sannsynlighet for oljeforurensning i de tilsvarende rutene. Dermed beregnes andel døde sjøfugl/sjøpattedyr av en art i hver rute i henhold til effektnøkkelen.

Beregning av miljørisiko på *strandhabitat* er gjennomført etter VØK-habitatmetoden. For VØK-habitat beregnes miljøskade direkte ut fra oljedriftsstatistikken for et område (for eksempel en rute), og følsomheten til det aktuelle habitatet (følsomhet på habitat/ samfunnsnivå). Miljøskaden uttrykkes ved restitusjonstid. Restitusjon regnes oppnådd når det opprinnelige dyre- og plantelivet i det berørte samfunnet er til stede på tilnærmet samme nivå som før utslippet (naturlig variasjon tatt i betraktning), og de biologiske prosessene fungerer normalt.

En kvantifisering og vurdering av mulige konsekvenser for *fisk* bygger på prinsippene om eksponering av hydrokarboner i vannsøylen og effektene av en slik eksponering først og

fremst på egg og larver som de mest sårbare livsstadiene. Deretter må det vurderes de videre konsekvenser som ulike effekter (dødelighet, redusert overlevelse) vil ha på årsklasse-rekruttering.

I miljørisikoanalysen er det valgt å benytte en konservativ og streng tilnærming med å sette 100 µg/L THCD som effektgrense. Dette avviker fra tidligere analyser der det er brukt en dose/responsfunksjon (startpunkt på 100 ppb, som gir en prosent dødelighet opp til en ppm som gir 100 prosent dødelighet).

Andelen tunge PAH komponenter (4 – 6 ringer) i råolje er 1-2 prosent (Oil in the Sea III 2003). Det vil si at effektgrensen på 100 µg/L THCD tilsvarer en effektgrense for dødelig effekt tilsvarende 1 -2 µg/L total PAH. Dette tilsvarer nedre grense for langtidseffekter av PAH fra forvitret olje (Carls *et al* 2008).

I foreliggende analyse er det ikke gjort kvantitative beregninger av mulige tapsandeler av fiskeegg/-larver, fordi det mangler modelleringsdata som viser i hvilke områder tettheten av gyteprodukter er størst (dvs. ”bestandsfordeling” av gyteprodukt). Det er derfor kun gjort en overlappsanalyse der resultatene fra oljedriftsmodelleringen (i forhold til vannsøyle-konsentrasjoner) er sammenliknet med gyteområdene for de mest aktuelle fiskeartene i Nordsjøen. Miljørisikoanalyser forholder seg til kvantitative størrelser, og må ikke oppfattes som eksakte mål på miljøskade. Det vil aldri være mulig å beregne effekten av et mulig utslipp en gang i framtiden eksakt. Verdiene representerer kun et ”beste estimat”, ut fra tilgjengelig kunnskap til enhver tid og erfaringsdata fra tidligere oljeutslipp.

Ny kunnskap kan derfor endre målet for miljørisiko på et senere tidspunkt. I miljørisikoanalysen søker man å redusere usikkerheten så mye som mulig. Dette innebærer at man benytter beste kunnskap om de enkelte faktorer som påvirker miljørisiko, men også at man velger konservative verdier for de faktorer man ikke har eksakt kunnskap om. Dette fører til at noe av usikkerheten kan ivaretas i den miljørisiko som analysen beregner. Usikkerhet forekommer i alle ledd i modellberegningene og ivaretas ofte ved å benytte sannsynlighetsfordelinger for å fange opp mulige utfallsrom. Tabellen under viser de generelt viktigste usikkerhetsfaktorer, med angivelse av hvorvidt miljørisikoanalysen forholder seg til dette (OLF, 2007).

Tabell 14. Usikkerhetsfaktorer ved miljørisikoanalyser.

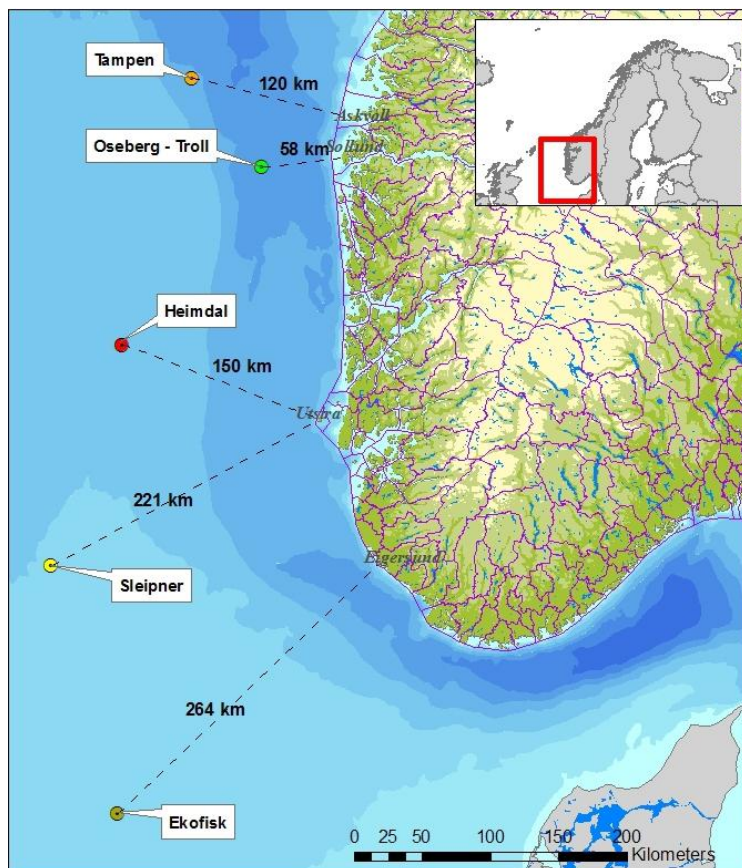
Usikkerhetsfaktor	Ivaretagelse
Frekvens for utblåsning	Teknisk risikoanalyse
Utblåsningsscenarier (forløpet av en utblåsning, gitt at den inntreffer, inkl. fastsettelse av rater og varigheter)	se OLF 2006 for omfattende diskusjon rundt dette (OLF, 2006 november)
Oljetype og oljeegenskaper	Ved usikkerhet velges mest konservative oljetype i området i forhold til miljøpåvirkning
Modellering av oljedrift - usikkerhet i beregning av drift - usikkerhet i beregning av forvitring (fordampning, nedblanding etc.)	- usikkerhet i drivbaner ivaretas ved å kjøre mange simuleringer under ulike værforhold og opparbeide statistikk. Imidlertid er det fortsatt usikkerhet knyttet til oppløsning i metocean dataene. - kan velge konservative verdier, men usikkerhet i algoritmer er fortsatt tilstede.
Usikkerhet i fordeling av sårbare ressurser	- kan ivaretas ved modellering av forekomster (eks. sjøfugl åpent hav) eller ved tidsserier for fordeling (eks. fiskelarver) – bør synliggjøres - jevnlig oppdatering av data
Usikkerhet i beregning av skadeomfang	- individuell påvirkning ivaretas av effektnøkkel - bestandspåvirkning ivaretas i skadenøkkel og fordeling til konsekvenskategorier

Risiko for miljøskader er beregnet bl.a. basert på historiske data fra SINTEF sin ”blow out” database. Dataene er varierende i kvalitet og mengde, og består av nasjonal og internasjonal statistikk fra flere år tilbake. Det kan stilles spørsmål ved dataenes representativitet i forhold til framtiden, de områdespesifikke, feltspesifikke eller brønn- og utstyrspesifikke forhold (som vil være unike i hvert tilfelle). Det betyr ikke at dette er irrelevant informasjon, men det betyr at dataene vanskelig kan legges til grunn som et bilde på risikoen forbundet med framtidig aktivitet i området som dekkes av den helhetlige forvaltningsplanen for Nordsjøen og Skagerrak i 2013.

Nordsjøen består av mange felt og ulike typer innretninger. Hver innretning og felt er forskjellig med ulikt antall og type brønner og ulike utfordringer. Det er dette bildet som danner bakgrunnen for risikonivået for petroleumsvirksomhet og ikke bare en sum av ulike frekvenser basert på generiske historiske ulykkesdata. Basert på en sammensatt vurdering av hva og hvor mye som potensielt kan slippes ut ved et akutt utslipp til sjø, samt de bakenforliggende årsakene og medvirkende faktorene, kan risikonivået relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak beskrives uten å basere seg på en samlet sannsynlighet for akutt utslipp til sjø i planområdet. Dette vil bli gjort i rapporten ”Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak” som er under bearbeiding av Petroleumstilsynet.

6.2.1 Oljedrift og spredning

Figur 40 viser lokaliseringen av utslippspunktene som regnes som representative for dagens og framtidens (2030) petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.



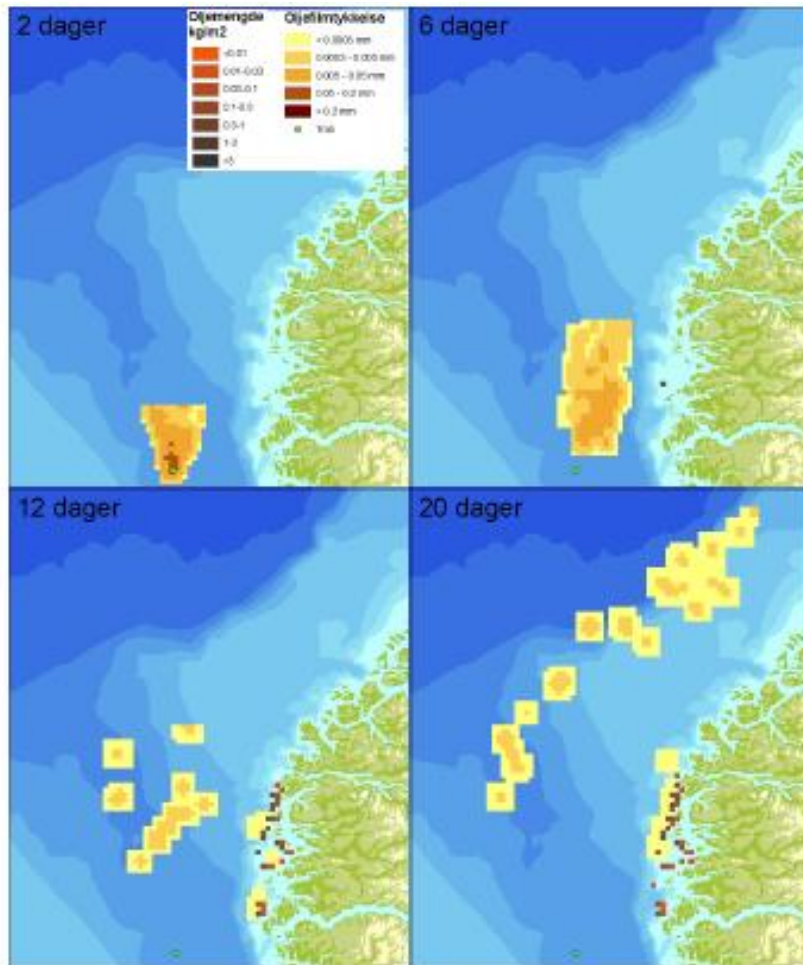
Figur 40. Utslippsposisjoner benyttet i oljedriftsmodelleringen i forhold til nærmeste landområder.

Havdyp er henholdsvis 70 meter for Ekofisk, 113 meter for Heimdal, 84 meter for Sleipner, 335 meter for Tampenområdet og 348 meter for Troll-Oseberg.

Oljedriftsmodellen som er anvendt er OS3D, som er en tilpasset versjon av SINTEFs OSCAR modell (Oil Spill Contingency And Response). Versjonen av modelleringsverktøyet er OS3D versjon 6.0. Denne versjonen av modellen er validert av SINTEF mot resultater fra utblåsningshendelsen i Mexicogolfen våren/sommeren 2010.

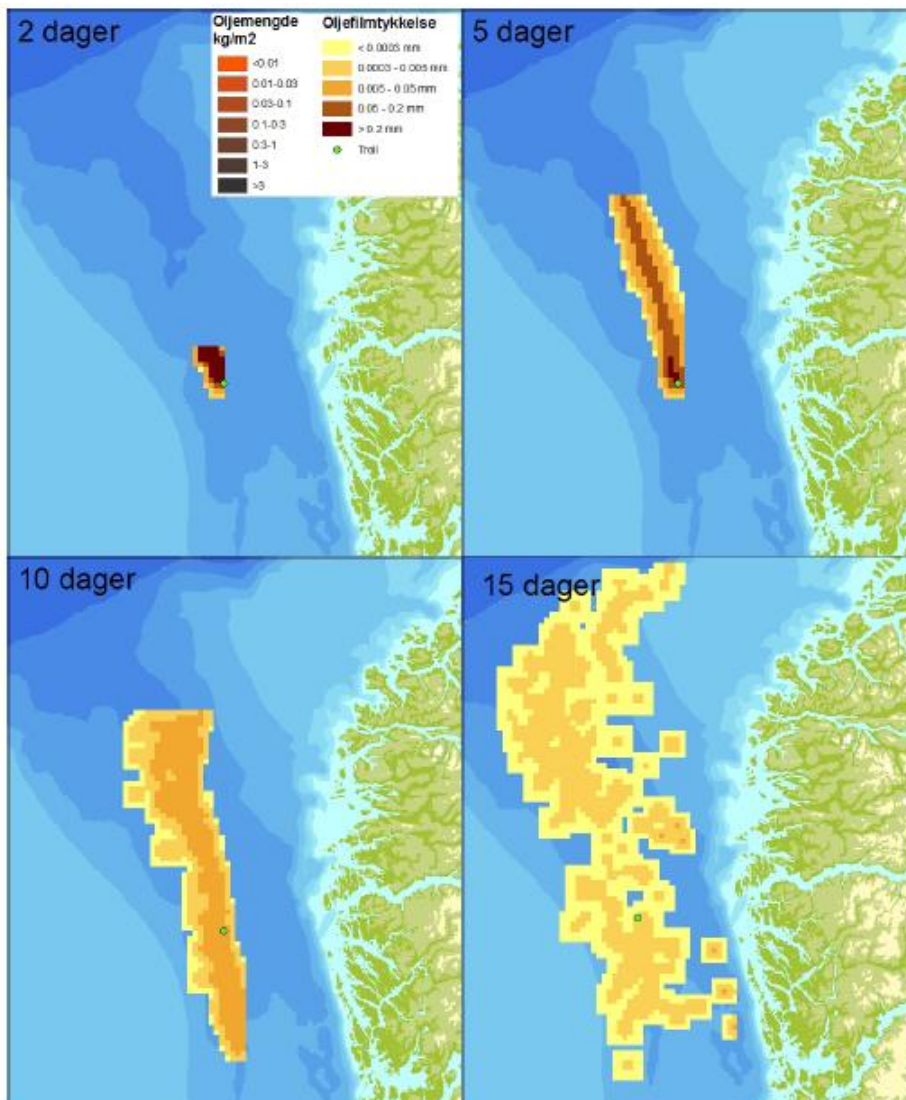
OS3D er en 3-dimensjonal oljedriftsmodell som beregner oljemengde på sjøoverflaten, på strand og i sedimenter, samt konsentrasjoner i vannsøylen. Modellen tillater utslipp både fra havoverflate og sjøbunn. For sjøbunnsutslippene blir en egen modul i OS3D anvendt; en nærsonemodell som beregner den første fasen av sjøbunnsutblåsningen. Den beskriver hvordan plumen (olje, gass og vannpakken) oppfører seg fra sjøbunn til overflate eller til et eventuelt innlagringsdyp. Nærsonemodellen beregner plumens fortykning og stighetid oppover i vannsøylen og tar hensyn til oppdriftseffekter av olje og gass, tetthetssjiktningen i det omkringliggende området samt sidestrøm. For sjøbunnsutslippene er vertikalprofil i vannmassene mht. temperatur og salinitet (Levitus, 1994) lagt inn i modellkjøringene.

Figur 41 viser enkeltsimuleringen basert på 50 prosent persentilen av alle simuleringer som strander, som olje på overflaten (tykkelse), og strandet oljemengde ved utblåsning fra Troll-Oseberg, mens Figur 42 viser ufallet av en enkeltsimulering ved en typisk vindsituasjon i samme området. Det er i denne rapporten valgt å presentere de simuleringene som kom dårligst ut. I delutredningene fra DNV (DNV, 2011)(DNVc, 2011) finner man enkelt-simuleringer med hensyn til stranding og typisk vindsituasjon for alle de utvalgte områdene.



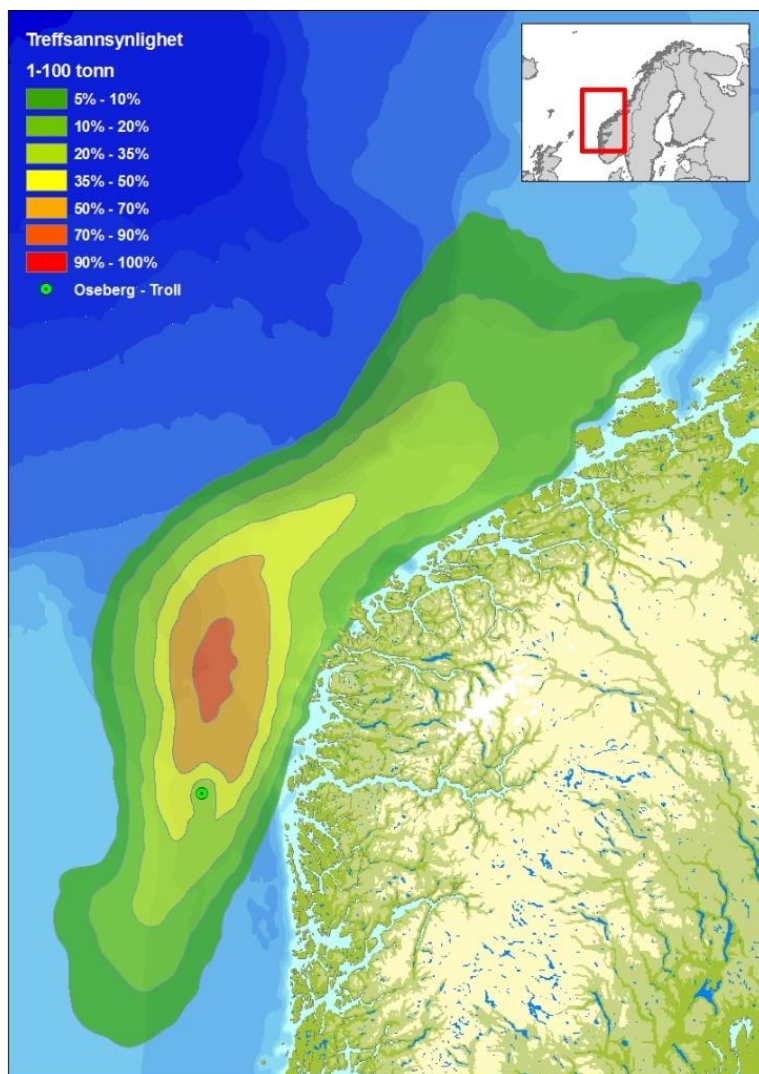
Figur 41. Troll-Oseberg - tidsutvikling av olje på overflaten presentert som tykkelse av olje og strandet oljemengde for enkeltsimuleringen som er 50 persentilen av alle simuleringene som strandet. Utslippet varer i 5 dager med 15 dager følgetid. Utslippsrate 4590 tonn/døgn.

Det ble valgt 50 % persentilen på Troll-Oseberg for der var denne representativ, mens for de andre områdene, var det så få tilfeller som strandet at man måtte høyere mht persentilen for å kunne vise en simulering.

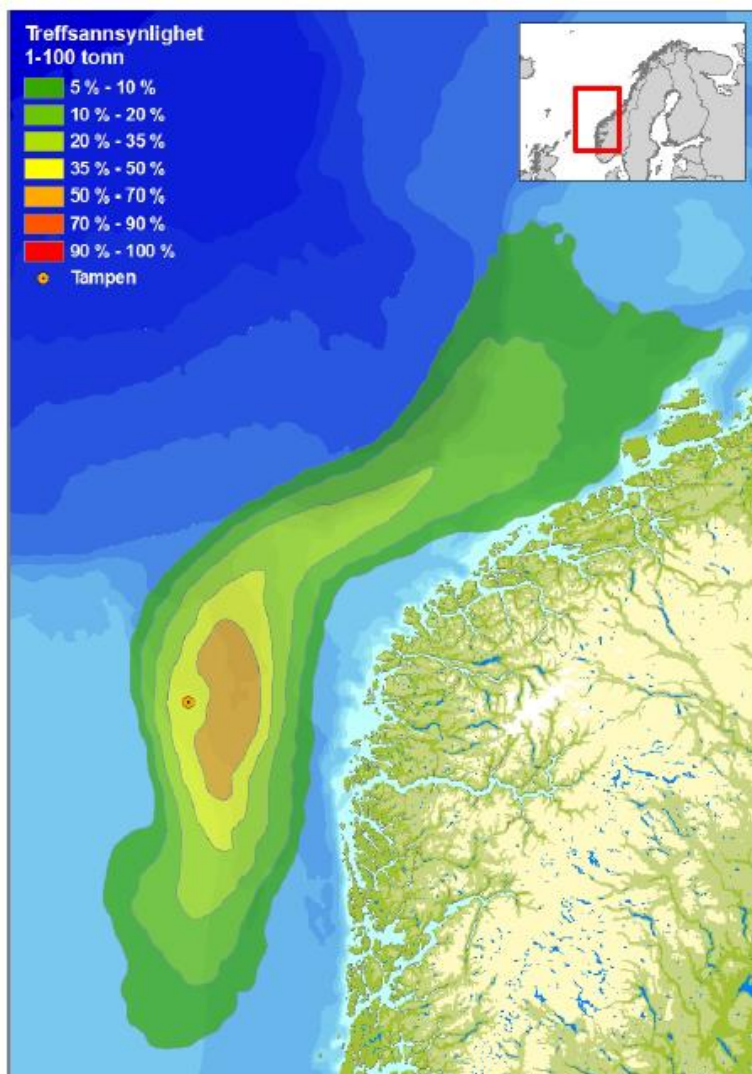


Figur 42. Troll-Oseberg - tidsutvikling av olje på overflaten presentert som tykkelse av olje og strandet oljemengde for enkeltsimuleringen som viser en typisk vindsituasjon. Utslippet varer i 5 dager med 15 dager følgetid. Utslippsrate 4590 tonn/døgn.

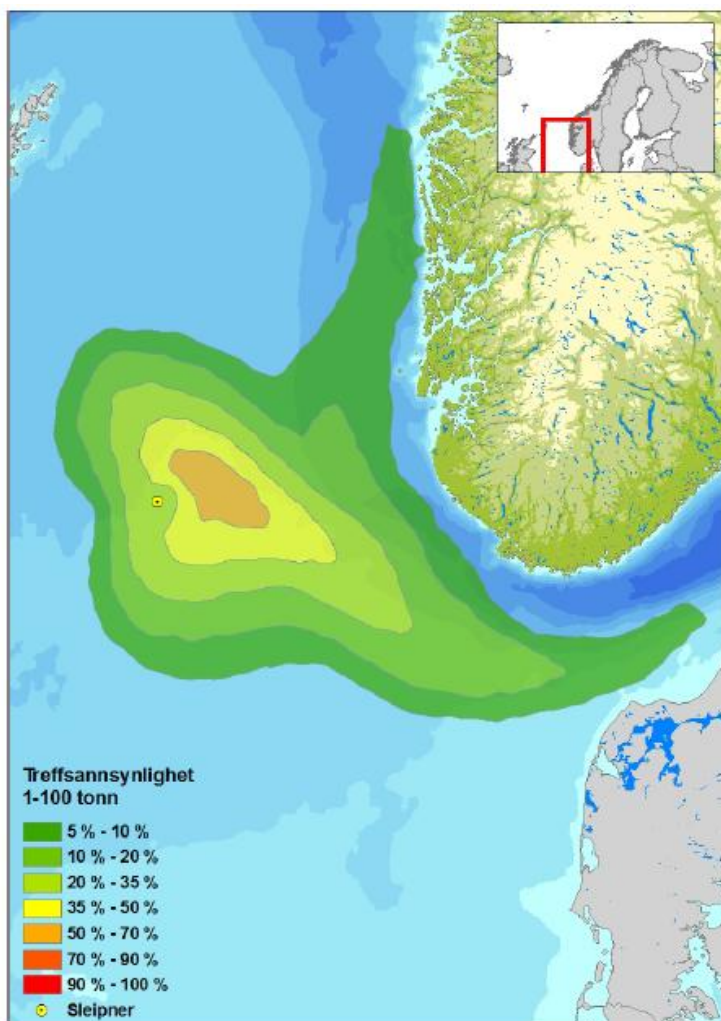
I figurene under vises influensområder for alle områdene basert på alle utslippsrater og varighet og deres individuelle sannsynligheter. Det markerte området viser ikke omfanget av et oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn fem prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning. Det vises influensområdet for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter som helårsstatistikk. I hovedrapporten finnes samme figurer for treff av henholdsvis 100-500 tonn, 500-1000 tonn eller > 1000 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning for alle områdene (helårsstatistikk).



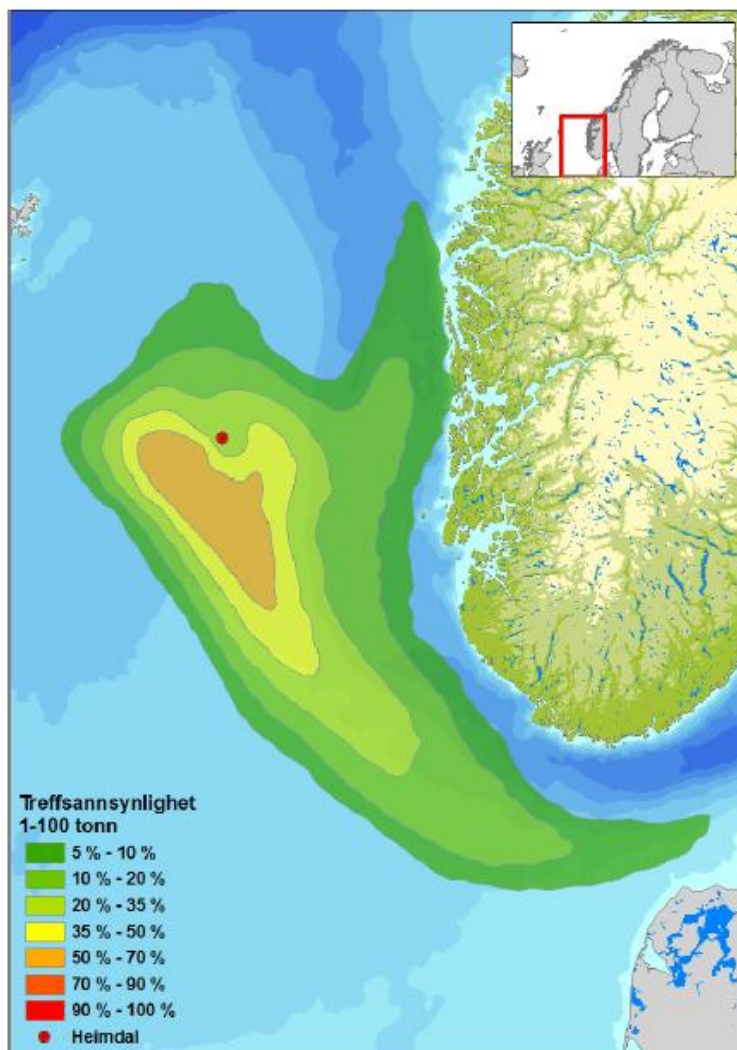
Figur 43. Sannsynligheten for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra Troll-Oseberg (2010) (helårsstatistikk). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn fem prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.



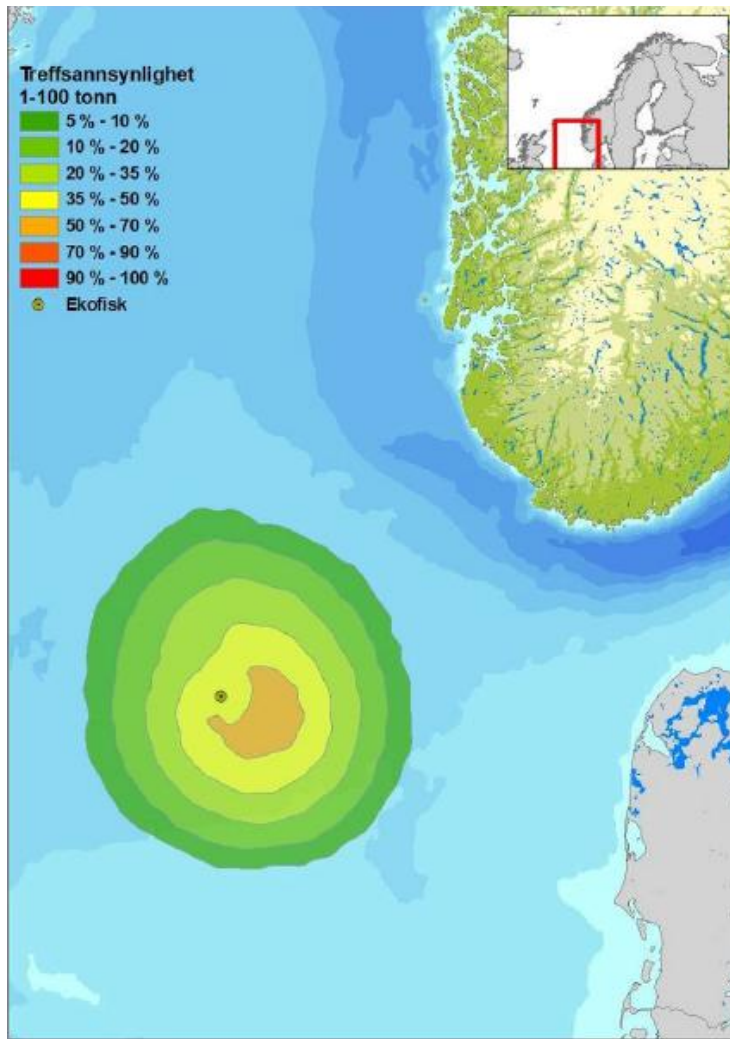
Figur 44. Sannsynligheten for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra Tampen (2010) (helårsstatistikk). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.



Figur 45. Sannsynligheten for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra Sleipner (2010) (helårsstatistikk). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn fem prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.



Figur 46. Sannsynligheten for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra Heimdal (2010) (helårsstatistikk). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.



Figur 47. Sannsynligheten for treff av 1-100 tonn olje i 10×10 km ruter gitt en overflateutblåsning fra Ekofisk (2010). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning.

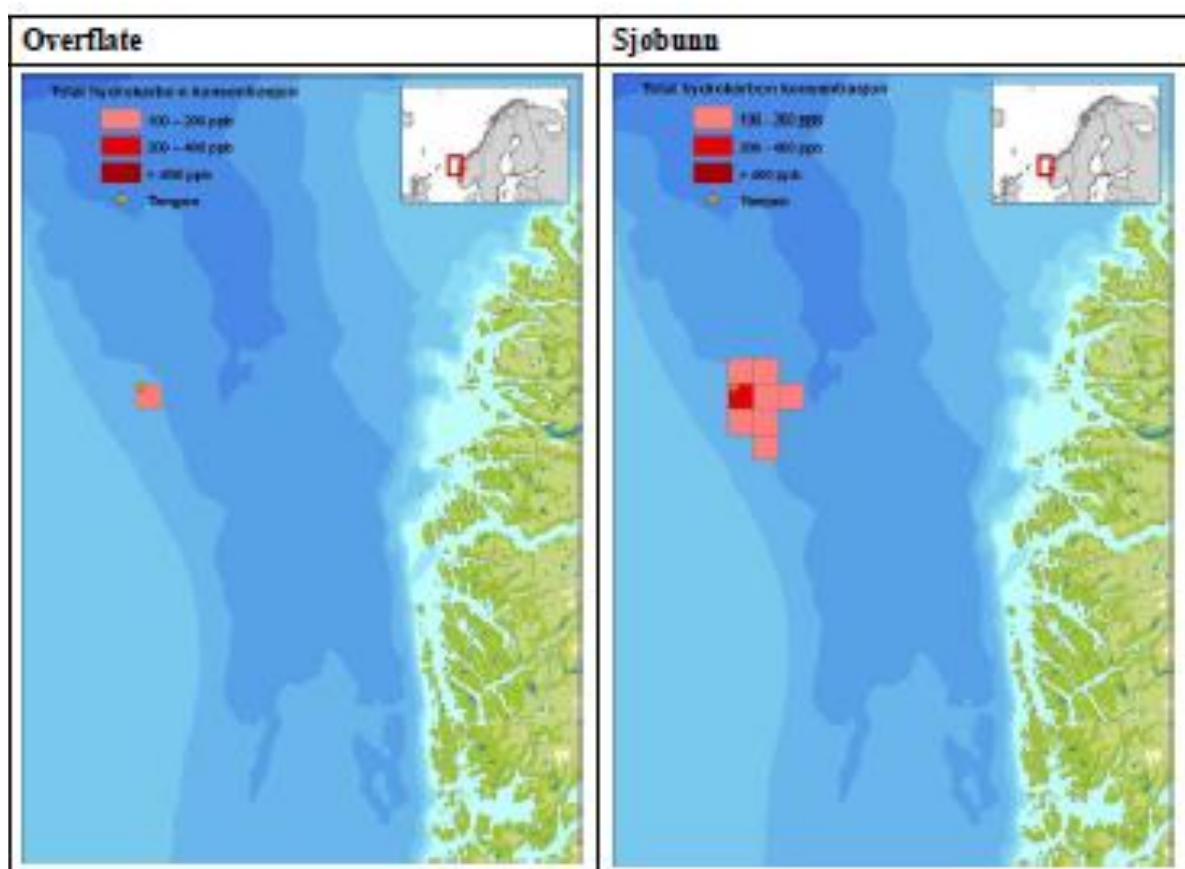
Modelleringene viser at dersom det skjer en overflateutblåsning fra områdene Troll-Oseberg og Heimdal, vil olje kunne strande i svært begrenset grad innenfor fem prosent treffsannsynlighet av olje over ett tonn. Det er lavere treffsannsynlighet av olje i minste oljemengdekategori (1-100 tonn) i umiddelbar nærhet til utslippspunktet. For de andre tre lokasjonene Ekofisk, Sleipner og Tampen vil det ikke komme olje til land innenfor fem prosent treffsannsynlighet av olje over ett tonn. Utblåsningen på Ekofisk 2/4 Bravo i 1976 er i overensstemmelse med dette i og med at ingen olje traff land ved hendelsen. For alle områdene ses at influensområdet følger strømmønsteret i områdene mht atlantehavsvann, kyststrømmen og lokale strømminger.

Konsentrasjoner av hydrokarboner i vannsøylen er tilsvarende som for olje på havoverflate beregnet per 10×10 km gridrute i intervallene 100-200 ppb, 200-400 ppb og > 400 ppb. Influensområdene i vannsøylen viser området med ≥ 5 prosent sannsynlighet for ≥ 100 ppb THC (totalt hydrokarbon) per 10×10 km rute. Influensområdene i vannsøylen er, som for havoverflaten, presentert for alle utslipplokasjonene i hovedrapporten for nåværende aktivitetsbilde (2010) og for framtidsbildet (2030). Vannsøylekonsentrasjonene er beregnet som tidsmidlede konsentrasjoner, i den tiden det har vært olje i vannsøylen, og presenteres

videre som maksimale konsentrasjoner gjennom vannsøylen, ikke en gjennomsnittskonsentrasjon gjennom vannsøylen.

THC-konsentrasjonene i vannsøylen ved utblåsning fra Tampen, modellert for overflate – og sjøbunnsutblåsning for nåværende aktivitetsbilde, er presentert i Figur 48. Influensområdet er **basert på alle utslippsrater og varighet og deres individuelle sannsynligheter**. Utblåsning fra overflaten medfører kun oppkonsentrering av olje som overskrider 100 ppb med ≥ 5 prosent sannsynlighet i utslippspunktets umiddelbare nærhet (dvs. én 10×10 km grid rute).

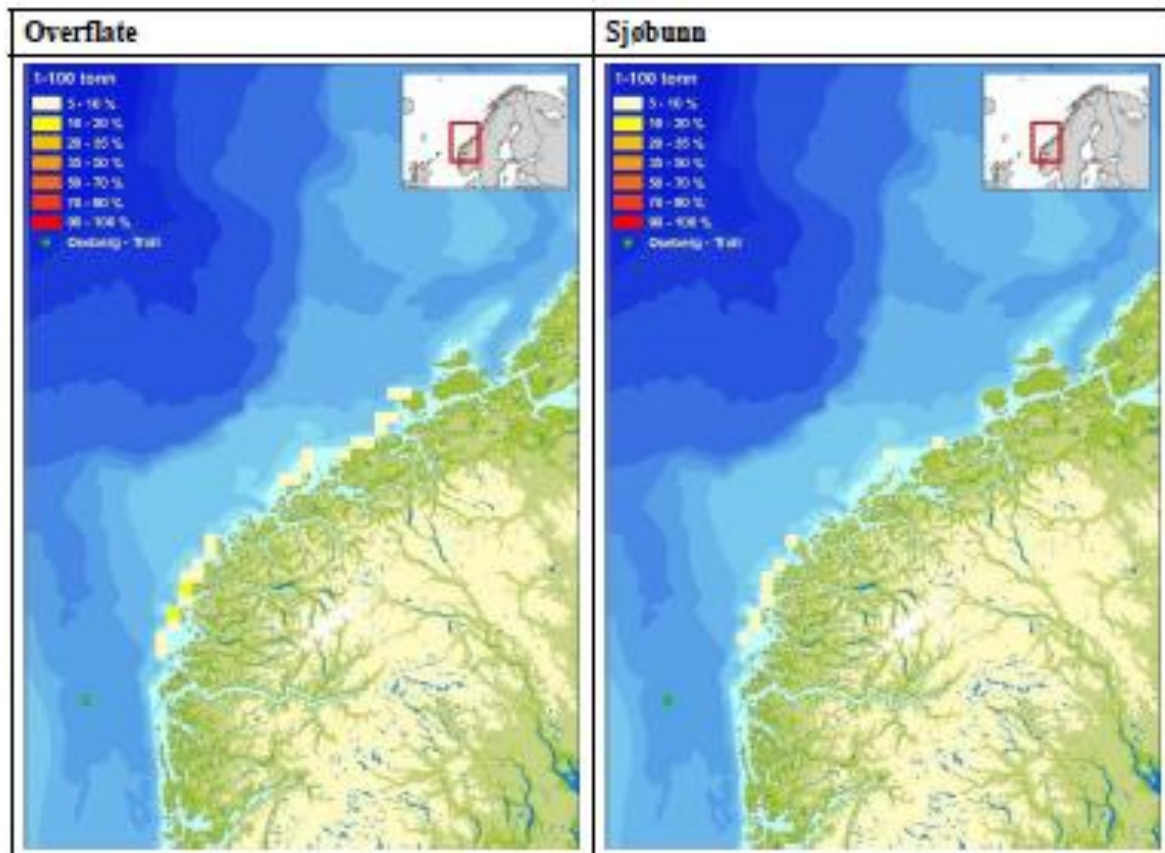
Sjøbunnsutblåsning medfører et noe større influensområde i vannsøylen der konsentrasjonen i utslippspunktets nærhet ligger i området 200-400 ppb. For framtidsbildet (2030) er det ingen oppkonsentrering av olje til over 100 ppb med ≥ 5 prosent sannsynlighet.



Figur 48. Beregnede tidsmidlede maksimale THC konsentrasjoner (≥ 100 ppb) i 10×10 km gridruter gitt en overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Tampen (2010).

Stranding av olje er presentert tilsvarende som influensområdene på havoverflaten for nåværende aktivitetsbilde (2010) og for framtidsbildet (2030) med treffsannsynlighet ≥ 5 prosent for de ulike oljemengdekategoriene; 1-100 tonn, 100-500 tonn, 500-1000 tonn og > 1000 tonn per 10×10 km grid rute. **Det gjøres oppmerksom på at oljemengdene i landruter som beregnes er basert på akkumulerte tall, mens i influensområdene for havruter er oljemengdene basert på tidsmidlede tall.** Det er kun utblåsning fra Troll-Oseberg (Figur 49) som gir ≥ 5 prosent sannsynlighet for treff av over 1-100 tonn akkumulert olje per 10×10 km grid rute, og det er kun én rute som potensielt berøres av oljemengden. Verken overflate- eller sjøbunnsutblåsning fra Ekofisk og Sleipner ga stranding av ≥ 1 tonn olje per 10×10 km grid rute i ≥ 5 prosent av simuleringene. Det er for øvrig viktig å merke seg at stranding fortsatt

kan forekomme også for disse utslippsscenarioene, men med lavere sannsynlighet og mindre oljemengder.



Figur 49. Sannsynligheten for treff av olje i 10 × 10 km landruter gitt en overflate- og sjøbunns-utblåsning fra Troll-Oseberg (2010). Influensområdet er basert på alle utslippsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 prosent av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor året.

6.2.1.1 Sjøfugl

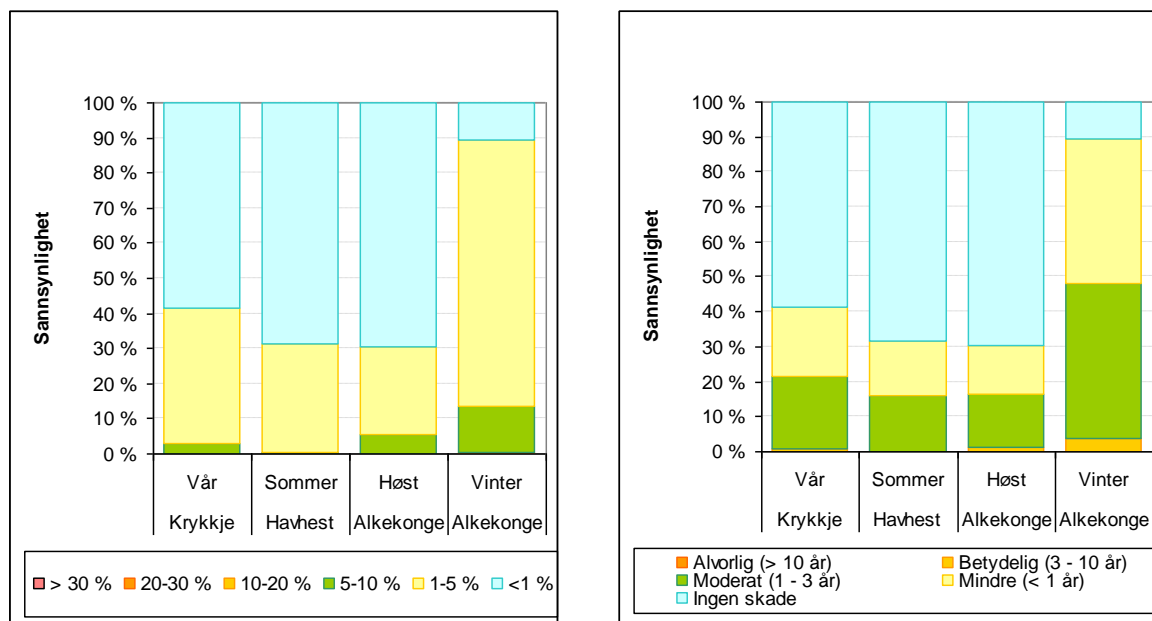
Sjøfugldataene benyttet i analysen er delt i to, med kystdata basert på tellinger fra land, sjø og fly, og åpent havdata som er basert på båttransekter utenfor grunnlinjen. Disse to datasettene er behandlet atskilt. Indikatorartene for Nordsjøen er valgt som analysearter. Disse omfatter pelagisk dykkende arter representert ved lomvi og lunde, pelagisk overflatebeitende arter representert ved krykkje, og kystbundne dykkende arter representert ved ærfugl, toppskarv og storskarv.

Sannsynlighet for skade ved overflateutslipp er størst for alle områder.

Konsekvensberegningene viser at et uhellsutslipp fra et felt i området Troll-Oseberg vil være mest kritisk for sjøfugl, både kystnært og i åpent hav. Dette til tross for at Troll-Oseberg har noe kortere lengste varighet av en utblåsning, og størst sannsynlighet for laveste utblåsningsrate. Vestlandskysten og havområdene utenfor er kjent for store forekomster av sjøfugl, og både regionale og nasjonale SMO (*spesielt miljøfølsomme områder*, Moe *et al.* 1999) for arter med høy sårbarhet for olje (pelagisk dykkende og kystbundne dykkende sjøfugl) forekommer i nærhet til influensområdene til utblåsning fra både Troll, Tampen og Heimdal/Sleipner. For sjøfugl i åpent hav er konsekvensene potensielt verst for *alkekonge* i vintersesongen, mens det

for sjøfugl kystnært er *toppskarv* som rammes verst, og arten bruker området hele året. Generelt er det hekkeperioden (vår/sommer) som er mest sårbar for sjøfugl i kystnære områder.

Konsekvensberegningene (Figur 50) viser at gitt et utslipp fra Trollområdet vinterstid vil alkekonge bli hardest rammet. Om vinteren er det 89 prosent sannsynlighet for at over 1 prosent av bestanden vil omkomme og 13 prosent sannsynlighet for at 5-10 prosent av bestanden omkommer. Sannsynligheten for betydelig skade er 3 prosent i vintersesongen mens det er henholdsvis 45 prosent og 41 prosent sannsynlighet for skade i kategoriene moderat og mindre.

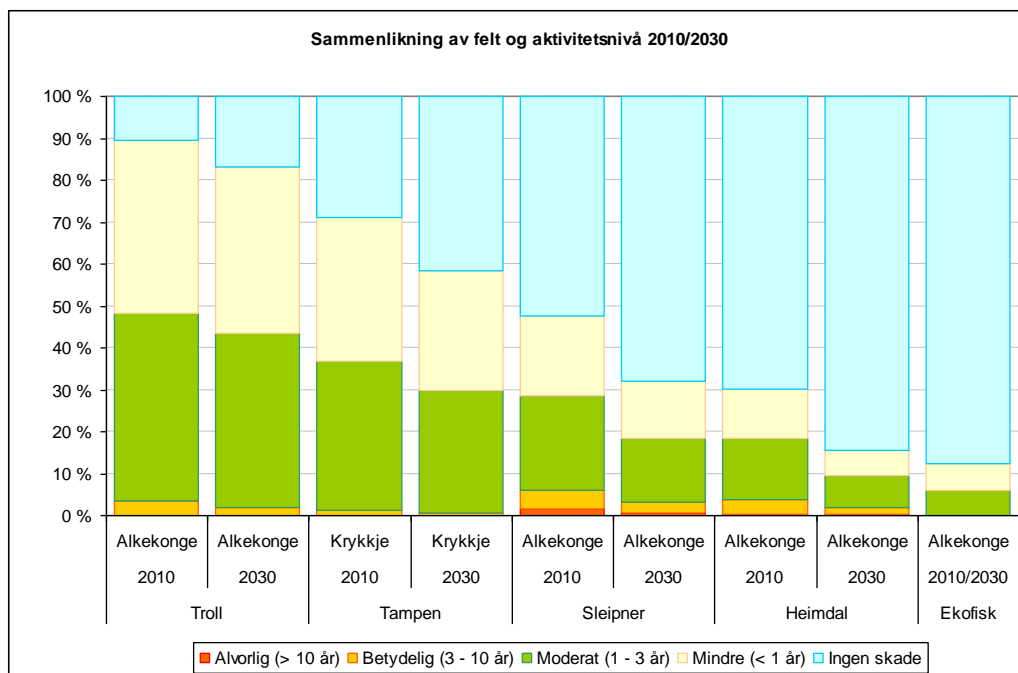


Figur 50. Figuren til venstre viser betinget sannsynlighet for en gitt tapsandel (henholdsvis < 1 prosent, 1-5 prosent, 5-10 prosent, 10-20 prosent, 20-30 prosent og > 30 prosent) for den verst rammede bestanden i åpent hav i hver sesong (gitt en overflateutblåsning fra Troll). Figuren til høyre viser betinget sannsynlighet for ulik grad av skade (uttrykt ved restitusjonstid) for de samme bestandene i 2010.

En utblåsning fra petroleumsaktivitet i Sleipnerområdet medfører potensielt et stort effektområde i sentrale deler av norsk sone i Nordsjøen, men kan også strekke seg til kysten av Danmark og mot Sverige (NB: lav sannsynlighet for treff i disse områdene). Sjøfugl i åpent hav i Nordsjøen er for øvrig spredt over store områder.

En utblåsning fra petroleumsaktivitet i Ekofiskområdet vil trolig ha minst konsekvens på sjøfugl av de modellerte områdene, da strømmene i området gir relativt liten utstrekning av influensområdet, og lang avstand til land medfører liten sannsynlighet for stranding av olje. Ved lengre varigheter av en utblåsning og større utblåsningsrater kombinert med de "rette" værforholdene, vil for øvrig landpåslag kunne forekomme også fra dette området.

For scenarioene modellert med et tenkt aktivitetsnivå i år 2030, er rate- og varighetsfordelingene endret noe, dvs. lavere sannsynlighet for de største utblåsningsratene og de lengste utblåsningsvarighetene. Dette medfører igjen lavere tapsandeler av sjøfugl, og et noe redusert konsekvensbilde.



Figur 51. Sammenlikning av mulige konsekvenser for sjøfugl for de ulike hovedområdene med petroleumaktivitet i Nordsjøen for aktivitetsnivå i år 2010 og 2030.

6.2.1.2 Sjøpattedyr

Selartene *steinkobbe* og *havert* er primært tilknyttet de helt kystnære områdene langs norskekysten. *Oteren* befinner seg i det aktuelle området, men datagrunnlaget tilgjengelig er ikke tilstrekkelig til å kunne gjøre statistiske modelleringer for å finne mulige bestandstap grunnet et oljeutslipp fra analyseområdene.

Tidligere utredninger av petroleumsvirksomhet i norske farvann har konkludert med at skadepotensialet ved akutt oljeforurensning til havs er mindre hos hval (Thomassen m.fl. 1995; Aaserød og Loeng 1997). De fleste hvalartene er spredt over store områder og eventuelle konsekvenser for disse vil trolig være på individnivå. Dette gjelder arter som blåhval, finnhval, spermhval, nebbhval, grindhval, nise og springere. På grunn av dette er disse ikke tatt med videre i denne rapporten.

Både havert og steinkobbe har kolonier/kastelokaliteter i områder som kan bli berørt ved utblåsning fra flere av hovedområdene for petroleumaktivitet i Nordsjøen. Områder som kan bli berørt er kystområdene utenfor Stavanger, øygruppen Kjør i Rogaland og på Jærkysten. Men, også lengre nord (nord for Sognefjorden; Bremanger–Ytre sula i Sogn og Fjordane, og videre nordover) påtreffer man kolonier for steinkobbe som kan bli berørt ved en utblåsning fra felt i Troll-Oseberg-/Tampenområdene, avhengig av influensområdenes utstrekning i nordlig retning.

Resultatene av konsekvensberegningene viser at det er lite sannsynlig at større oljemengder vil treffe områdene med størst tetthet av sjøpattedyr og medføre betydelige tapsandeler. Mulige konsekvenser kan bli størst ved hendelser på Heimdal- og Sleipnerområdene grunnet mulighet for landpåslag av olje i *havert* koloniene utenfor Stavanger. En utblåsning i høstsesongen vil medføre 2-3 prosent sannsynlighet for inntil 10 prosent tapsandel av bestanden i høstsesongen. Generelt viser resultatene at sannsynligheten for tap av pattedyr er større ved et

overflateutslipp sammenlignet med et sjøbunnsutslipp, da det er disse utslippene som har størst potensial for å medføre landpåslag av olje.

*Steinkobbe*bestanden rammes i liten grad i og med at bestanden har en definert utstrekning fra Rogaland til Troms/Lopphavet.

En utblåsning fra Ekofisk vil ikke medføre sannsynlighet for tapsandeler av sjøpattedyr som overstiger nedre grense for konsekvensberegningene (1 prosent bestandstap).

6.2.1.3 Strand

Utvalgte strandtyper langs kysten som grenser til Nordsjøen er tangstrand, sandstrand, strandeng, grus/streinstrand, elveos og våtmark

Feltenes lokasjon i Nordsjøen er av stor betydning for skadepotensialet for strandhabitat. Dette ser en tydelig ved å sammenlikne en utblåsning fra Ekofiskområdet med en fra området Troll-Oseberg eller Tampen. Ekofisk ligger i et område langt fra land, uten særskilte strømmer som drives eventuell olje mot kysten. Det er derfor liten sannsynlighet for landpåslag av olje ved utblåsning fra dette området og skadepotensialet for strandhabitat er således lite. Troll-Osebergområdet ligger betydelig nærmere kysten, noe som øker sannsynligheten for landpåslag av olje. Samtidig vil kyststrømmen i området kunne føre olje nordover, der ytterligere landpåslag kan forekomme. Ved overflateutblåsning fra dette området er det inntil 26 prosent sannsynlighet for at strandhabitat skal ødelegges slik at restitusjonstiden bli inntil 3 år, og kyststrekningen fra Fedje til nord for Frøya kan potensielt bli rammet. Ved utblåsning fra Tampen har den berørte kyststrekningen sammen nordlige retning, men skadepotensialet per definerte strandhabitat (10 × 10 km ruter) er lavere.

6.2.1.4 Plankton

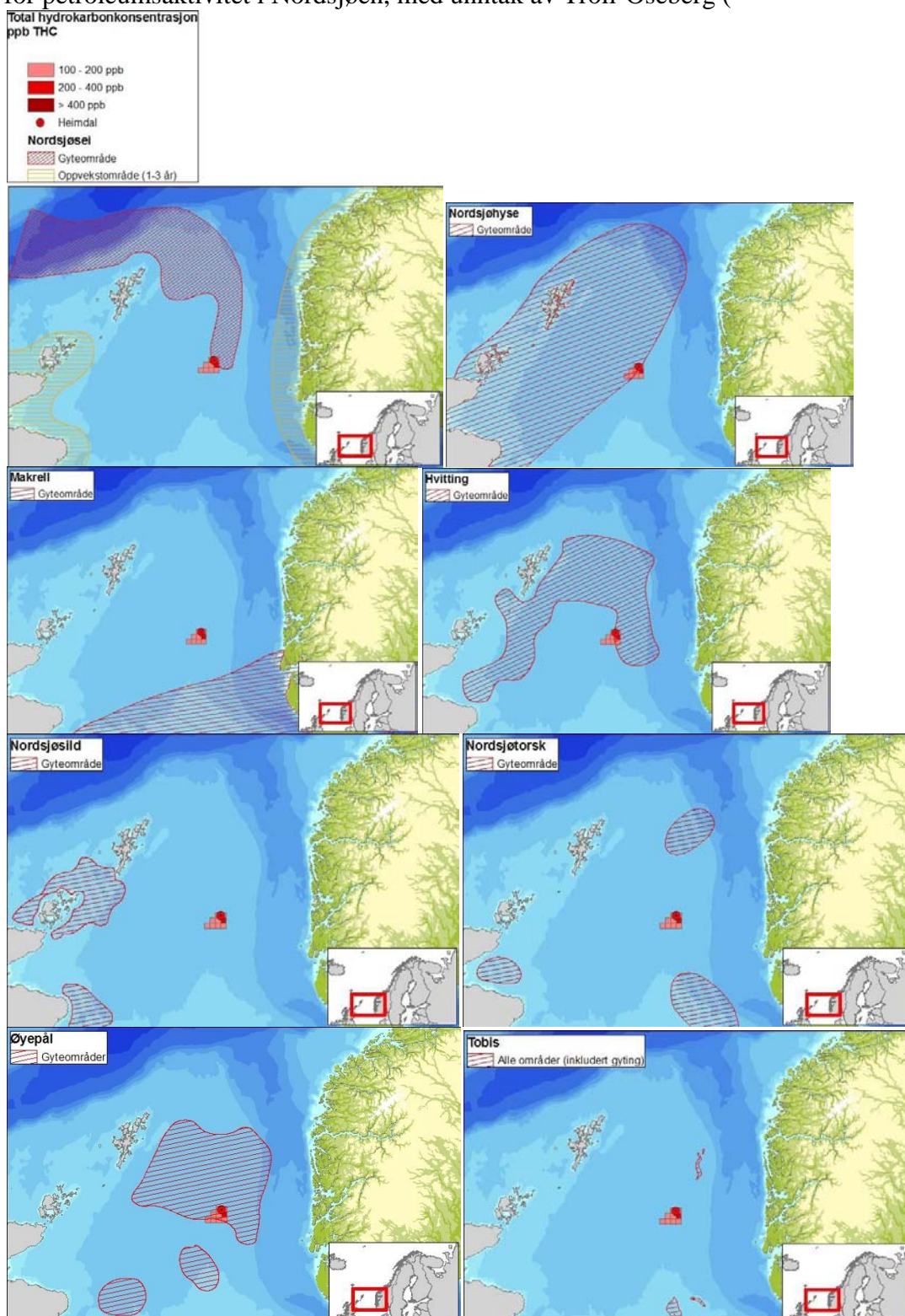
Mulige konsekvenser som en oljeutblåsning fra et felt i Nordsjøen kan medføre for plankton er vurdert som svært begrensede, på bakgrunn av oljedriftsmodelleringene som viser små vannsøylekonsentrasjoner (hovedsakelig < 100 ppb), og planktonets spredte utbredelse i hele vannsøylen over et stort geografisk område. Deler av planktonet vil for øvrig kunne gå til grunne som følge av en oljeutblåsning, noe som igjen kan forringe næringstilgangen til fisk i begrensede områder. Det vurderes dit hen at direkte effekter på fiskeegg/-larver vil være av større alvorlighetsgrad.

6.2.1.5 Fisk

For fisk i Nordsjøen er det ikke tilrettelagte modelleringsdata, så effektene er vurdert ved overlappsanalyse. Gyteområde for artene: Nordsjøsei, tobis, hvitting, Nordsjøhyse, makrell, Nordsjøsil, Nordsjøtors og øyepål er overlappet med THC i vannsøylen fra overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra hvert av de fem feltene både 2010 og 2030 scenario.

Berørte område i vannsøylen for hvert av hovedområdene i Nordsjøen som overlapper med gyteområdene til enkelte arter er relativt lite. På generelt grunnlag kan en derfor si at det er lite risiko for tapsandeler av egg- og larver av gytebestander i Nordsjøen av betydning for årsklasserekrutteringen. Påvirkning i vannsøylen er for øvrig svært avhengig av oljetype (i hvilken grad oljen løses opp/blandes ned i vannsøylen og hvor fort den brytes ned av mikroorganismer i vannsøylen), samt vind- og strømforhold som avgjør hvor oljekonsentrasjonene fortynnes som følge av spredning. Skadepotensialet er også avhengig av hvor stor andel av gyteproduktet som befinner seg i begrensede områder av gyteområdene. Dersom kun deler av

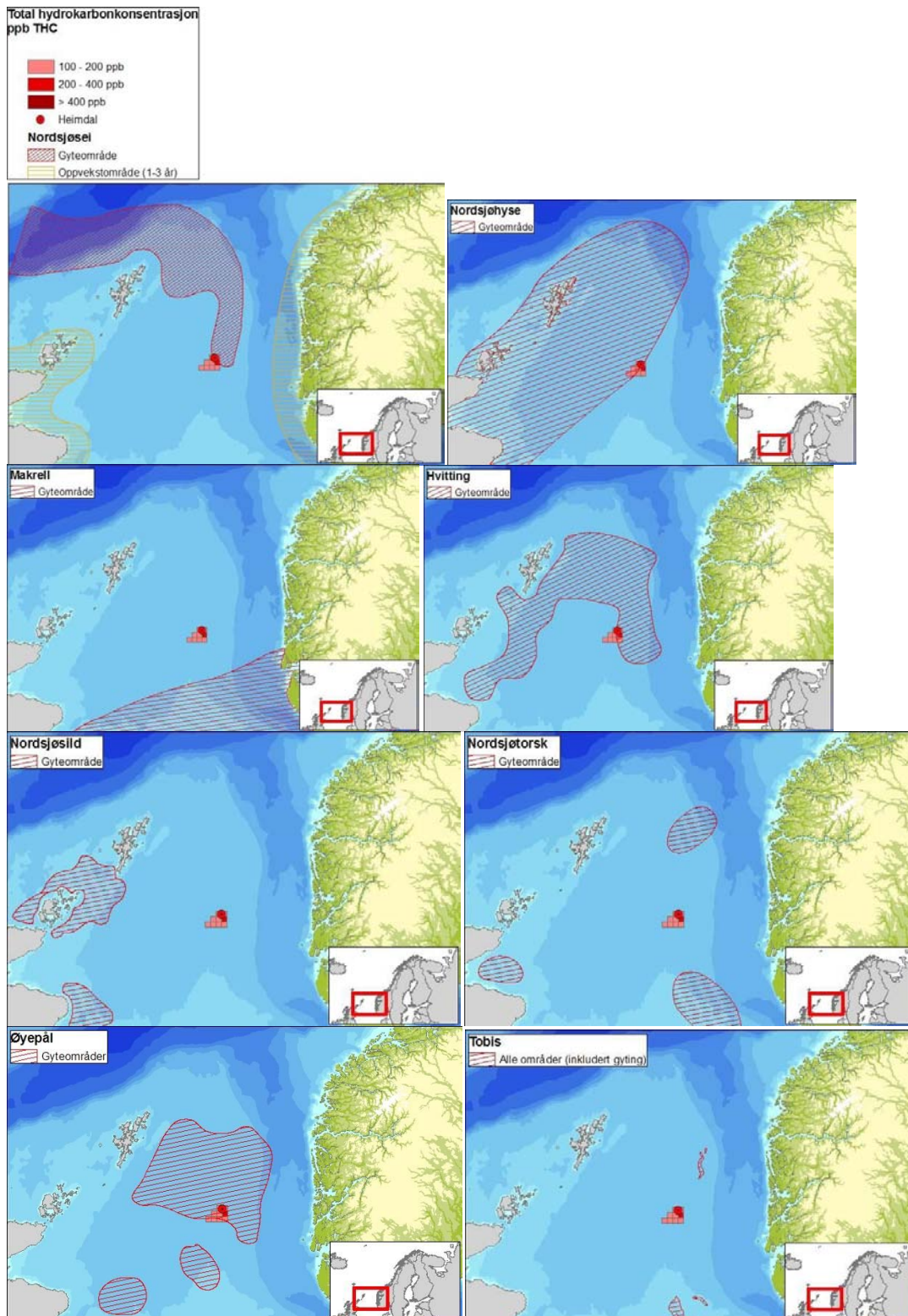
de definerte gyteområdene benyttes hvert år er skadepotensialet større i eventuelle år da gytingen pågår i nærheten av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Det er relativt lite forskjell i berørt område i vannsøylen mellom de definerte hovedområdene for petroleumaktivitet i Nordsjøen, med unntak av Troll-Oseberg (



Figur 52), som kun har én berørt 10×10 km grid rute med ≥ 5 prosent sannsynlighet for over 100 ppb THC (over effektgrensen). Trolig har dette sammenheng med de sterke strømmene i området som gir en hurtig og effektiv spredning og fortykning av olje i vannsøylen.

Effektområdet i vannsøylen fra utblåsning ved Heimdal er området som overlapper med gyteområdene for flest arter (Nordsjøsei, Nordsjøhyse, hvitting og øyepål), mens effektområdene til både Sleipner og Ekofisk ligger innenfor gyteområdet til makrell.

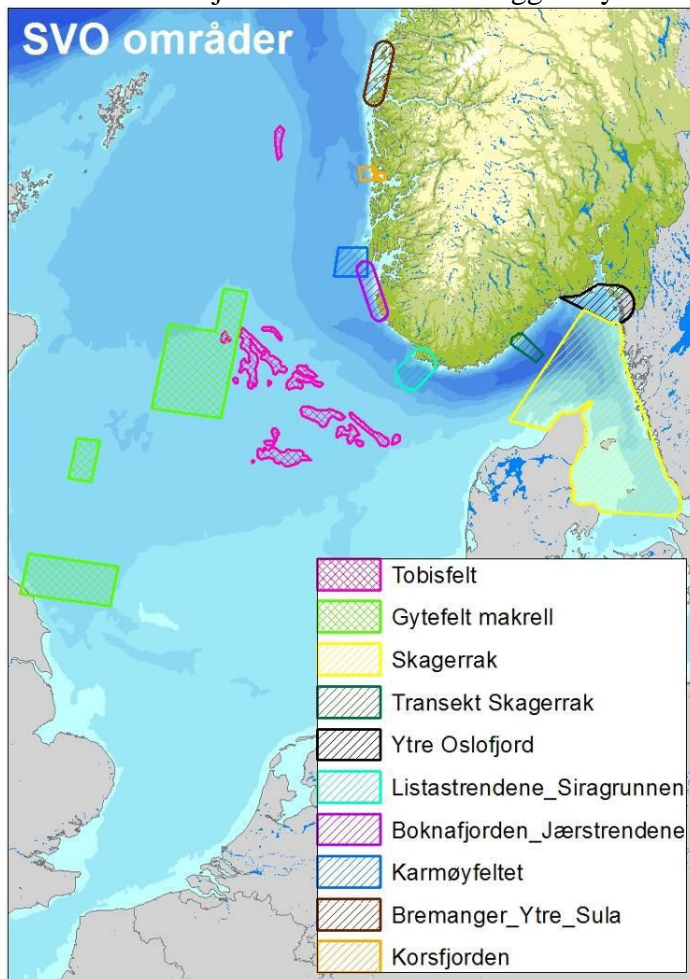
Ingen av områdene har direkte overlapp med tobisområdene, men Sleipner og Ekofisk ligger i betydelig nærhet til de definerte områdene.



Figur 52. Overlappsanalyse av total hydrokarbon konsentrasjon i vannsøylen etter sjøbunnsutblåsning fra Heimdal (2010) og gyte- /oppvekstområder for nordsjøsei (øverst til venstre), nordsjøhyse, makrell, hvitting, nordsjøsild, nordsjøtorsk, øyepål og tobis. Det er ingen overlapp med gyteområder for artene makrell, nordsjøsild, nordsjøtorsk eller tobis.

6.2.1.6 Spesielt Verdifulle Områder (SVO)

I utvelgelsen av SVOer er det brukt de samme hovedkriteriene som i de to foregående marine forvaltningsplanene. Det er fokusert på de områdene som er viktige for biologisk produksjon, og de som er viktige for det biologiske mangfoldet. Ettersom viktighet for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen er de mest sentrale faktorer i forhold til å sikre funksjonen til økosystemene, og dermed økosystemtjenestene, er hovedprioriteringene basert på disse. Det er valgt ut tolv prioriterte SVOer (Figur 53) som anses å være særlig verdifulle. Det er ikke foretatt en prioritering mellom disse områdene. De utvalgte områdene er svært forskjellige av natur, og varierer fra små verneområder til store regioner. Områdene har likevel det til felles at de er viktige for mer enn én art, omfattes gjerne av flere utvalgskriterier og allerede er anerkjent for sin verdi. I tillegg er kystsonen generelt sårbar.



Figur 53. Særlig verdifulle områder (SVO) i Nordsjøen (DN&HI, 2010).

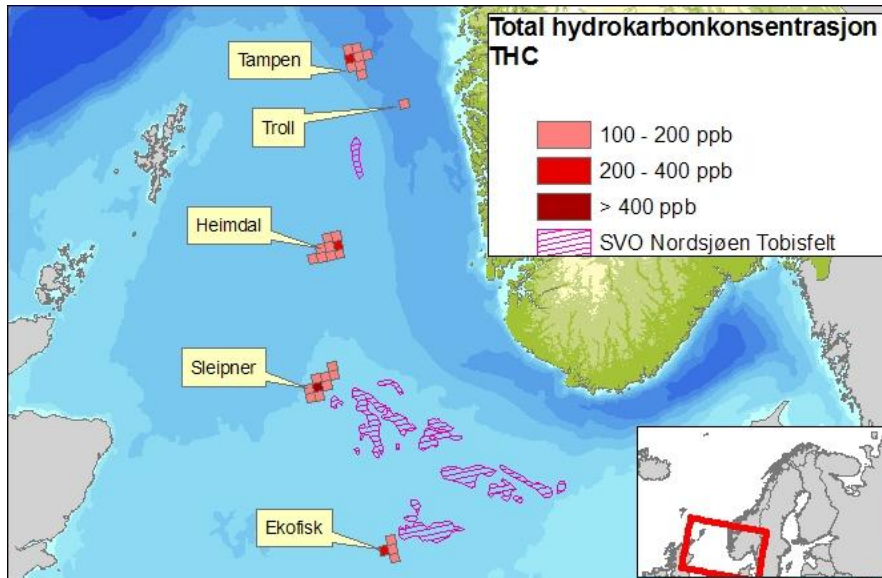
På samme måte som for fisk, er det gjort overlappsanalyser med SVOene i Nordsjøen. For SVOer som omfatter fisk er det gjort overlapp med hydrokarbonkonsentrasjoner (>100 ppb) i vannsøylen, og for SVOer som omfatter sjøfugl, sjøpattedyr og kystområder er det overlappet med treffsannsynlighet av olje på overflaten

SVO Tobis

Det er ingen overlapp mellom influensområdene i vannsøylen for hvert av områdene og SVOene for tobis. Sleipner og Ekofisk ligger i nærheten av sørlige tobisområder, og et akuttutslipp fra disse feltene vil kunne medføre forurensning i vannsøylen, også over tobisområdene. Det er for øvrig < 5 prosent sannsynlighet for oppkonsentrering av over 100 ppb

vannsøylekonsentrasjon per 10×10 km grid rute. De største vannsøylekonsentrasjonene vil en finne i øvre sjikt av vannsøylen, der tobis i liten grad oppholder seg.

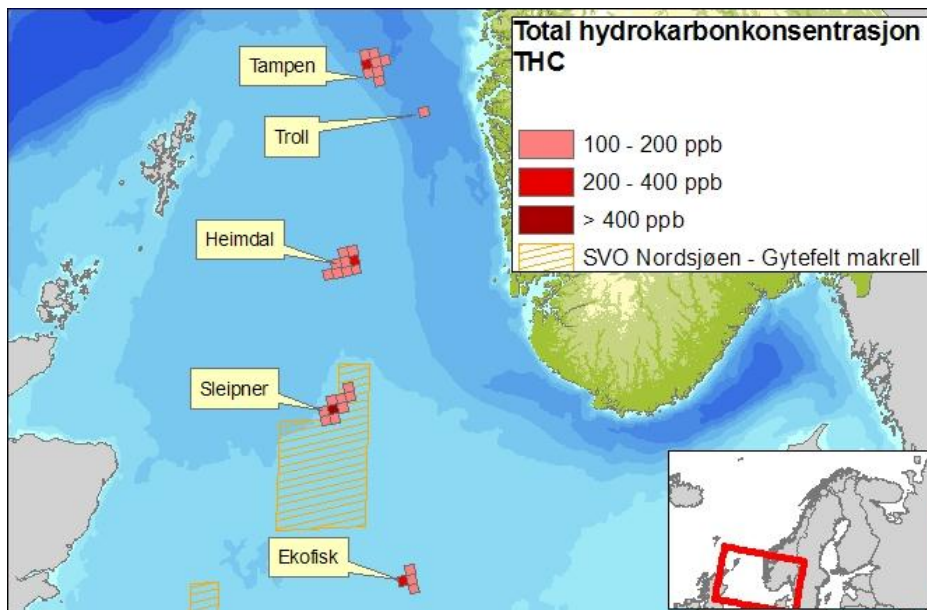
Oljedriftsmodelleringen har vist at en utblåsning fra både Ekofiskområdet og Sleipnerområdet har potensial for at betydelige deler av oljene sedimenteres, det vil si fester seg til partikler i vannsøylen og havner i sedimentene. Dette er av større betydning for tobis hvor leveområdene overlapper med gyteområdene og tobisen tilbringer mye tid nedgravd i sanden. Rundt Ekofisk er det store banker med strømmer som virvler opp sedimentene. Sedimentering av olje kan også påvirke annen form for bunnfauna i negativ retning.



Figur 54. Overlappsanalyse av total hydrokarbon konsentrasjon i vannsøylen etter sjøbunnsutblåsning fra hvert av feltene og tobisområder (SVO).

SVO Makrell

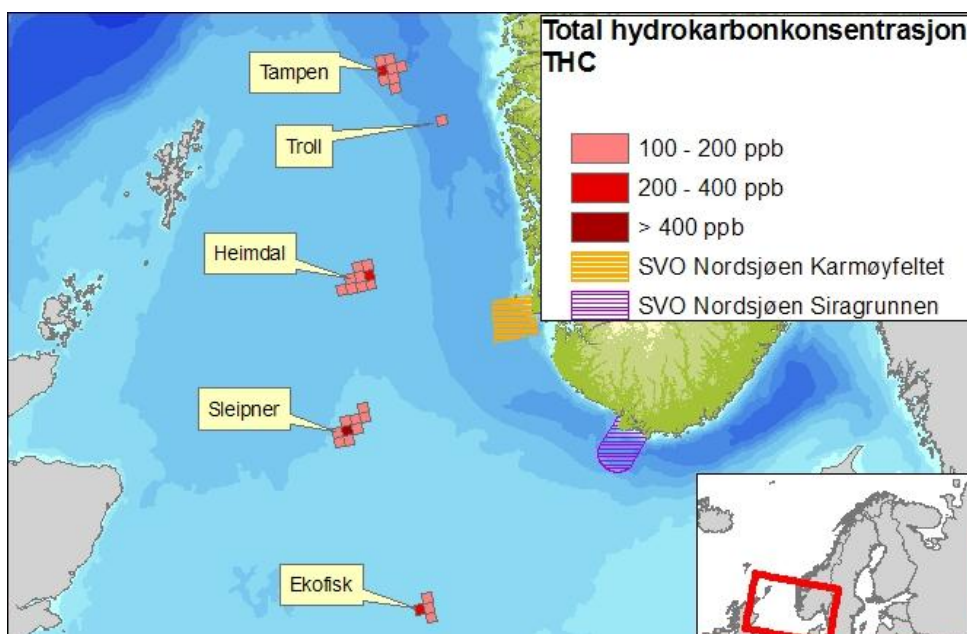
Det er kun overlapp mellom influensområdet (≥ 5 prosent sannsynlighet for oppkonsentrering av over 100 ppb vannsøylekonsentrasjon per 10×10 km grid rute) til Sleipner og SVOene for gyteområder for makrell. De resterende feltene ligger i god avstand til SVOene for makrell. Store deler av influensområdet til Sleipner ligger innenfor SVO - gyteområdet til makrell. Totalt areal av SVOene er $20\,785 \text{ km}^2$, mens influensområdet dekker nesten 800 km^2 . Overlappsområdet utgjør således i underkant av 4 prosent av totalt SVO.



Figur 55. Overlappsanalyse av total hydrokarbon konsentrasjon i vannsøylen etter sjøbunnsutblåsning fra hvert av feltene og viktige gyteområder for makrell (SVO). Det er kun overlapp med influensområdet til Sleipner

SVO Karmøyfeltet og Siragrunnen

Både Karmøyfeltet og Siragrunnen er gyteområder for vårgytende sild, det er derfor gjort en overlappsanalyse med influensområdene i vannsøylen (≥ 5 prosent sannsynlighet for oppkonsentrering av over 100 ppb vannsøylekonsentrasjon per 10×10 km grid rute) for hvert av feltene. Det er ingen overlapp mellom influensområdene i vannsøylen for hvert av områdene og SVOene for sild



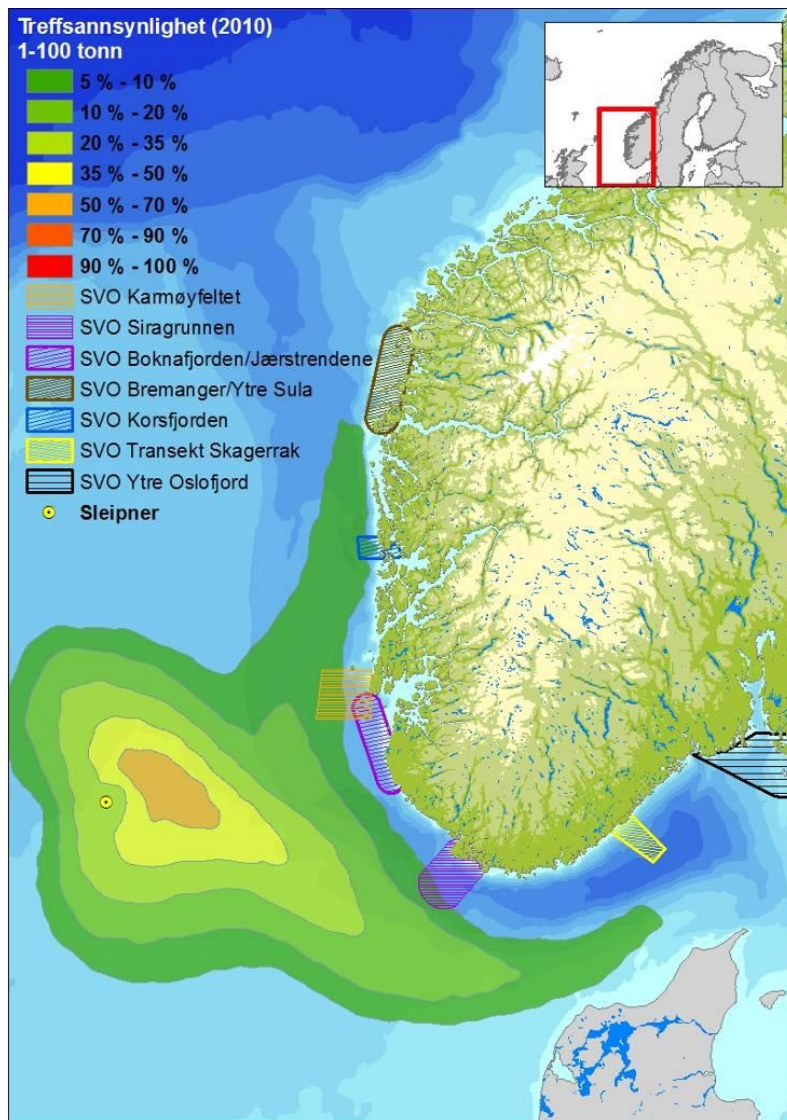
Figur 56. Overlappsanalyse av total hydrokarbon konsentrasjon i vannsøylen etter sjøbunnsutblåsning fra hvert av feltene og viktige gyteområder for norsk vårgytende sild (SVO Siragrunnen og SVO Karmøyfeltet). Det er ingen overlapp.

Overlapp mellom Ekofisk og SVO for sjøfugl, sjøpattedyr og kystlandskap

Det er ingen overlapp med SVOene, og dermed lite eller ingen skadepotensial.

Overlapp mellom Sleipner og SVO for sjøfugl, sjøpattedyr og kystlandskap

Influensområdet overlapper med SVO Korsfjorden, SVO Karmøyfeltet og SVO Lista-strendene (Siragrunnen) med 5-10 prosent treffsannsynlighet. Karmøyfeltet er for øvrig viktig som gyteområde for sild, og derfor ikke relevant i forhold til overflateolje. Det er 42,4 prosent overlapp med SVO Korsfjorden, som er et viktig område for naturtyper, habitater og fugleliv, men kun 5-10 prosent sannsynlighet for at området blir berørt gitt en overflateutblåsning fra Sleipner.

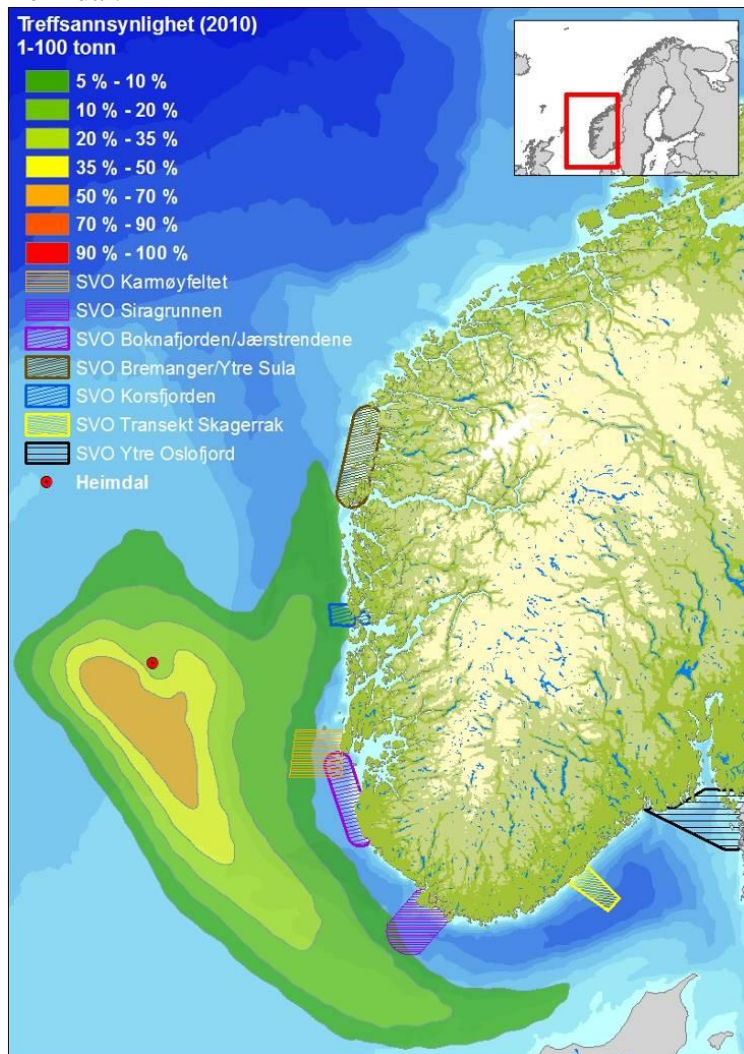


Figur 57. Overlappsanalyse av treffsannsynlighet av olje på havoverflaten (1-100 tonn olje per 10×10 km grid rute) etter overflateutblåsning fra Sleipner og SVO for sjøfugl, marine pattedyr og kystlandskap. Influensområdet overlapper med SVO Karmøyfeltet, SVO Korsfjorden og SVO Siragrunnen/Listastrendene.

Overlapp mellom Heimdal og SVO for sjøfugl, sjøpattedyr og kystlandskap

Influensområdet overlapper med SVO Korsfjorden, SVO Karmøyfeltet og SVO Lista-strendene (Siragrunnen) med 5-10 prosent treffsannsynlighet. Karmøyfeltet er for øvrig viktig som gyteområde for sild, og derfor ikke relevant i forhold til overflateolje. Det er 74,3 prosent overlapp med SVO Korsfjorden, som er et viktig område for naturtyper, habitater og fugleliv,

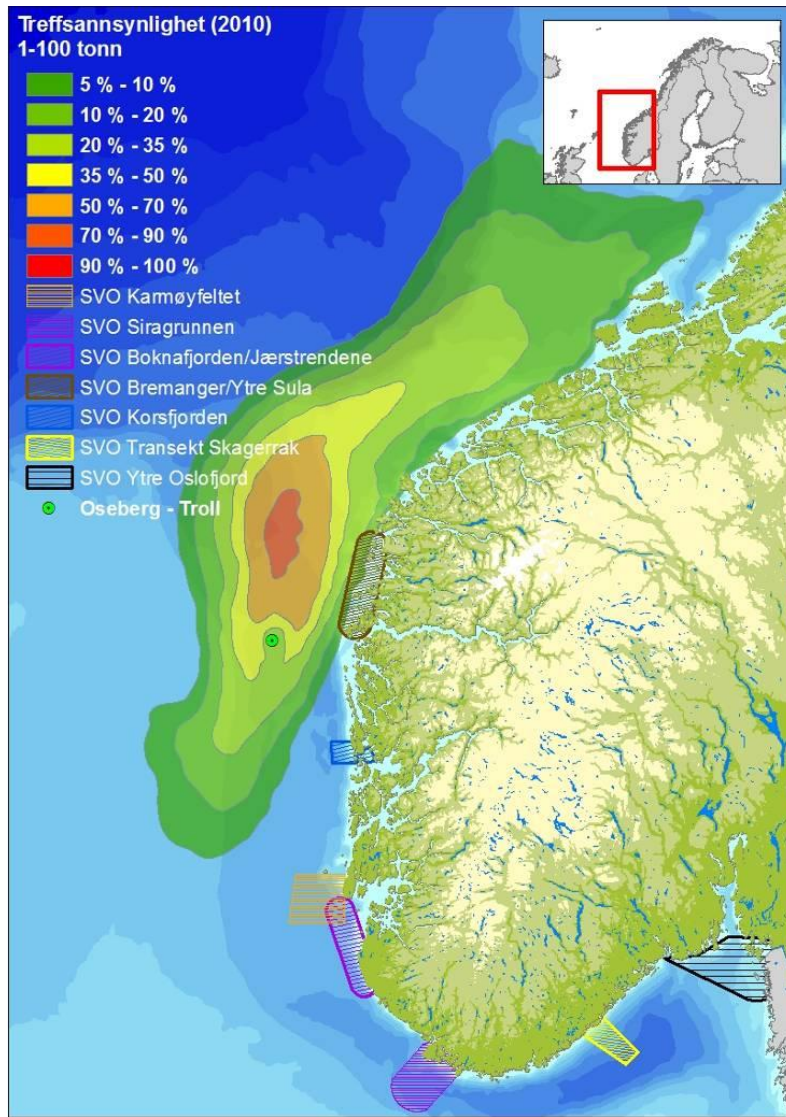
men kun 5-10 prosent sannsynlighet for at området blir berørt gitt en overflateutblåsning fra Heimdal.



Figur 58. Overlappsanalyse av treffsannsynlighet av olje på havoverflaten (1-100 tonn olje per 10×10 km grid rute) etter overflateutblåsning fra Heimdal og SVO for sjøfugl, marine pattedyr og kystlandskap. Influensområdet overlapper med SVO Karmøyfeltet, SVO Korsfjorden og SVO Siragrunnen/Listastrendene.

Overlapp mellom Troll og SVO for sjøfugl, sjøpattedyr og kystlandskap

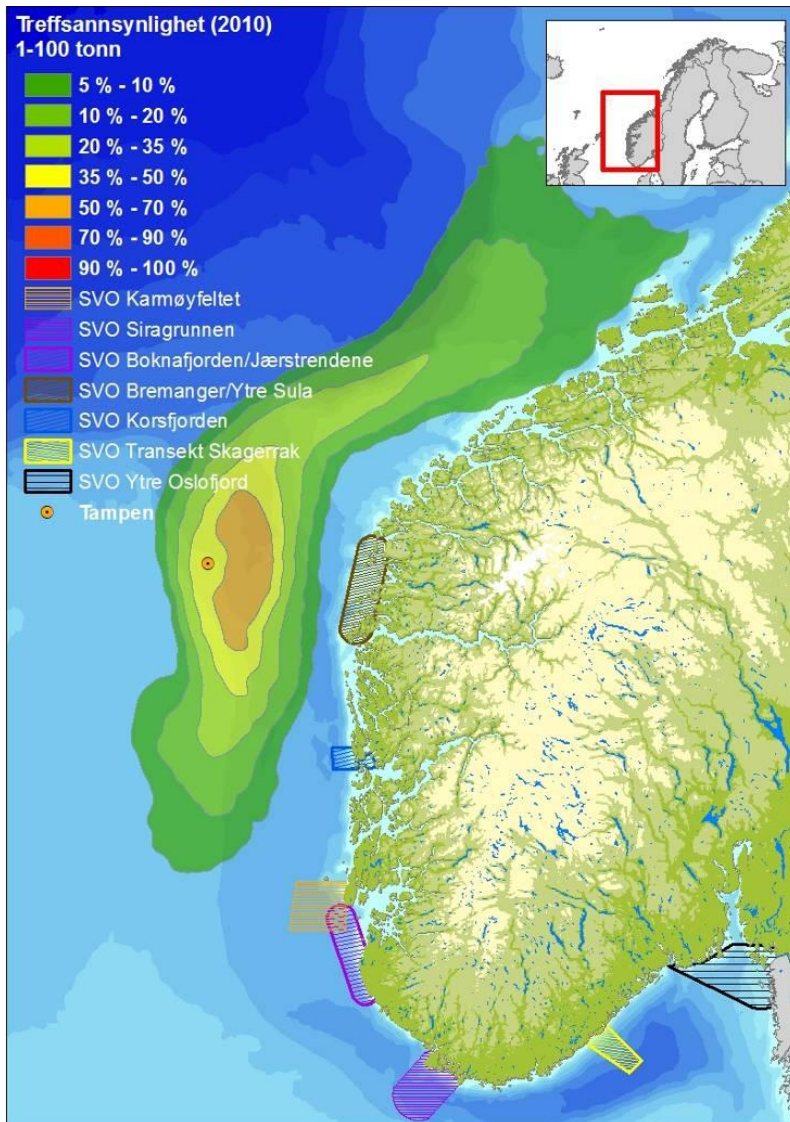
Influensområdet overlapper med SVO Bremanger/Ytre Sula med inntil 35 prosent treffsannsynlighet. Bremanger/Ytre Sula er viktig for sjøfugl som hekke-, beite-, myte-, trekk- og overvintringsområde, samt som kaste område for kobbe. Det er 15,8 prosent overlapp.



Figur 59. Overlappsanalyse av treffsannsynlighet av olje på havoverflaten (1-100 tonn olje per 10×10 km grid rute) etter overflateutblåsning fra Troll og SVO for sjøfugl, marine pattedyr og kystlandskap. Influensområdet overlapper med SVO Bremanger/Ytre Sula.

Overlapp mellom Tampen og SVO for sjøfugl, sjøpattedyr og kystlandskap

Analysen viser for øvrig at det er ingen overlapp med SVOene, og dermed lite eller ingen skadepotensial.



Figur 60. Overlappsanalyse av treffsannsynlighet av olje på havoverflaten (1-100 tonn olje per 10×10 km grid rute) etter overflateutblåsning fra Tampen og SVO for sjøfugl, marine pattedyr og kystlandskap. Det er ingen overlapp.

6.3 Miljørisiko

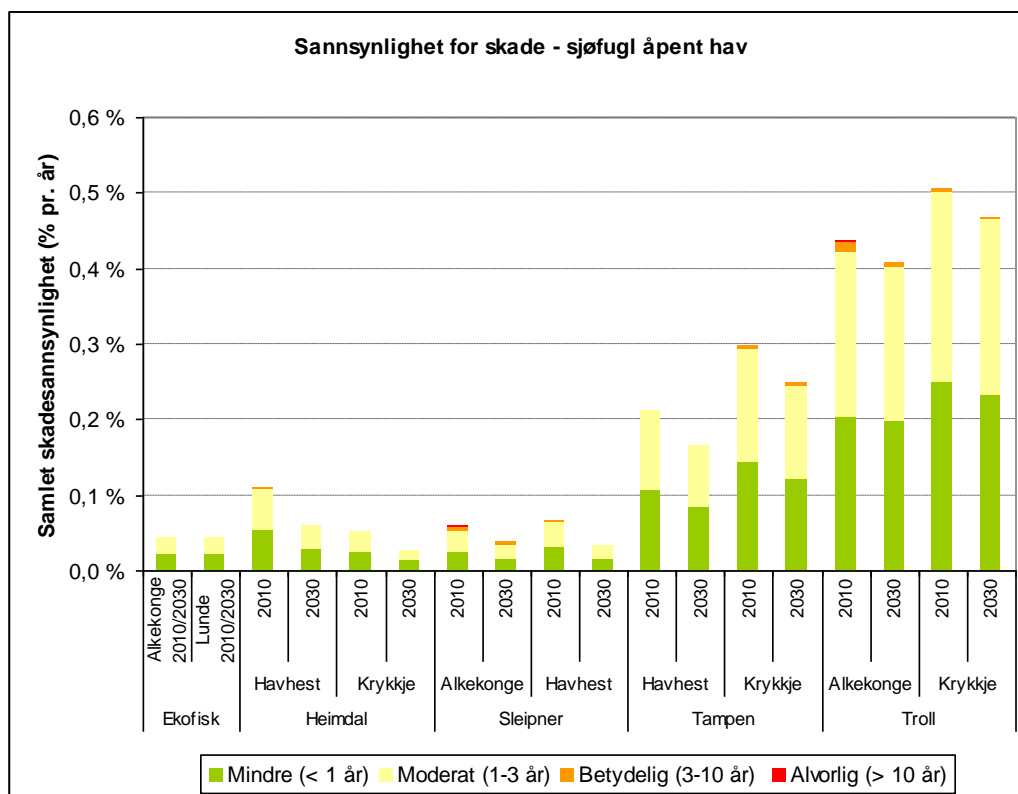
For å sette konsekvensene ved de ulike utslippsscenarioene i riktig miljørisikoperspektiv er det tatt utgangspunkt i sannsynlighet for de ulike hendelsene. For å vurdere risiko er det valgt å fokusere på de artene som har høyest årlig utslag i konsekvensberegningen; dvs. toppskarv av sjøfugl kystnært, og alkekonge, havhest, krykkje og lunde av sjøfugl i åpent hav. Det er tatt videre brukt helårsstatistikk, altså er det ikke tatt hensyn til at en enkelt art kan ha større konsekvens i én sesong.

I henhold til anvendt miljørisikometodikk (MIRA-metoden), er tapsandelene ved hjelp av skadenøkler tatt videre til restitusjonstid. Skaden er kategorisert slik at forventet restitusjonstid < 1 år betegnes som mindre miljøskade, restitusjonstid på 1-3 år betegnes som moderat miljøskade, restitusjonstid fra 3-10 år betegnes som betydelig miljøskade og restitusjonstid > 10 år betegnes som alvorlig miljøskade.

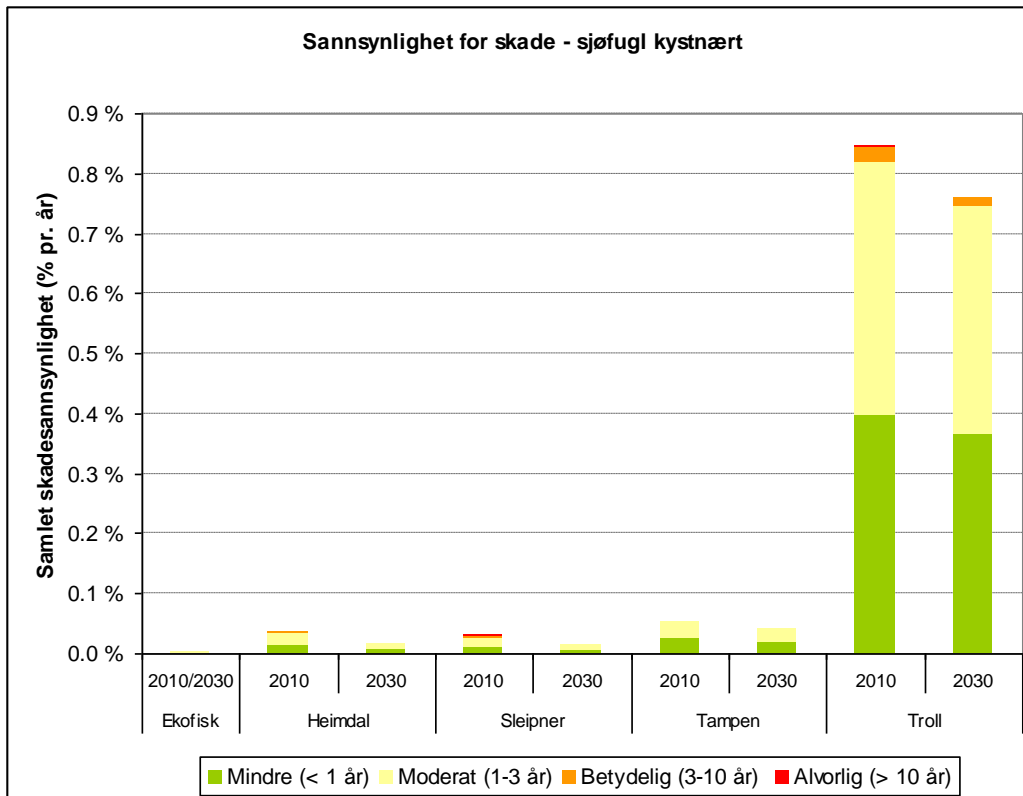
6.3.1 Sjøfugl

Figur 61 viser årlig sannsynlighet for de ulike skadekategoriene for de to artene av sjøfugl i åpent hav med størst konsekvensutslag ved uhellsutslipp fra hvert feltområde. Siden dette er årsverdier kan det i perioder av året være større sannsynlighet for skade for andre arter, mens det i andre perioder er lavere sannsynlighet. Figuren viser at Troll området medfører størst miljørisiko for sjøfugl i åpent hav. Det er alkekonge og krykkje som er mest utsatt, der krykkje har størst sannsynlighet for mindre og moderat miljøskade (inntil 3 års restitusjonstid), mens alkekonge har størst sannsynlighet for betydelig og alvorlig miljøskade (> 3 års restitusjonstid).

Figur 62 viser tilsvarende årlig sannsynlighet for de ulike skadekategoriene for den arten av sjøfugl kystnært med størst konsekvensutslag for hvert av feltområdene (toppskarv for alle felt). Miljørisikoen er desidert høyest for Troll området, grunnet beliggenhet relativt nær kysten, og utblåsningssannsynligheten. Miljørisikoen for sjøfugl kystnært er noe høyere enn for sjøfugl i åpent hav, men størst sannsynlighet for *mindre* og *moderat* miljøskade. Miljørisikoen er for alle feltområdene noe høyere for aktivitetsnivået i 2010 enn for framtidsbildet i 2030 (bortsett fra Ekofisk der det er antatt likt aktivitetsnivå i 2010 og 2030).



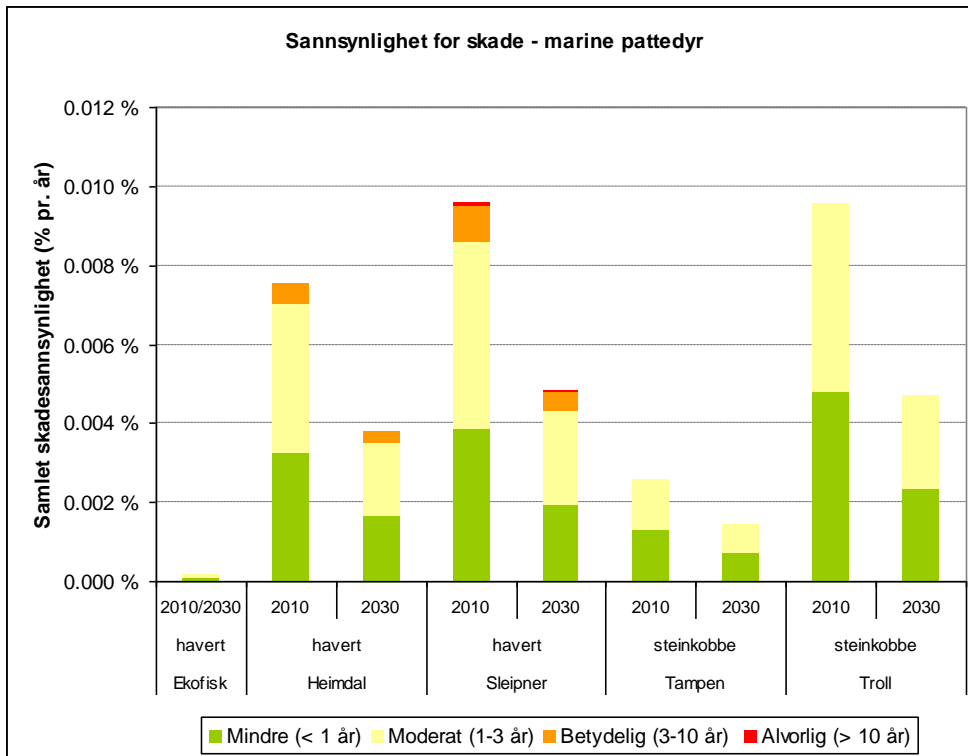
Figur 61. Risiko for mindre, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade for sjøfugl i åpent hav (definert ved restitusjonstid) forbundet med de ulike feltområdene. Risikoen er presentert som årlig sannsynlighet for hendelse for aktiviteten i 2010 og 2030.



Figur 62. Risiko for mindre, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade for sjøfugl kystnært (definert ved restitusjonstid) forbundet med de ulike feltområdene. Risikoen er presentert som årlig sannsynlighet for hendelse for aktiviteten i 2010 og 2030.

6.3.2 Sjøpattedyr

Figur 63 viser årlig sannsynlighet for de ulike skadekategoriene for den selarten med størst konsekvensutslag ved uhellsutslipp fra hvert av feltområdene. Figuren viser at Sleipnerområdet medfører størst miljørisiko for marine pattedyr, og havert er mest utsatt. Imidlertid er risikonivået svært mye lavere enn for sjøfugl på åpent hav og det er størst sannsynlighet for mindre og moderat miljøskade (inntil 3 års restitusjonstid). Det er også en svært liten sannsynlighet for betydelig og alvorlig miljøskade (> 3 års restitusjonstid). Årsaken til utslaget er at en eventuell utblåsning fra området kan medføre stranding på Kjørholmen (Solaskjærgården), der det er en havertkoloni. Det er samme området som kan berøres ved en hendelse fra Heimdalområdet. Miljørisikoen forbundet med Tampen- og Trollområdene er høyest for steinkobbe, men her er det kun sannsynlighet for mindre og moderat miljøskade. Miljørisikoen er for alle feltområdene noe høyere for aktivitetsnivået i 2010 enn for framtidsbildet i 2030 (bortsett fra Ekofisk der det er antatt likt aktivitetsnivå i 2010 og 2030).

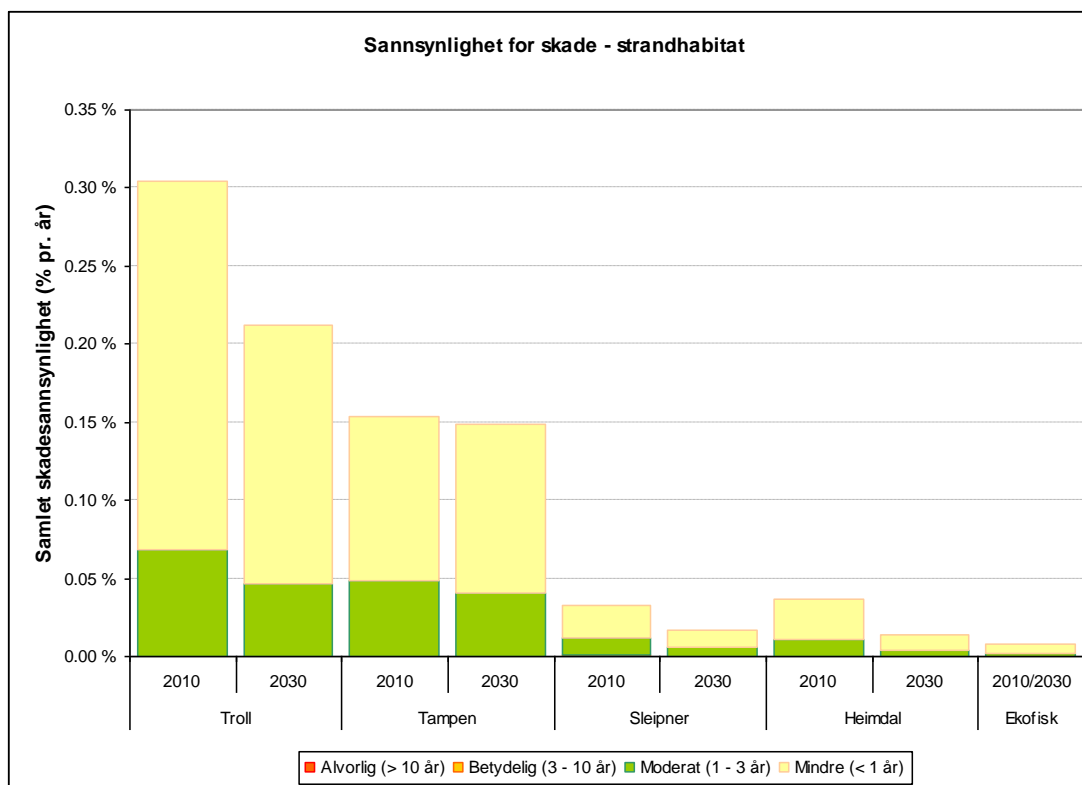


Figur 63. Risiko for mindre, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade for marine pattedyr (definert ved restitusjonstid) forbundet med de ulike feltområdene. Risikoen er presentert som årlig sannsynlighet for hendelse for aktiviteten i 2010 og 2030.

6.3.3 Strand

Figur 64 viser årlig hendelsesfrekvens for de ulike skadekategoriene for strandhabitat for den 10 × 10 km grid ruta med høyest skadesannsynlighet gitt en hendelse fra hvert av feltområdene. Figuren viser at Trollområdet medfører størst miljørisiko for strandhabitat grunnet beliggenhet nær kysten og medfølgende strandingssannsynlighet av olje langs kysten. Det er i all hovedsak kun sannsynlighet for mindre og moderat miljøskade (inntil 3 års restitusjonstid) for alle feltområdene.

Miljørisikoen er for alle feltområdene noe høyere for aktivitetsnivået i 2010 enn for framtidens bildet i 2030 (bortsett fra Ekofisk der det er antatt likt aktivitetsnivå i 2010 og 2030).



Figur 64. Risiko for mindre, moderat, betydelig og alvorlig miljøskade for strandhabitat (definert ved restitusjonstid) forbundet med de ulike feltområdene. Risikoen er presentert som årlig sannsynlighet for hendelse for aktiviteten i 2010 og 2030.

6.3.4 Oppsummering

Miljørisiko forbundet med aktiviteten i de ulike feltområdene i Nordsjøen er beregnet høyest for Troll-Osebergområdet for alle VØK-grupper (sjøfugl kyst og åpent hav, marine pattedyr og strandhabitat). Sjøfugl langs vestlandskysten er dimensjonerende for risikonivået, med toppskarv som den mest utsatte arten. De resterende feltområdene gir betydelig lavere risiko for effekter på sjøfugl langs kysten, mens forskjellene er mindre for sjøfugl i åpent hav. Dette viser at feltlokasjonene er av stor betydning for landpåslag av olje, - og eventuelle effekter på sjøfugl som oppholder seg langs kysten. Av samme grunn medfører også utblåsning fra Troll-Osebergområdet størst risiko for strandhabitat. Miljøriskoen er beregnet lavest for marine pattedyr. Det er høyest sannsynlighet for at en eventuell utblåsning vil forekomme på havoverflaten for alle feltområdene, og denne typen hendelser bidrar således mest til risikonivået. Det er også denne typen hendelser som gir størst oljemengde på havoverflaten og de største strandingsvolumene (sammenliknet med sjøbunnsutblåsning), og således de høyeste tapsandelene av sjøfugl og marine pattedyr. Miljøriskonivået forbundet med aktiviteten i Ekofiskområdet er beregnet lavest for alle VØK-gruppene.

6.3.5 Konklusjoner med hensyn til miljøkonsekvenser og miljørisiko

Troll – Oseberg området ligger nærmest land, og et utslipp medfører således størst sannsynlighet for stranding av olje (landpåslag) og medfølgende konsekvenser for strandhabitater og sjøfugl i kystnære områder. Stranding av olje kan forekomme langs store deler av vestlandskysten og nordover til Sør-Trøndelag, på grunn av de rådende strømforholdene i området som trekker olje i både nordlig og sørlig retning. Området er viktig for en rekke sjøfuglarter med en rekke hekkekolonier. Konsekvensberegningene viser at det er *toppskarv kystnært og*

alkekonge i åpen hav som er mest utsatt for skade på bestanden ved akutte utslipp av olje fra området, og at vintersesongen er mest kritisk i forhold til bestandstap. Skadeomfanget begrenser seg hovedsakelig til *mindre* og *moderat* miljøskade (inntil 3 års restitusjonstid), men med liten sannsynlighet også for *betydelig* miljøskade (3-10 års restitusjonstid).

Videre viser modellering av olje i vannsøylen at konsentrasjonene av olje etter utblåsning i dette området blir begrensede grunnet stor spredning og dermed fortykning av olje i vannsøylen, og det er derfor mindre sannsynlighet for effekter på fisk og andre vannlevende organismer.

For Troll–Osebergområdet har den laveste utblåsningsraten høyest sannsynlighet (91,2 prosent) og varighet for boring av avlastningsbrønn er kortere enn for de resterende analyserte områdene. Dette viser at posisjonen er av større betydning for mulige konsekvenser enn (mindre) variasjoner i rater og varighet.

En utblåsning fra Ekofiskområdet har lite potensial for landpåslag på grunn av lang avstand fra land, og vil hovedsakelig berøre sjøfugl i åpent hav i et begrenset område og fisk/vannlevende organismer. Det er gyteområder for flere fiskearter tilknyttet/i nærheten av området, så perioden for et eventuelt uhellsutslipp vil være av stor betydning for mulige konsekvenser. Modelleringen viser for øvrig vannsøylekonsentrasjoner over effektgrensen i et svært begrenset område. Grunnet lite havdyp i området og sandbanker har oljen også potensial for å sedimentere og påvirke bunnfauna og tobis.

Olje på havoverflaten etter utblåsning fra Sleipner og Heimdal vil ha stor spredning i østlig retning, og kan potensielt også medføre landpåslag langs kysten av Danmark (med riktige vær og vindforhold kan denne typen utslipp strekkes seg til Danmark (men med mindre enn 5 prosent sannsynlighet)). Det er også en utblåsning fra Sleipner som medfører størst sannsynlighet for konsekvenser for marine pattedyr på grunn av mulig landpåslag langs Rogalandskysten, og kasteområdene på øygruppen Kjør, samt viktige områder for havet og steinkobbe langs Jærkysten.

Mulig skadeomfang er lavere i 2030 enn ved nåværende aktivitetsnivå grunnet lavere sannsynlighet for de store utblåsningsratene og/eller lavere sannsynlighet for de lengste varighetene som følge av endrede trykkforhold i reservoarene.

Miljørisiko forbundet med aktiviteten i de ulike feltområdene er beregnet høyest for Troll-Oseberg, som en kombinasjon av de beregnede mulige konsekvensene, og en relativt høy utblåsningssannsynlighet sammenliknet med de resterende områdene. Sjøfugl kystnært (*toppskarv*) er dimensjonerende for risikonivået, som ligger på om lag 0,85 prosent per år (akkumulert risiko for miljøskade med > 1 års restitusjonstid), dvs. 8,5 hendelser per 1000 år med aktivitet. Beregningene viser for øvrig at det i all hovedsak dreier seg om miljøskade med inntil 3 års restitusjonstid.

6.3.6 Miljørisiko for utvalgte letebrønner

Beskrivelse av evt miljøkonsekvenser i områder som ikke har vært utredet i rapporten, og man har bekreftede letemodeller er kort oppsummert. Miljøkonsekvensene er hentet fra miljørisikoanalysen til letebrønnene og felt i produksjon.

6.3.6.1 3/8-1 Barchan PL 400 (Lundin), 2010/2011

Brønnen er lokalisert ca 225 km sørvest for nærmeste land på 66 m dyp (Lundin Norge, 2010). For *strandhabitater* er det ved en overflateutblåsning størst sannsynlighet for mindre (< 1 års restitusjonstid) miljøskade (8,7 prosent i sommersesongen) For moderat miljøskade (1-3 års restitusjonstid) er sannsynligheten også størst i sommersesongen med 6,9 prosent, og tilsvarende for betydelig miljøskade (3-10 års restitusjonstid) med sannsynligheten 0,4 prosent. Det er ingen sannsynlighet for alvorlig miljøskade (> 10 års restitusjonstid). For en sjøbunnsutblåsning er maksimal sannsynlighet for miljøskade på 0,3 prosent og da for skadekategori mindre (< 1 års restitusjonstid). Resultatene for *kystbundne arter* viser at en overflateutblåsning om sommeren gir høyest sannsynlighet for 1-5 prosent bestandstap med 4,2 prosent for toppskarv. Sannsynligheten for 5-10 prosent og 10-20 prosent bestandstap er høyest om sommeren med henholdsvis 1,2 prosent og 1,3 prosent for steinkobbe. Det er en relativt lav sannsynlighet for 20-30 prosent og > 30 prosent bestandstap om sommeren for steinkobbe med hhv. 0,3 prosent og 0,02 prosent. Gitt en sjøbunnsutblåsning er sannsynligheten for bestandstap av sjøfugl og marine pattedyr i kystnære områder meget lav. Det er høyere sannsynlighet for bestandstap av sjøfugl i åpent hav enn for sjøfugl i kystnære områder. For en overflateutblåsning er det størst sannsynlighet for 1-5 prosent bestandstap av alkekonge i høstsesongen med 44,2 prosent. Største sannsynlighet for 5-10 prosent og 10-20 prosent bestandstap er også for alkekonge med hhv. 5,0 prosent (vårsesongen) og 0,15 prosent (vår- og vintersesongen). Gitt en sjøbunnsutblåsning er høyeste sannsynlighet for 1-5 prosent og 5-10 prosent bestandstap på hhv. 1,6 prosent og 0,04 prosent for alkekonge i vinterseongen. Det er ingen sannsynlighet for bestandstap > 10 prosent ved en sjøbunnsutblåsning eller > 20 prosent ved en overflateutblåsning.

Det er ikke overlapp med mulig influensområde for borekaksutslipp, og et eventuelt oljeutslipp vil føres til overflaten og forventes i liten grad å påvirke bunnssubstrat.

6.3.6.2 9/4-5 Kogge PL 315 (ExxonMobil), 2005

Brønnen lå sørvest for Ymefeltet på ca 77 meters dyp, ca 125 km fra land (Esso Norge AS, 2005).. Ingen sannsynlighet for at boreaktiviteten medførte bestandstap for sjøfugl over 1 prosent, og sannsynligheten for at kondensat når kysten etter et eventuelt utslipp var meget lav (<< 5 prosent). Det ble vurdert som størst sannsynlighet for et eventuelt funn av gass, men også en viss sannsynlighet for funn av kondensat. Brønnen var tørr og er tilbakelevert.

6.3.6.3 11/5-1 PL 317 (Hydro) 2006.

Brønnen var lokalisert 49 km fra nærmeste land, som er Lindesnes fyr, og 51 km fra Lista (Hydro, 2007). Vanddypet på lokasjonen var 176 m. Det er var størst sannsynlighet for å finne olje i Loshavnprospektet, boretidsvindu (sommer- og høstsesongen) reflekteres i størst sannsynlighet for høye bestandstap for artene bergand og kvinand i høstperioden. Disse artene viser henholdsvis 6,6 prosent (bergand) og 0,1 prosent (kvitand) sannsynlighet for bestandstap mellom 10-20 prosent, 6,7 prosent (bergand) og 8,4 prosent (kvitand) sannsynlighet for bestandstap mellom 5-10 prosent, samt 44 prosent (bergand) og 46 prosent (kvitand) sannsynlighet for bestandstap på 1-5 prosent dersom et utslipp av dimensjonerende størrelse skjer. For sjøfugl på åpent hav er det beregnet de høyeste sannsynlighetene for bestandstap for alkekonge (høst), med 3,6 prosent sannsynlighet for bestandstap på 10-20 prosent, og hhv. 11 prosent og 31 prosent sannsynlighet for bestandstap på 5-10 prosent og 1-5 prosent. Skagerrakbestanden av steinkobbe viser høyest sannsynlighet for bestandstap (på inntil 10-20 prosent) i sommersesongen, som representerer kaste- og yngleperioden til arten. Høyest miljørisiko gjennom året er beregnet for fordelinger i åpent hav av alkekonge i vintersesongen, med

utslag på 23 prosent i miljøskadekategori ”moderat” (restitusjonstid på 1-3 år), 8,2 prosent i ”betydelig” (restitusjonstid på 3-10 år) og 5,6 prosent i ”alvorlig” (restitusjonstid på >10 år). Alkekonge er også den åpent hav-ressursen som slår høyest ut i høstperioden, mens sildemåke og lomvi slår høyest ut i hhv. vår- og sommerperioden. Av de kystnære sjøfuglressursene er det kvinand og bergand som viser høyest miljørisiko. Miljørisikoen er høyest i siste del av boreperioden, med inntil 22 prosent i miljøskadekategori ”moderat” for kvinand (høst). Risikoen er tilsvarende i vinterperioden, mens den er noe lavere i vårsesongen. Dette er også trenden for flere av de andre kystnære sjøfuglressursene, som overvintret i området. Skagerrakbestanden av steinkobbe viste høyest miljørisiko i sommersesongen, med høyest miljørisiko på i overkant av 5 prosent av akseptkriteriene i miljøskadekategori ”moderat”.

6.3.6.4 3/4-2S PL 356 Ulvetanna (Det norske) 2011

Det norske oljeselskap ASA (Det norske) planlegger oppstart på letebrønn på 3/4-2S Ulvetanna, september 2011 (Det norske oljeselskap ASA, 2011). Borelokasjonen ligger ca 55 km øst for Ekofisk feltcenter, og ca 221 km fra Lista. Havdypet er 51m. De mest sårbare miljøressursene i influensområdet for utslipp fra Ulvetanna i den planlagte boreperioden, er vurdert å være fisk (tobis) og sjøfugl (pelagisk dykkende f. eks lunde, lomvi). Ulvetanna ligger innenfor tobisfeltet kalt ”Inner Shoal” hvor de voksne tobisene i perioder av året ligger nedgravd i sanden, men boringen skjer utenfor gyteperioden for tobis. Boringen skjer i trekk- og overvintringsperioden for flere arter alkefugl.

I forhold til fordeling av lomvi i høstsesongen, overlapper influensområdet for Ulvetanna med 4,2 prosent av forekomsten av lomvi i Nordsjøen. Dersom man ser konservativt på dette det vil si at all fugl innenfor influensområdet omkommer (det vil si ca 5 prosent bestandsdødelighet) innebærer dette en restitusjonstid for bestanden på 50 prosent innen 1 år (mindre skade) og 50 prosent innen 1-3 år (moderat skade) i henhold til MIRA- metodikken. I forhold til fordeling av lunde og lomvi i vintersesongen overlapper influensområdet for Ulvetanna med henholdsvis 4,8 prosent og 4,5 prosent av forekomsten av lomvi og lunde i Nordsjøen. Dersom man ser setter konservativt på dette at all fugl innen for influensområdet omkommer (også her ca 5 prosent bestandsdødelighet) innebærer dette en restitusjonstid for bestanden på 50 prosent innen 1 år (mindre skade) og 50 prosent innen 1-3 år (moderat skade).

For Ulvetanna er det forekomstene av tobis som er vurdert å være den viktigste ressursen å vurdere med hensyn til miljørisiko for en potensiell utblåsningshendelse. Det er imidlertid ikke gjort skadeberegninger tidligere av skadeomfang på tobis i Nordsjøen ved en utblåsing, hverken for egg, larver eller voksen fisk. Datagrunnlaget for fordeling og forekomst av de ulike livsstadier er svært begrenset. Det gyteområdet som først og fremst vil kunne bli berørt ved et større utslipp fra Ulvetanna er ”Inner Shoal”, som Ulvetanna ligger ca. 2 km innenfor. En samlet vurdering av potensielle effekter for tobis ved et større oljeutslipp fra Ulvetanna er at det er lite potensielle for skadelige konsentrasjoner og eksponeringstider i det angitte tobis-gytefeltet. For torsk viser beregninger tapsandeler for årsklasserekrutteringen på mindre enn 2 prosent, og for sildelarver mindre enn 6 prosent. Videre anslag for restitusjonstid i sildebestanden viser 97 prosent sannsynlighet for 0,1-1 år og 3 prosent for 1-3 år, men dette forutsetter at en utblåsing skjer i perioden om våren når konsentrasjonene av egg og larver er størst. Selv ikke store oljeutslipp midt i gyteperioden for disse artene har etter disse beregningene noe potensial for stor dødelighet av larver.

Det er ikke påregnelig med negative effekter for noen sjøpattedyrbestander ved akutt utslipp i høst-/vintermånedene. Det kan ikke utelukkes at enkeltindivider kan bli eksponert for olje

men effektene vil mest trolig være svært begrenset om ikke enkeltindivider svømmer inn i nærområdet for utslippet, men dette er lite sannsynlig på denne årstiden.

6.3.6.5 Gjøafeltet PL 153, 35/9 og 36/7. (Gaz de France operatør, Statoil utbygger)

Gjøafeltet (Statoil ASA, 2006) ligger på ca. 360 m dyp, avstanden til nærmeste kystlinje er ca 45 km.. Høyeste miljørisiko er for toppskarv som i skadekategori moderat har en årlig miljørisiko i overkant av 3 prosent av akseptkriteriet i konsekvenskategori ”moderat”. Andre arter som gir utslag er alke, storskarv og ærfugl. Arter som har sin hovedutbredelse lenger nord slår ikke ut i miljørisikoanalysen.

6.3.6.6 Ymefeltet, PL 316, 9/2 og 9/5 (Talisman)

Ymefeltet (Talisman, Revus og Pertra, 2006) er lokalisert 110 km sørvest for Egersund. Feltet har tidligere produsert, stengt ned i 2001, og infrastrukturen er fjernet. Nåværende rettighets-havere planlegger å bygge ut feltet på nytt for å hente ut gjenværende utvinnbare oljereserver. Det vil bli benyttet en oppjekkbar produksjonsenhet. Miljørisikoen er størst i borefasen, og det er sjøfugl på åpent hav og kystnært som gir de høyeste miljørisikobidragene i alle måneder. Skadefrekvensen er høyest for moderat skade (1-3 års restitusjonstid) i november med $3,6 \times 10^{-4}$.

6.4 Effekt av beredskap og dispergeringsmidler

Det er gjennomført en stokastisk beredskapsanalyse for de 5 utvalgte feltene i utredningsområdet med høyeste ratekategori med fast utslippsrate for alle feltene for overflateutslipp og sjøbunnsutslipp. I beredskapssammenheng er det valgt å gå videre med høyeste ratekategori med utblåsningsrate på 4590 t/d for overflateutslipp og 6346 t/d for sjøbunnsutslipp for alle utslipplokasjoner, fordelt på sommer og vinterperiode. Det er modellert med en utblåsningsvarighet på fem døgn med en følgetid på 15 døgn. Varighet inntil fem døgn vil dekke 67 prosent av utblåsninger, men kombinert med høyeste rate er dette en konservativ tilnærming i forhold til utblåsningshendelser, som samtidig vil få fram beredskapsmessige forskjeller mellom de ulike feltene og utslippsposisjonene.

Resultatene viser at for de feltene og utslippsscenarioene som er valgt, er sannsynligheten for stranding av olje meget liten, selv uten tiltak. I sammenligning mellom overflateutslipp og undervannsutslipp ser man, som forventet, at opptakseffektiviteten går ned ved undervanns-utslipp og at større mengder olje dispergeres naturlig i vannsøylen med større utløsning av vannløselige komponenter. I analysen er det modellert med seks offshore NOFO-systemer med gitt responstid, lik for alle feltene. Respons med seks NOFO-systemer på utslipp i denne størrelsesorden bidrar til å redusere mengde olje på overflaten til et minimum. Det finnes 11 havgående systemer på baser eller på kjøll fra Tampen i nord til Stavanger i sør – seks i områdeberedskapen (Gjøa og Sleipner inkludert) og tentativt fem på NOFO-baser (Mongstad og Stavanger). Med systemene på Haltenbanken og i Kristiansund blir antallet 15. I tillegg kommer de tre systemene som i dag finner på sørfeltene. Dette vil være mer enn tilstrekkelig til å håndtere utslipp som er simultant både i midtre og nordlige delen av Nordsjøen. I sørlige delen av Nordsjøen (Ekofiskområdet) blir responstiden lang for systemer med NOFO-utstyr om bord, så en eventuell styrking av beredskapen bør fokusere på dette området. Samtidig forventes stor leteaktivitet slik at dagens beredskapsnivå bør opprettholdes også i årene framover. Ved økende petroleumsaktivitet i nordområdene, bl.a. med produksjonsstart på Goliat, kan noe av dagens beredskapsressurser bli flyttet nordover. Det vil bli viktig å sikre at

beredskapen mot akutt forurensning opprettholdes på dagens nivå i områdene lengre sør, inkludert Nordsjøen.

Det er imidlertid ikke uproblematisk å beregne effekt av beredskap. Det er ikke etablert reelle effektivitetstall for oppsamlingsutstyret som kan brukes for alle oljetyper, og det er også variasjoner i andel av året da utstyret kan brukes. Her er det behov for videreutvikling av metoder og analyser.

Det er også gjennomført scenariobaserte (valgte vindscenarier og starttidspunkt) beredskapsanalyser ved bruk av dispergeringsmiddel for Trollfeltet. Disse er gjennomført for et overflatepunktutslipp på 4000 m³ og samme overflateutblåsning som simulert i den stokastiske analysen (4590 tonn over fem døgn, totalt 22950 tonn). Det er gjort vurderinger av effektiviteten ved bruk av dispergeringsmiddel og man har sammenlignet potensiell eksponering av naturressurser på havoverflaten er sammenlignet med naturressurser i vannsøylen. Analysen viser at bruk av dispergeringsmiddel i varierende grad ga reduksjon av olje på overflaten sammenliknet med mekanisk oppsamling. For punktutslippet ga mekanisk oppsamling noe mindre olje på overflaten, mens for overflateutblåsningen var reduksjonen mye større med bruk av dispergeringsmidler. For punktutslipp med kort varighet kan tidsvinduet for bruk av dispergeringsmiddel nås spesielt under vinterforhold hvor tidsvinduet er kortest og effektiviteten generelt nedsatt på grunn av mørke. Ut fra en total NEDRA-vurdering (Net Environmental Damage and Respons Assessment) av disse analysene for Trollfeltet vil bruk av dispergeringsmiddel i en tidlig fase av en oljevernaksjon være mest effektiv og den responsstrategien som totalt vil gi minst miljøskade store deler av året.

Basert på overnevnte analyse kan det konkluderes med at bruk av dispergeringsmiddel bør vurderes som alternativ til mekanisk oppsamling i den midtre og nordlige delen av Nordsjøen. I den sørlige delen av Nordsjøen er det delvis grunnere vann og det er gyteområder for blant annet tobis. Når drivtiden til land i tillegg er lang, bør bruk av dispergeringsmiddel i større grad vurderes opp mot årstid og værforhold.

Dispergering av oljeutslipp rundt gyteperiode, må alltid være gjenstand for kritisk vurdering fra felt til felt. Potensialet med bruk av dispergeringsmiddel bør derfor kartlegges feltspesifikt gjennom mer systematiske analyser av ulike utslippsscenarioer med hensyn til ulike oljetyper, utslippsmengder, utslippsposisjoner og tid på året.

6.5 Samfunnmessige konsekvenser av akutt oljeutslipp

Spredningsberegningene gir grunnlag for å vurdere potensielle geografiske områder og sannsynligheten for at områder blir berørt av akutt oljeutslipp fra produksjonsinnretninger i Nordsjøen. Det er gjennomført en studie for å angi forventede direkte kostnader for samfunnet knyttet til akutt utslipp av olje (Asplan Viak, 2011). Kostnadene omfatter direkte utgifter til oljerydding og – rensing, og økonomiske konsekvenser for havbruk og reiseliv. Studien belyser også mulige konsekvenser for rekreasjonstjenester.

De områdene som ser ut til å ha størst sannsynlighet for å få påslag fra akutt oljeutslipp strekker seg fra litt sør for Bergen til Hitra/Frøya. Det er dette området som er konsekvensutredet. Mulige effekter av påslag fra akutt oljeutslipp for strekningen Eigersund til Boknafjorden i Rogaland kan beregnes basert på resultatene fra casestudiene lenger nord. Modellberegninger viser at det er lite sannsynlig eller ikke sannsynlig at et mulig akutt oljeutslipp fra Nordsjøen vil nå land på Skagerrakkysten. Disse områdene er derfor ikke inkludert.

Som case for enkeltutslipp, er det valgt tre avgrensede strekninger;

- Region 1: Bergen og Sunnhordland (strekker seg fra Stord i sør til Øygarden i nord), som representerer storbyalternativet. Stor befolkningsmengde, mange direkte berørte i forhold til friluftsliv og rekreasjon, noe mindre omfang av havbruk og mindre negative ringvirkningseffekter for denne næringen. Stor fare for negativ omdømmeeffekt for reiseliv.
- Region 2: Fjordkysten (fra Gulen til Flora), som representerer distriktsalternativet. Færre personer direkte berørt, men større næringsinteresser, særlig havbruk. Større negative ringvirkningseffekter på grunn av at de fokuserte næringene utgjør en større del av samlet næringsliv.
- Region 3: Mørekysten (fra Ålesund til Sula), mellomalternativet.

Regionene er valgt både fordi dette er sannsynlig med påslag ved et oljeutslipp, men også fordi de er ulike og kan forventes å bli påvirket ulikt.

6.5.1 Strandsaneringskostnader

Saneringskostnader betyr kostnader knyttet til responsaksjoner og sanering av forurensede områder etter et oljeutslipp. Dette inkluderer blant annet håndtering av selve ulykken og inkluderer overvåking av oljedrift og oljeoppsamling og bruk av lenser i sjø, oljevern i strandsonen og rensing av strandsonen. Ulykkesgranskning vil også inngå i denne kategorien.

Modellberegningene for oljedrift og spredning for utslipp fra Tampen viser at olje kan tenkes å strande på et relativt begrenset område et sted på kysten fra Kristiansund nordover mot Smøla. Det legges derfor til grunn at saneringskostnadene for et utslipp fra Tampenområdet vil kunne ligge mellom 230 og 360 millioner kroner.

Et utslipp fra Troll-Oseberg vil kunne ha et betydelig større omfang, og ramme en større kystlinje enn et utslipp fra Tampen. Sannsynligheten for stranding av olje er størst innenfor et område som kan tenkes å ramme store deler av kysten langs Sogn og Fjordane. For dette scenarioet er saneringskostnadene beregnet å ligge mellom 350 og 560 millioner kroner.

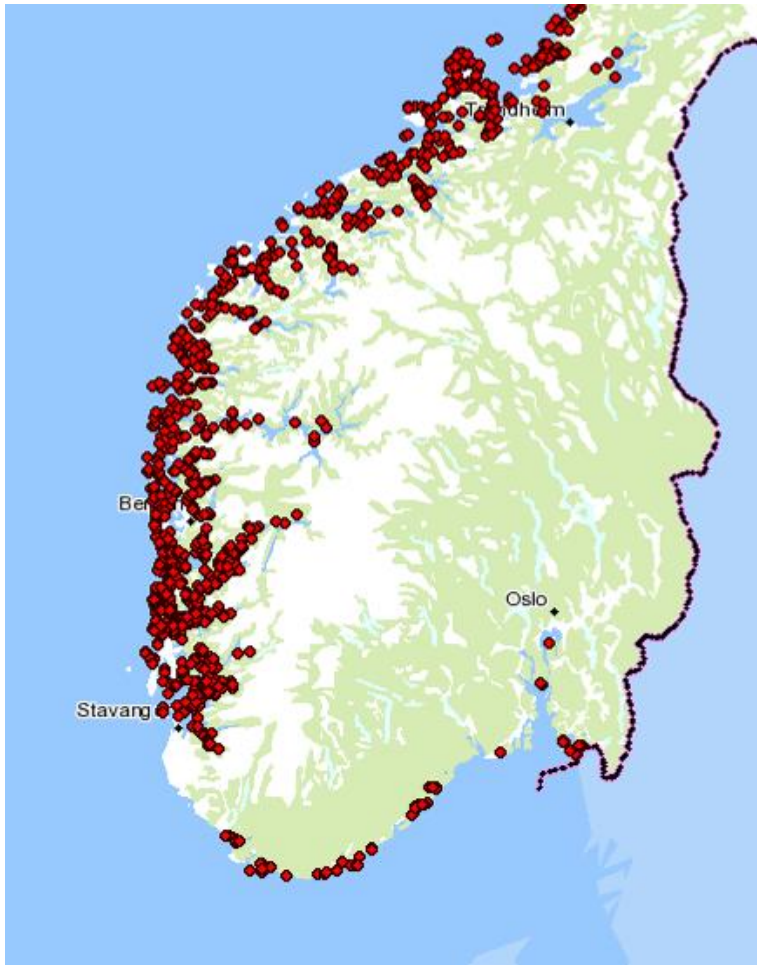
Et utslipp fra Heimdalområdet vil ha størst sannsynlighet for stranding i et område mellom Sotra og Gulen, og ligner i omfang stranding av utslipp fra Tampenområdet. Det er derfor antatt at saneringskostnadene for utslipp fra Heimdalområdet vil ligge mellom 230 og 360 millioner kroner.

6.5.2 Konsekvenser for oppdrettsvirksomhet

Oljeutslipp vil kunne påvirke oppdrettsnæringen på flere måter. Oljeutslipp vil forurense oppdrettsfisken som ikke vil kunne bli brukt til konsum (se også 6.6 Konsekvenser for mattrygghet). Videre vil et oljeutslipp tilgrise oppdrettsutstyret. Det meste av utstyret vil ikke kunne benyttes etter et oljeutslipp. En forurenset lokalitet vil heller ikke kunne benyttes til oppdrett før lokaliteten er fullstendig sanert og godkjent for videre drift. Et oljeutslipp har også markedsmessige konsekvenser som ofte kan ha større økonomiske betydning enn effekten av de faktiske biologiske effektene og kvalitetseffektene.

Hordaland og Nordland er de dominerende fylkene for oppdrett av laks og ørret med henholdsvis 20 og 19 prosent av det totale antallet. Hele utredningsområdet hadde 39 prosent av laks og ørret lokalitetene. Torsk er den dominerende arten innenfor kategorien *Andre arter* og

blåskjell innenfor kategorien *Skalldyr*. Figur 63 viser godkjente marine oppdrettslokaliteter i Sør-Norge.



Figur 57. Godkjente marine oppdrettslokaliteter for fisk i Sør-Norge (DNV, 2011)

Fisk i havbruksanlegg forventes å bli hardere rammet av et akutt oljeutslipp enn vill fisk, ettersom de ikke har noen fluktmulighet. Fisk i merder er også hardere rammet enn vill fisk siden merdene befinner seg i de øvre lagene i vannmassene der konsentrasjonen av olje er størst. I tillegg kan de skadelige effektene av oljen øke av stresseffekter som følge av selve forurensningen og tiltakene som iverksettes. Dette kan gi økt sykkelighet og eventuelt dødelighet. Skjerming med lenser og flytting av anlegg vil føre til økt fysiologisk stress.

Fisk fra havbruksanlegg er mer utsatt for å ta opp olje fra vannmassene enn vill fisk fordi de har et mindre vannvolum til rådighet. Hvor mye olje det er igjen i vannmassene under olje-flaket er avhengig av hvor gammel oljen er når den når land, og hvor langt til havs utslippet skjer. Oljetilsølte anlegg er ikke egnet til fiskeoppdrett. Fisk som har vært eksponert for olje kan ha forhøyede nivåer av PAH forbindelsen benzo[a]pyren (BaP), og det tas derfor prøver av fisk fra oppdrettsanlegg berørt av akutte utslipp for å vurdere mattrygghet. Dersom nivået av BaP i fiskefilet overskrider den øvre grenseverdien på 2,0 µg/kg våtvekt, vil det ikke være lov å omsette fisken fra anlegget.

Havbruksnæringen er avhengig av at markedet oppfatter havressursene som rene. I de mest ekstreme tilfellene vil fisk fra det forurensede området kunne bli utestengt fra markedet. Alternativt vil betalingsvillighet for fisk fra området bli lavere enn før et oljeutslipp. Even-

tuelle omdømmeeffekter er ikke medregnet i kostnadsanslaget for havbruk ved akutt oljeutslipp.

Tabell 15 viser prosentvis tilgriset lokasjoner og er basert på DNV sin oljedriftsmodellering.

Tabell 15. Andel tilgrisete lokasjoner, per region.

	Andel oljetilgrisede lokaliteter
Bergen og Sunnhordland	10 %
Fjordkysten	20 %
Mørekyten	20 %

Havbruksnæringen vil prøve å begrense salgslapp ved å destruere minst mulig fisk. Gjennom informasjon og prognoser om driftsbanen til et oljeplak, har næringen beslutningsgrunnlag til å vurdere om det er tid nok til å nødslakte fisken i anleggene. Oljen antas ikke treffer alle lokalitetene samtidig, og gjør en skjønnsmessig antagelse om at rundt 20 prosent av lokalitetene har mulighet til å nødslakte fisken.

Det antas at drift av havbruksanleggene videreføres straks lokaliteten anses som ren, og at normal drift og salg av fisk vil komme i gang igjen etter cirka 1,5 år. Det er omtrent så lang tid fisken er i et oppdrettsanlegg før den er slakteklar og kan selges. Videre antas at målinger av vannkvaliteten viser at oppdrettslokaliteten er ”friskmeldt”, og at det derfor ikke foreligger renomméeffekter som kan gi seg utslag i redusert salgspris.

Kostnader for havbruksnæringen ved et akutt oljeutslipp vil i hovedsak bestå av tapt salgsinntekt, rensing av utstyr og gjenkjøp av ødelagt utstyr. Ettersom det er antatt at drift av havbruksanleggene videreføres straks lokaliteten anses som ren, er sysselsettingsvirkningene av et akutt oljeutslipp ubetydelig.

Tabell 16. Beregnede kostnader for havbruksnæringen ved et akutt oljeutslipp.

	Bergen og Sunnhordland	Fjordkysten	Mørekyten	Totalt
Havbruk	(i 1000 kr)	(i 1000 kr)	(i 1000 kr)	(i 1000 kr)
Utstyr	13 031	12 718	7 867	33 616
Tapt inntekt	398 464	722 775	290 574	1 411 814
Totalkostnad	411 495	735 493	298 442	1 445 430

I tillegg til effekten av akutt utslipp på fiskeoppdrett vil det også være negative konsekvenser for skjellnæringen, særlig siden PAH akkumulerer i skalldyr i høyere grad enn i fisk, som raskere skiller ut slike stoffer. Ved tidligere akutte oljeutslipp har det vært påvist BaP nivåer i blåskjell fra området rundt hendelsen over den øvre grenseverdien på 10,0 µg/kg våt vekt, noe som har medført kostholdsrad (advarsel) fra Mattilsynet mot konsum av blåskjell.

6.5.3 Reiseliv

Dersom et oljeutslipp når land, vil de samfunnsmessige kostnadene for reiselivet bestå av tapte gjestedøgn og eventuelt kostnader til å reetablere et godt renommé.

Direkte kostnader knyttet til tapte gjestedøgn er beregnet med utgangspunkt i ulike markeds-segmenter for reiselivsnæringen. Disse er internasjonal turisme, nasjonal kommersiell turisme, nasjonal relasjonsbasert turisme, kurs og konferanser samt yrkestrafikk.

Antall tapte reisedøgn antas blant annet å være en funksjon av kunnskap om lokalitet og skadeomfang. Følgelig er det lagt til grunn at konsekvensene av et akutt utslipp er størst i det internasjonale markedet, noe mindre i markedet for kommersiell nasjonal ferie- og fritids-trafikk og minst for relasjonsbasert nasjonal ferie- og fritidstrafikk.

Dersom nordmenn velger andre reisemål i Norge framfor den berørte regionen, vil de tapte gjestedøgnene bli kompensert ved tilsvarende økning et annet sted. Dersom nordmenn velger utenlandske reisemål i stedet for Norge, vil dette utgjøre et tap for norsk reiseliv.

Dersom utenlandske turister velger andre reisemål i Norge framfor reisemål i den berørte regionen, vil dette ikke representere noe tap for Norge, men dersom de i stedet velger å ikke komme til Norge i det hele tatt, må det anses som at Norge taper gjestedøgn.

Det antas at den nasjonale fritidsturismen blir redusert regionalt med om lag 30 prosent, men at om lag fjerdeparten av dette vil rette seg mot andre nasjonale reisemål, slik at den negative nettoeffekten for samfunnet blir redusert til fjerdeparten. På tilsvarende måte antas at ca halvparten av den internasjonale turisme faller bort.

Eventuelle kostnader knyttet til tappt renommé er ikke beregnet.

Bergen og Sunnhordaland

Denne regionen er sterkt dominert av Bergen by og kan derfor anses som en svært urban region. Regionen hadde i alt om lag 1,8 millioner overnattinger i 2010. Det antas at et utslipp vil medføre et bortfall på vel 70000 gjestedøgn for landet det første året etter et oljeutslipp og at dette vil være gradvis gjenvunnet innen fire år. Det medfører et tap på 112 millioner kroner i omsetning første året og kan summere seg til et beløp i størrelsesorden 210 millioner kroner i løpet av en fireårsperiode.

Fjordkysten

Regionen består av kystkommunen i Sogn og Fjordane. Bortsett fra Florø er dette en lite urban region. I 2010 var det om lag 110000 gjestedøgn i disse kystkommunene. Ved et akutt oljeutslipp forutsettes et netto bortfall av gjestedøgn for landet på 2000 gjestedøgn. Det antas at en stor del av dem som i utgangspunktet hadde disse kommunene som reisemål, vil rette seg inn mot andre reisemål i landet, netto tappt inntekt for landet vil derfor ligge på totalt 6 millioner kroner over en fireårsperiode.

Mørkysten

Regionen består av kystkommuner i Møre og Romsdal. Regionen hadde 350000 gjestedøgn i 2010. Et estimert bortfall av gjestedøgn på 11000 første året etter et oljeutslipp, vil føre til et netto inntektstap for landet på i alt 35 millioner kroner over fire år.

6.5.4 Rekreasjon

Omfanget av mulige effekter av akutt oljeutslipp på rekreasjon vil være avhengig av hvor sårbar ressursen er for akutt oljeutslipp, hvor viktig rekreasjonsbruken er i påvirkede områder, hvor mange fritidseiendommer som er lokalisert der, samt befolkningstallet i påvirkede kommuner.

Badeplasser ved sjøen er den mest sårbare rekreasjonsressursen. Det er mer enn dobbelt så mange badeplasser som er sårbare for akutt oljeutslipp på Mørkekysten enn i de to andre studieområdene. Det er også langt flere sårbare fritidsfiskeområder og tur- og friluftsområder på Mørkekysten enn i de to andre områdene. Konsekvensene av et akutt oljeutslipp for bading i sjø, fritidsfiske, og tur/friluftaktiviteter vil være av betydelig større omfang på Mørkekysten enn i Bergen og Sunnhordland. Omfang av effekt på båtutfart i de tre studieområdene kan forventes å være relativt lik.

Andel personer som har deltatt i ulike typer friluftsliv i de ulike landsdelene i Norge gir en forståelse for hvor viktig forskjellige typer rekreasjon er. Mer enn halvparten av Norges befolkning deltok i turaktiviteter (dagstur/spasertur) og bading (her skiller imidlertid ikke mellom sjø og ferskvann) i 2007. Langt færre deltok i båt- og fiskeaktiviteter. På bakgrunn av dette er det grunn til å tro at konsekvensene ved et akutt oljeutslipp for bading i sjø og tur/friluftaktiviteter vil kunne være større enn for fritidsfiske og båtutfart.

Hytter er viktig for rekreasjon og representerer også et potensielt reiseliv, særlig ved konsum. Av studieområdene er det Bergen og Sunnhordland som har størst befolkningstetthet. Fjordkysten har det laveste befolkningstallet av de vurderte områdene. Det betyr at selv om antall sårbare rekreasjonsområder er relativt likt som for fjordkysten, så vil et akutt oljeutslipp i Bergen og Sunnhordland kunne få konsekvenser for langt flere mennesker.

6.5.5 Mulige effekter på andre kystområder

Oljedriftmodelleringene viser at sannsynligheten for påslag fra akutt oljeutslipp strekker seg fra litt sør for Bergen til Hitra/Frøya. Mulige effekter av påslag fra akutt oljeutslipp for strekningen Eigersund til Boknafjorden i Rogaland kan trekkes/beregnes basert på resultatene fra casestudiene lenger nord.

Vi kan anta at ryddekostnadene vil være like ved samme oljemengde eller samme utstrekning av tilsølt område. Jærkysten har imidlertid ikke havbruksinnretninger – de finnes enten i Eigersund eller i Boknbassenget. Skadevirkningene på havbruk på strekningen Eigersund til Boknafjorden vil derfor være betydelig mindre. Jærstrendene er et viktig rekreasjonsområde for store befolkningstettheter i Stavangerregionen, først og fremst på land og som badeområde, i mindre grad for fritidsfiske. Dersom vi antar at reiselivet både i Sandnes og Stavanger vil bli påvirket ved en tilsøling av Jærstrendene, er det en potensiell stor næring som kan bli berørt. Imidlertid er andelen yrkesreiser stor, og regionens omdømme som turistmål er i mindre grad knyttet til uberørt kystlandskap. Det kan derfor antas at effektene på gjestedøgn blir relativt mindre på denne strekningen enn caseområdene i studien.

Tabell 17 oppsummerer de samlede samfunnsmessige kostnader ved et eventuelt akutt utslipp av olje i Nordsjøen.

Tabell 17. Samlede samfunnsmessige kostnader ved et eventuelt akutt utslipp av olje i Nordsjøen.

Region	Sanerings- kostnader (millioner kroner)	Kostnader havbruk (millioner kroner)	Kostnader reiseliv (millioner kroner)	Effekter på rekreasjon
Bergen og Sunnhordland	230 - 360	411	210	Grunnet høy befolkningsmengde vil akutt oljeutslipp kunne påvirke rekreasjonsverdi og rekreasjonsmulighet for langt flere mennesker enn i de øvrige studieområder
Fjordkysten	350 - 560	735	6	Selv om antall sårbare rekreasjonsområder er sammenlignbart med Bergen og Sunnhordland, vil langt færre mennesker kunne bli påvirket grunnet lav befolkningsmengde befolkningsmengde
Mørekysten	230 - 360	295	3	Mørekysten har langt flere rekreasjonsområder som er sårbare for et akutt oljeutslipp enn de andre studieområdene, og vil kunne påvirke en middels befolkningsmengde sammenlignet med øvrige områder vurdertvurdert

6.6 Konsekvenser for mattrygghet

Akutt utslipp av olje kan ha konsekvenser for mattryggheten. For å ivareta mattryggheten finnes det en rekke nasjonale og internasjonale øvre grenseverdier for ulike kontaminanter i matvarer. Disse grenseverdiene bestemmer om matvarene kan omsettes i nasjonale og internasjonale markeder. Den øvre grenseverdien angir den maksimale mengde av en gitt kjemisk forbindelse som er tillatt i et gitt produkt.

Ved akutt utslipp av olje vil konsekvensene for mattrygghet avhenge av flere faktorer; årstid, type olje, arter som er i området, og om disse går til konsum. I forbindelse med kartlegging av konsekvensene, er det viktig å identifisere følgende:

- Lokalitet/område berørt av utslipp

- Type sjømat som fanges og/eller produseres i området
- Fisk og annen sjømat og deres adferd etter utslipp
- Kjemisk sammensetning og mengde olje
- Metabolisme og akkumulering av disse stoffer i identifiserte arter
- Konsum av fisk og annen sjømat fra området (omfang av konsum)

Olje og oljeprodukter inneholder en rekke polyaromatiske hydrokarboner (PAH), deriblant benzo[a]pyren (BaP). Mange av disse forbindelsene er kreftfremkallende, og BaP er valgt som indikator for tilstedeværelse og effekt av PAH i matvarer¹⁰. For BaP finnes det følgende øvre grenseverdier for fisk og annen sjømat¹¹:

- | | |
|--|--------------------|
| • Fiskefilet (ikke røkt) | 2,0 µg/kg våtvekt |
| • Fiskefilet røkt og røkte produkter av fisk | 5,0 µg/kg våtvekt |
| • Krepsdyr | 5,0 µg/kg våtvekt |
| • Skjell | 10,0 µg/kg våtvekt |

Ved utslipp av olje til hav- og kystområder rammes fiskerinæringen, havbruksnæringen og rekreasjonsinteresser (høsting av mat i sjø og fjære). Artene som rammes inkluderer kommersielle fiskeslag (både industri- og matfisk), samt en rekke krepsdyr og skjell som høstes og spises. Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømatforskning (NIFES) gjør risiko-vurderinger av sjømat med hensyn til mattrygghet etter akutte hendelser, på basis av analyser av nivåer av BaP i forskjellige typer sjømat. Mattilsynet håndterer risikoen ved nødvendige tiltak som for eksempel å gi kostholdsrad (advarsel).

¹⁰ SCF (2002). Opinion of the Scientific Committee on food on the risks to human health of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in food. http://ec.europa.eu/food/fs/sc/scf/out153_en.pdf

¹¹ EU (2006). Commission regulation (EC) No 1881/2006 Of 19 December 2006 setting maximum levels for certain contaminants in foodstuffs.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2006R1881:20100701:EN:PDF>
http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/oj/2006/l_364/l_36420061220en00050024.pdf

7 OLJEVERN

I Norge består beredskapen mot akutt oljeforurensning av tre hovedkomponenter:

- Privat beredskap
- Kommunal beredskap
- Statlig beredskap

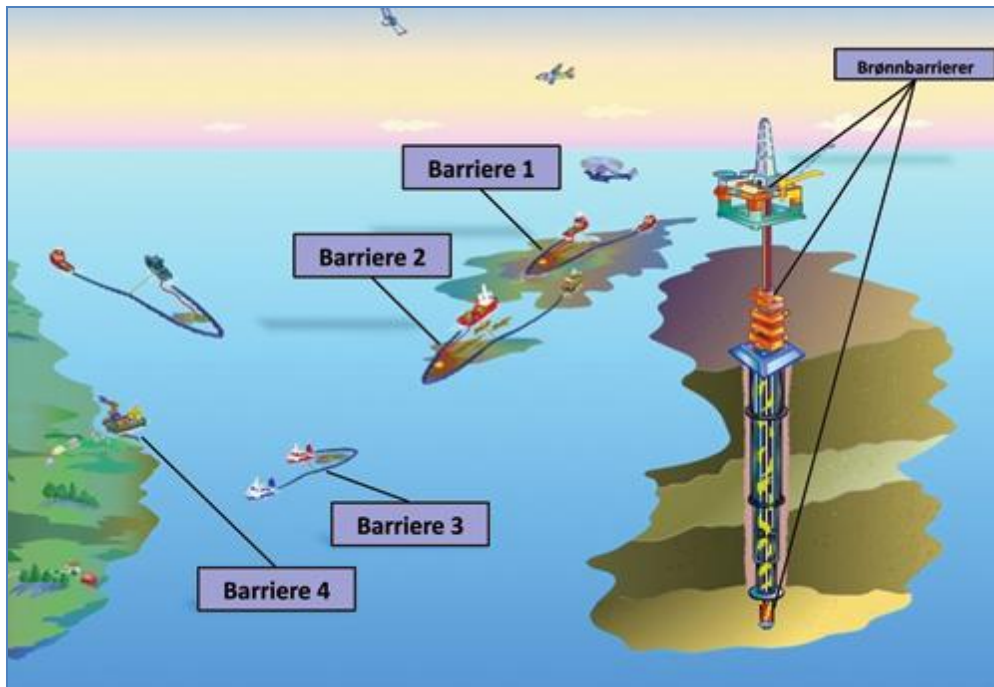
Offentlig beredskap består av statlig og kommunal beredskap. Det vises til delrapport utarbeidet av SINTEF for ytterligere informasjon om beredskapen enn det som står i denne sektorrapporten (SINTEF, 2011).

Den private beredskapen skal være dimensjonert for å håndtere akutte hendelser som skyldes egen virksomhet. Klima- og forurensningsdirektoratet har stilt særskilte beredskapskrav til en rekke virksomheter; petroleumsvirksomheten, tankanlegg, raffinerier og landbasert industri som håndterer miljøfarlige kjemikalier. NOFO ivaretar operatørselskapenes beredskap mot akutt forurensning. NOFO ble etablert i 1978 og representerer i dag 29 operatører på norsk sokkel. Det har vært en betydelig økning i antall medlemmer i NOFO de siste årene. De nye medlemmene er hovedsakelig små selskap som melder seg inn når de blir operatør eller skal bore på en undersøkelsestillatelse med boreforpliktelse. Det er en viktig oppgave for NOFO å veilede selskapene om beredskapslovgivning innen akutt forurensning. I 2007 ble det inngått en avtale mellom NOFO og medlemsselskapene om en ny rolledeling mellom operatør og NOFO ved leteboring. I korthet går dette ut på at operatør er ansvarlig for å gjennomføre nødvendige miljørisiko- og beredskapsanalyser som underlag for samtykkesøknaden. Operatør fremmer søknad om tillatelse til Klima- og forurensningsdirektoratet og ansvarliggjøres for beredskapskravene som følger tillatelsen. NOFO kvalitetssikrer data til analysene og analyse-resultatene og bygger nødvendige beredskapsløsninger for operatøren for å sikre at de spesifikke beredskapskrav i undersøkelsestillatelsen møtes. Nærmere informasjon om organisering av NOFOs beredskap mot akutt forurensning kan finnes på: www.beredskapsportalen.no eller www.nof.no.

OFFB (Operatørenes forening for beredskap) er en relativt nystartet organisasjon. Dette er en 2. linje beredskapsorganisasjon som eies av flere mindre operatørselskap på norsk sokkel. Foreningen er en medlemsorganisasjon og en integrert del av selskapenes beredskapssystem. OFFB har 11 faste ansatte, fem beredskapsledere, fem stabsledere og en administrativ konsulent og holder til i Sandnes. Her er det anlagt et beredskapssenter med alle hjelpemidler og støttefunksjoner for å lede beredskapsoperasjoner på vegne av medlemmene. I tillegg fungerer OFFB som et ressurs- og kompetansesenter for sine medlemmer. Alle olje- og gasselskap på norsk sokkel kan bli medlemmer.

BP, ConocoPhillips og Talisman som inngår i Sørfeltalliansen har beskrevet feltressurser som vil bli gjort tilgjengelig i en beredskapssituasjon. Selskapenes feltberedskap skal ivareta bekjempelse av mindre utslipp, samt fungere som første barriere ved bekjempelse av et større utslipp inntil NOFO utstyr er mobilisert og på plass. Oljeindustriens hovedstrategi er å bekjempe et oljeutslipp så nær kilden som mulig. De opererer med *barrierer* i sin bekjempelsesstrategi (figur 65):

- Barriere 0: Preventive tiltak på oljeinnretningen
- Barriere 1: Bekjempelse åpent hav
- Barriere 2: Bekjempelse i drivbanen inn mot kysten
- Barriere 3: Bekjempelse i kyst- og strandsone
- Barriere 4: Strandrensing



Figur 65. Inndeling av beredskap i barrierer. Kilde OLF

Eksisterende oljevernressurser i utredningsområdet er en kombinasjon av private ressurser og offentlige ressurser. Den private beredskapen består i grove trekk av:

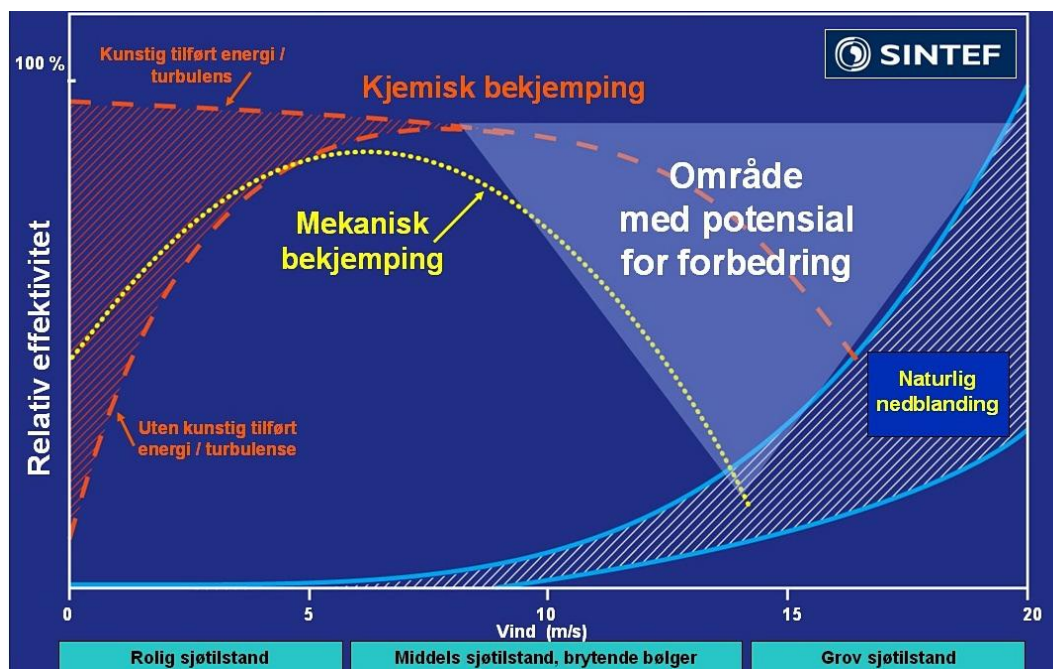
- NOFO oljevernbasen i Stavanger, Mongstad og Kristiansund.
- Områdeberedskapen på Tampen, Troll, Oseberg, Balder, Gjøa og Sleipner.
- Feltberedskapen i Ekofiskområdet (Sørfeltalliansen).
- Beredskapsressurser i tilknytning til raffineriene på Slagentangen og Mongstad, Stureterminalen og Kårstø.
- Marin Miljøberedskap (MMB), World Wildlife Fund (WWF) personell og Spesialteam.

Ved et oljeutslipp til sjø fra en offshore innretning (overflateutslipp eller undervannsutslipp) vil en tidlig deteksjon av utslippet være viktig. Det er krav om å benytte fjernmåling som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage lekkasjer fra innretninger og forurensning på havoverflaten og bestemme posisjon, areal og bekjempbarhet.

I løpet av den siste 10-årsperioden er organisering av beredskapen stort sett uendret, men kapasiteten har økt. I tillegg har det foregått en betydelig utvikling og utskifting av teknologi. På følgende hovedelementer har det vært en styrking av beredskapen siden 2003; Havlense, oljeopptakere med stor kapasitet, store lagre av dispergeringsmiddel, satellitt, fly og helikopter og avtaler som gir tilgang til store personell- og oljevernressurser.

I utgangspunktet bør kun havgående lense brukes offshore. Dette betyr at linsen må ha et visst fribord (høyde over vannoverflaten) for å redusere overskylling av olje. De linsene NOFO bruker (NO-1200-R) har et fribord på 1.2 m. Skjørtet (membranen som stikker ned i sjøen) må ha en viss dybde for å redusere lekkasje av olje under linsen. NO-1200-R linsene har et skjørt på 1.3 m. Den største utfordringen ved oppsamlingseffektivitet offshore er knyttet til lense og lekkasje av olje/emulsjon med økende slepehastighet og/eller økende bølger. Figur 66 viser tentativ effekt av oljeoppsamling på sjøen under ulike værforhold sammenlignet med graden av naturlig nedblanding. Figuren antyder et område fra 10-12 m/s vind og

opp til 18-20 m/s vind hvor det kan være et potensial for forbedring av dagens utstyr. NOFO fokuserer på dette i sitt pågående teknologiutviklingsprogram Oljevern 2010.



Figur 66. Tentativ effektivitet av oljeoppsamling på sjøen under ulike værforhold sammenlignet med graden av naturlig nedblanding. For noen oljetyper kan den naturlige nedblandingen være midlertidig (overskylling) slik at oljen kommer til overflaten igjen i roligere vær.

Bruk av dispergeringsmiddel må være planlagt på grunnlag av god dokumentasjon i form av risikobaserte beredskapsanalyser av relevante utslippsscenarioer. Disse analysene skal være et grunnlag for å vurdere om dispergeringsmiddel (eventuelt i kombinasjon med andre tiltak) vil være det beste tiltaket for miljøet i gitt forurensningssituasjon.

Det er kjørt simuleringer av akutt utslipp av utblåsninger fra de utvalgte feltene, og resultatene viser at oljemengde som har drevet inn mot kystnære områder er for liten til å analysere effektiviteten til de kystnære systemer. Oppsamling av mest mulig olje før den strander vil være ressursbesparende.

Nordsjøen, i denne sammenheng, er et stort og langstrakt område. I dag finnes det ikke noe Områdeberedskapsfartøy i den sørlige Nordsjøen, slik man har lengre nord, men de 3 selskapene i Sørfeltalliansen har til sammen 3 beredskapsfartøyer i området. Havgående systemer fra NOFOs base i Stavanger har en responstid på inntil 18 timer for det første systemet og inntil 48 timer for det neste systemet. Seilingstiden ned til Ekofisk området er relativt lang, og med dagens organisering av beredskapen må man forvente lengre responstid for NOFO systemer til dette området sammenlignet med de andre områdene i denne utredningen. Samtidig er drivtiden for olje til land relativt lang.

8 FYSISK TAP OG ANDRE FYSISKE PÅVIRKNINGSFAKTORER FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

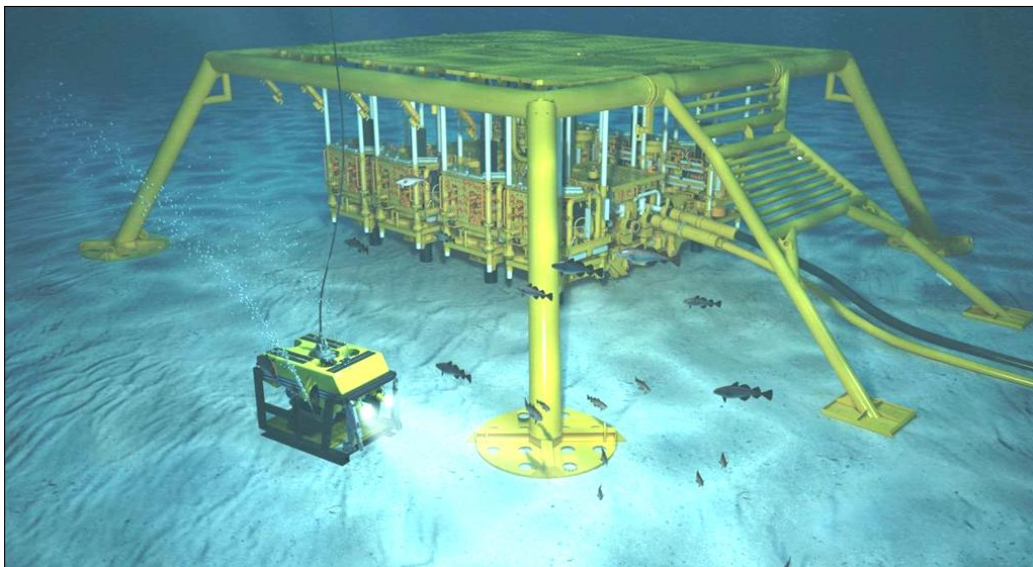
Fysiske inngrep kan innebære mudringsarbeid for å frigi rørledningsdeler (tilkoblingspunkt) fra sjøbunnen, påling av feste for stålunderstell og mulig grusdumping for å beskytte og stabilisere innretningene.

Enkelte fartøy vil trolig benytte anker for å holde seg i posisjon og disse kan lage groper i sjøbunnen og ha lange fortøyninger på sjøbunnen. En oppjekkbar borerigg står på sjøbunnen og vil etterlate groper som gradvis vil fylles naturlig igjen. Rørlegging medfører nedgraving og påfølgende naturlig tilbakefylling. En slik aktivitet gir en tidsbegrenset oppvirvling av partikler i vannmassene og sanering av noe lokal bunnfauna.

Arbeidene vil medføre berøring/forstyrrelse av sediment med oppvirvling av partikler. De største partiklene synker raskt til bunns ved utslippsstedet, mens de mindre partiklene kan spres lengre. Der det blir stor sedimentasjon av partikler dekkes sjøbunnen slik at bunndyrene kan bli begravd og dø. Imidlertid er mange av bunndyrartene vant med partikkelsedimentasjon og har egenbevegelse, og disse er tolerante overfor nedslamming. Bunndyrartene har generelt god evne til å reetablere seg i et område, og der forstyrrelsen er sterkest vil bunndyrfaunaen reetableres i løpet av få år. Grusdumping kan føre til at det blir et annet habitat (leveforhold) enn opprinnelig sjøbunn, og dette gir grobunn for en annen type fauna. De fysiske inngrepene i bunnen vil kun ha lokale miljøeffekter og i stor grad være av midlertidig karakter.

8.1 Arealbeslag for strukturer på havbunnen

For undervannsinnetninger tillates det ikke etablert sikkerhetssoner. Men det er et krav at alle undervannsinnetninger skal være overtrålbare. Rørledninger blir understøttet av steinfyllinger der det er nødvendig. Steinfyllingene brukes til å understøtte eller stabilisere rørledningen. Det samme gjelder ved kryssing av andre rørledninger.



Figur 67. Havbunnsinnretningen Ekofisk 2/4 VB (ConocoPhillips, 2011)

8.2 Arealbeslag for innretninger

I henhold til forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (rammeforskriften) (FOR-2001-08-31-1016, kap VII) skal det opprettes sikkerhetssoner rundt og over innretninger, unntatt undervannsinnetninger, rørledninger og kabler, med mindre det anses som nødvendig ut fra en sikkerhetsmessig vurdering.

En sikkerhetssone er et geografisk avgrenset område med forbud mot eller begrensninger med hensyn til opphold, gjennomfart eller operasjoner av uvedkommende fartøy, det vil si fartøy som ikke inngår i rettighetshaverens petroleumsvirksomhet eller som ikke er gitt full eller begrenset adgang av myndigheter eller rettighetshavere, deriblant også luftfartøy. Med mindre Kongen bestemmer noe annet, strekker sonen seg fra havbunnen til maksimalt 500 meter over høyeste punkt på en innretning i vertikalplanet. Horisontalt strekker sonen seg 500 meter ut fra innretningens ytterpunkter, der denne til enhver tid befinner seg. Sonen begrenser ikke aktivitet som er særskilt tillatt etter Lov om petroleumsvirksomhet eller som er utøvelse av offentlig myndighet.

Arbeids- og inkluderingsdepartementet kan opprette sikkerhetssoner rundt og over undervannsinnetninger med unntak av rørledninger og kabler. I fare- og ulykkesituasjoner som kan medføre personskade eller tap av menneskeliv, alvorlig forurensing, stor materiell skade eller vesentlig produksjonsstans, kan Arbeids- og inkluderingsdepartementet utvide eksisterende sikkerhetssoner eller opprette nye soner, i den utstrekning det anses nødvendig for å hindre eller begrense de nevnte skadevirkningene.

På norsk sokkel beslaglegger sikkerhetssoner i størrelsesorden 100 km² av i alt 675 571 km² som er åpnet for petroleumsvirksomhet (per 2006).

En leterigg medregnet oppankringsbeltet beslaglegger i størrelsesorden 7 km² (NOE 1993). Dynamisk posisjonerte rigger brukes ofte i de nordlige områdene. Disse beslaglegger en sikkerhetssone på mindre enn 1 km².

8.3 Arealbeslag for kontaminerte kakshauger på havbunnen

OLF utarbeidet i 2003 en veileder for undersøkelse av borekakshauger på havbunnen for å identifisere kjemisk sammensetning og fysiske egenskaper til kakshaugene, og utbredelse og tykkelse. Borekaksundersøkelsene offshore er i hovedsak konsentrert om enkelte hauger. Det tas kjerneprøver i haugene for å vurdere olje- og miljøgiftsinnhold i ulike lag av kaksen. Videre er det gjort en rekke laboratorieundersøkelser av borekaks, med vekt på kjemiske og fysiske egenskaper, nedbrytning av olje, utlekkingsrate av komponenter og toksisitet (giftighet). Spesielt er det gjort undersøkelser ved Ekofisk og Ekofisk 2/4 A-innretningen, men også på Oseberg- og Friggfeltet er det gjort undersøkelser.

Det er gjort tilsvarende undersøkelser på britisk sokkel som også har hatt utslipp av betydelige mengder oljeholdig borekaks over flere tiår. ([Oil & Gas UK](#)). Konklusjonen av arbeidet antydde at borekakshaugene på britisk sokkel ikke utgjør noen miljøtrussel som krevde umiddelbare tiltak. En rekke mulige behandlingsalternativer for borekakshaugene ble vurdert, alt fra fjerning til etterlatelse, og det ble konkludert med at det beste alternativet i hvert enkelt tilfelle må velges etter nærmere vurdering fram mot tidspunktet for avvikling av innretningen. På bakgrunn av [OSPAs anbefaling 2006/5](#) ba myndighetene v/Klima- og forurensningsdirektoratet i 2008 alle operatørselskap på norsk sokkel om å kartlegge borekaks på havbunnen rundt sine innretninger. Kriteriene i OSPAR-anbefalingen gir grenseverdier for

utlekking av olje til vannsøylen (maksimalt 10 tonn/år) samt levetid og utbredelse av kaks-
haugene (500 km²/år).

Innrapporteringen fra norsk sokkel ble samordnet av OLF og foreligger i en egen rapport: ”*OLF borekaks, datasammenstilling*” (DnV/OLF 2008). Undersøkelsene har vist at det er stor variasjon i egenskapene til de ulike borekakshaugene og innen samme haug. Dette gjenspeiler ulike forhold i reservoarene, boreteknikk, egenskaper til utslippene og de naturgitte forholdene på sjøbunnen.

Rapporten viste også at det er usikkert hvor mye som lekker ut til vannsøylen fra kaks-
haugene og området rundt (som er kontaminert med mer enn 50 mg THC/kg sediment). Imid-
lertid har forsøk vist at utlekkingen er lav, og dette er knyttet til hydrokarbonenes lave løselig-
het i vann. Tap av THC til vannsøylen vil variere over tid og være forskjellig for de ulike
haugene. Bruk av en felles faktor blir dermed nokså upresist. Dagens kunnskap viser at ut-
slippene fra borekakshaugene er mindre og til dels mye lavere enn OSPARs grenseverdi for
tiltak. Modellberegning som er gjort for tap av olje fra borekakshauger viser at mengdene er
godt under 10 tonn per år selv for de aller største haugene. For de fleste av borekakshaugene
og kontaminert areal, kan det antas at levetiden er betydelig mindre enn 500 år og OSPARs
kriterie på 500 km²/år oppfylles. Rundt de fleste innretningene er kontaminert areal mindre
enn 0,1 km².

Rapporten konkluderer med at borekakshauger på norsk sokkel med all sannsynlighet tilfreds-
stiller OSPARs krav til etterlatelse, og at videre vurdering ikke er nødvendig. Det er nærmere
20 år siden det ble forbudt å slippe ut oljeholdig kaks, og dermed har kontaminert areal
minket. Også utlekkingsraten har minket vesentlig i forhold til da utslippene var ferske.

Innretninger på norsk sokkel med større ansamlinger av borekaks, hører til de store feltene
som ble funnet tidlig og som har hatt betydelig boreaktivitet før 1990. Felt som Ekofisk,
Valhall, Ula, Statfjord, Gullfaks, Snorre og Oseberg er de viktigste.

Flytting av borekaks på havbunnen

I forbindelse med blant annet innfasing av rør fra andre innretninger, kan borekaks være til
hinder for arbeidet, og deler av kakset må fjernes. I slike sammenhenger har operatørene søkt
myndighetene (Klima- og forurensningsdirektoratet) om tillatelse til å flytte borekakset til et
annet område nær innretningen. Statoil fikk i februar 2011 tillatelse til å flytte 2500 m³
borekaks på Sleipner A-innretningen i forbindelse med innfasing av produksjonsrør fra
Gudrunfeltet. Alternativet var å ta borekakset opp på båt og frakte det til land for behandling
og deponering. I sitt vedtak skrev Klima- og forurensningsdirektoratet blant annet: ”*Siden
massene som skal forflyttes har tilnærmet samme forurensningsgrad som de andre deponerte
massene i området, er det heller ikke grunn til å vente at utlekkingen av forurensnings-
komponenter fra massene vil endres vesentlig etter at massene eventuelt er forflyttet.*” og ”
*Under selve mudringsoperasjonen vil det måtte påregnes oppvirvling og en viss spredning av
partikler. Erfaringer fra tidligere mudringsoperasjoner på andre felt tilsier imidlertid at
spredningen kan forventes å bli relativt beskjeden. Vi legger derfor til grunn at mudringen
ved Sleipner A kun vil ha lokal betydning, og at spredningen ut over det området som allerede
er påvirket av tidligere kaksdeponering vil bli liten.*”

8.4 Seismisk innsamling

Det vises til kapittel 11 med hensyn til seismisk innsamling.

Konsekvenser for plankton, fiskeegg, larver og yngel

Effekter på plankton er lite kjent og forskning må eventuelt gjennomføres for å se på potensielle konsekvenser. Effekter på bestandsnivå er imidlertid ikke forventet. De grunne bankene, hvor det dannes stasjonære virvler, er retensjonsområder for organismer som driver med strømmen. Seismisk datainnsamling eller andre støyende aktiviteter i tidsrom hvor det er stor ansamling av for eksempel fiskeegg og yngel på disse bankene, kan medføre økt dødelighet. Undersøkelser viser imidlertid at det er bare i nærheten til luftkanonene at dødelighet på individnivå opptrer.

Sårbarheten hos individene er større jo yngre de er. Eksponering for seismiske lydbølger er størst i de øvre vannmassene, og vil i hovedsak berøre yngel som er mindre sårbar enn egg og larver. Den seismiske datainnsamlingen vil som regel berøre bare en liten del av gyteområdene til fisk, og påvirkninger som kan skade populasjonene forventes å være svært liten.

For å begrense konflikter mellom fiskerinæringen og petroleumsvirksomheten, er det innført reguleringer for hvor og når slike undersøkelser kan gjennomføres. Formålet med reguleringene er å hindre at seismisk datainnsamling blir gjennomført i tidsrom hvor naturressursene kan være ekstra sårbare, for eksempel under gytevandring eller gyting.

Konsekvenser for voksen fisk

Det er mangelfull kunnskap om hvordan støy i det marine miljø påvirker hørselen til fisk. Adferdsmessige endringer er påvist hos fisk når den eksponeres for støy. Dette viser seg som fluktreaksjoner, og fisken vil fjerne seg fra støykilder i umiddelbar nærhet. Dette reduserer faren for støyskader.

Seismisk datainnsamling vil normalt foregå over et begrenset område, men kan forstyrre gytevandring til fisk som i neste rekke kan påvirke den årlige reproduksjonen. Det er derfor innført tidsbegrensninger for innsamling av seismikk i områder som overlapper med gyteområder for viktige kommersielle arter og i områder hvor det foregår konsentrerte gytevandring.

Konsekvenser for sjøpattedyr

Det er antatt at seismisk datainnsamling ikke har noen negativ fysiologisk effekt på marine pattedyr, men dette er ikke tilstrekkelig dokumentert. Seismiske lydsignaler ligger delvis innenfor det frekvensområdet mange hvalarter kommuniserer i, og maskeringseffekter kan oppstå. Dette kan medføre endret adferd hos pattedyrene, hindre dem i å identifisere og flykte fra predatorer og gjøre det vanskelig å finne bytte.

Sjøpattedyr opptrer som enkeltindivider eller i mindre grupper og er spredt over store havområder. Konsekvenser antas derfor å være begrenset til individnivå og vil ikke påvirke bestander av sjøpattedyr.

Hovedaktiviteten av seismiske undersøkelser foregår på dypere vann og vil med liten sannsynlighet påvirke de kystnære selartene.

8.5 Støy

De viktigste støykildene er skipsmotorer, signaler, legging av rør på havbunn, dekking av rør, kavitasjon rundt hurtigroterende propeller/sidepropeller, pæleoperasjoner, graving og nedspyling. Marine dyr vil reagere ved å unngå områder med mye støy, særlig dersom lyden kommer brått på. I forbindelse med seismikkundersøkelser har dette blant annet ført til at det benyttes en myk start ("soft start") med svakere trykkbølger først i en serie, slik at dyr kan

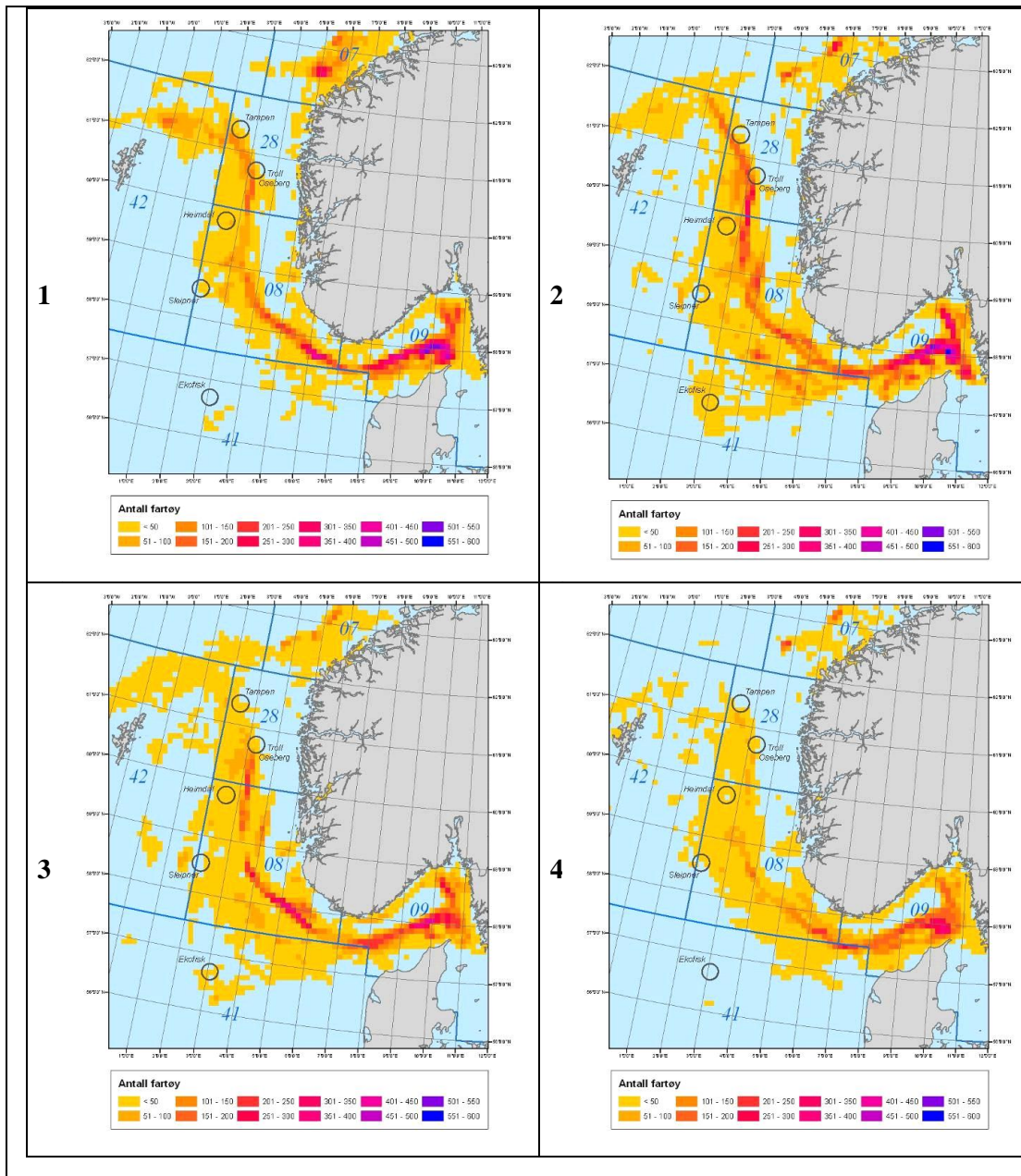
unnvike området. Pattedyr (og enkelte fiskearter) bruker lyd til kommunikasjon og er ekstra følsomme for støy.

Under innretningen av rørledningen i sjø vil de viktigste støykildene være de ulike fartøyene som deltar i operasjonen. Disse omfatter leggefartøy, forsyningsfartøy, ankerhåndteringsfartøy/slepebåter og hjelpefartøy. Støynivå under vann fra et leggefartøy eller et forsynings-/hjelpefartøy kan typisk ligge i området 150-180 dB umiddelbart ved kilden. Dette er hovedsakelig lavfrekvent lyd under 1 kHz der mesteparten av lyden har en frekvens på mellom 20-300 Hz. Støynivåene som marine pattedyr og fisk i vannsøylen kan bli eksponert for, er beregnet etter et formelverk utviklet av Richardson m.fl. (1995), og Erbe & Farmer (2000). Beregninger viser at et støynivå over 120 dB (som anses som signifikant i forhold til atferden til marine pattedyr) bare vil kunne oppleves innenfor ca. en kilometer fra rørleggingsoperasjonene (Richardson m.fl. 1995).

Boring genererer kontinuerlig støy, men i begrenset omfang, og de mest utsatte dyrene vil kunne trekke unna området. I en undersøkelse av nisers bevegelsesmønster rundt to petroleumsinnretninger i dansk sektor ble det ikke avdekket forskjell som kunne tilskrives støy fra boring (Back m. fl. 2010). Dette tyder på at pattedyrene kan venne seg til denne type støy. Pæleoperasjoner kan forventes å danne sterkere trykkbølger som vil kunne skremme marine dyr bort i en periode. Det forventes ikke at støy i driftsfasen vil ha dokumenterbar påvirkning på marint liv.

8.6 Konsekvenser for fiskeri

Området som går tapt for fiske pga sikkerhetssoner kan være større som følge av ankerbelte omkring innretninger, strømforhold mv. Virkningen av arealbeslag avhenger sterkt av sikkerhetssonenes plassering i forhold til viktige fiskefelt. Det er primært innretninger i Tampen- og Troll-Osebergområdet som potensielt kan beslaglegge områder med fiskerimessig relevans. De største trålredskapene blir imidlertid brukt på steder med mindre petroleumsaktivitet (Figur 68).



Figur 68. Konsentrasjonen av trålere, både norske og utenlandske, som beveger seg i utredningsrommet for hvert av kvartalene i 2010.

Pelagisk fiske foregår med ringnot, trål eller dorg etter arter som sild og makrell. For kvote-regulerte pelagiske fiskerier ventes arealbegrensninger som følge av oljevirkosomhet ikke å medføre fangsttap. Dersom det under konsumtråling nær en innretning viser seg å være mye fisk, vil seismikken tilpasse seg slik at det areal som ikke kan utnyttes til fiske blir så lite som mulig. Dette vil i praksis innebære at det kan tråles helt opptil sikkerhetssonen.

En rørledning er ikke til vesentlig hinder for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line, ringnot og flytetral etter at leggearbeidet er avsluttet (petroleumsloven, 1996). Det er i hovedsak fiske med bunnredskaper som trål og snurrevad som påvirkes av rørledninger på sjøbunnen. Det foregår lite fiske med snurrevad omkring rørledninger på norsk sokkel, og det er ikke rapportert om vesentlige problemer for slikt fiske. Ulemper for trålfisket er særlig knyttet til rørledninger med steinfyllinger, frie spenn eller med ytre skader. Disse kan medføre

større operasjonelle ulemper innenfor enkelte fiskerier, og i noen tilfeller ulemper som arealbeslag, skade på redskap og redusert fangst. Rørledninger og kabler som er stabilt nedgravd skal ikke medføre ulemper for fisket(DNVb, 2011).

Seismiske undersøkelser har vist seg å ha en viss skremmeeffekt på fisk og kan dermed føre til reduserte fangster en periode etter innsamling. Fangstreduksjonen synes å variere fra art til art og mellom de forskjellige redskapstypene. Virkningene synes størst i kjerneområdet for de seismiske undersøkelsene. Virkningene er imidlertid ikke varige, men det er uenighet mellom ulike aktører hvor lenge skremmeeffekter varer. HI (2010) beskriver undersøkelser fra Vesterålen der garnfangst av blåkveite økte signifikant etter skyting med seismikk, mens tilsvarende linefiske ble signifikant redusert. Dette ble forklart med at fisk ble skremt opp og svømte inn i garnene mens stressreaksjonen medførte lavere motivasjon for næringssøk. Lokal fangstreduksjon er like fullt dokumentert, og for den enkelte fisker, særlig ved utøvelse av sesongmessige fiskerier, er dette av betydning. I siste år har det eksempelvis oppstått potensial for konflikt mellom seismikkfartøy og makrelldorgere i Nordsjøen. Makrellen har til dels hatt en mer vestlig utbredelse, og dorgerne har derfor fisket på bankene heller enn i kystsonen og lengre sør. I stor grad er konflikt unngått, delvis ved restriksjoner og dialog mellom partene. Kun en hendelse er rapportert i Nordsjøen av de fiskerikyndige for seismikkaktiviteten i 2010 (J. Stenløkk, OD, 2011).

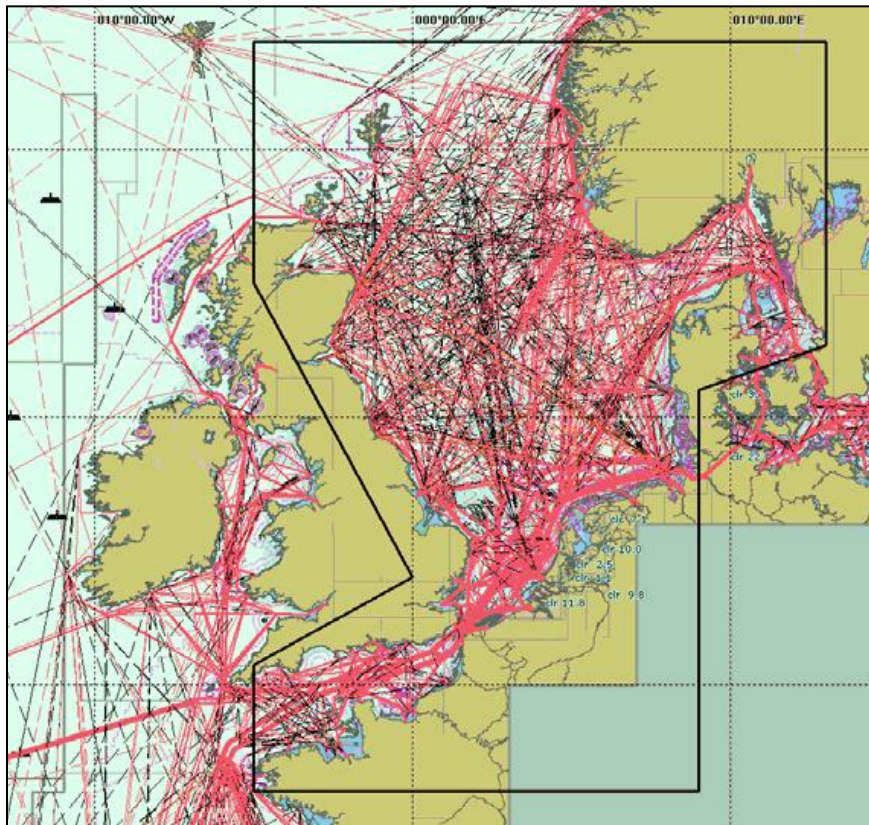
Akutte oljeutslipp kan ha virkninger som avhenger av type fartøy og redskap, hvor og når fisket foregår (sesongmessige variasjoner). Virkningene kommer til uttrykk gjennom redusert fangst og verdiskaping, og vil i utgangspunktet være største i områder med det mest intensive fisket. På kort sikt vil tilgrising av båt, fiskeredskap og annet utstyr brukt i forbindelse med fisket være en direkte effekt av et akutt utslipp. Markedsverdien for fisken kan også reduseres som en konsekvens av et oljeutslipp i området. Dersom fisket begrenses, vil dette kunne føre til tilsvarende begrensninger i tilgangen på råstoff for foredlingsindustrien på land. Akuttutslipp vil derfor ikke bare ramme fisket, men også den landbaserte delen av fiskerivirksomheten. I utgangspunktet berøres fiske med alle typer redskap, men virkningene vil være sterkest for de deler av næringen med minst fleksibilitet. De deler av næringen som er mest avhengig av et sesongbetont fiske er også mest sårbare, og i praksis betyr dette at det særlig er kystflåten som rammes. Dersom fangstområdene blir forurenset, vil resultatet være at kystfiskeflåten rett og slett mister muligheten til å drive fiske. Større fartøyer vil kunne drive fiske i andre, uberørte farvann (OED 2006).

Erfaringer av effekt av oljeutslipp på havbruksnæring og fiskerier stammer i all hovedsak fra skipsuhell. Utblåsninger, rørledningsbrudd og tankbrekkasje fra oljevirkosomhet er sjeldnere, men kan gi store oljeutslipp. Historiske hendelser viser at følgene for miljøet er svært forskjellige, avhengig av oljetype, vær og tidspunktet for utslippet i forhold til ressursenes sårbare perioder, fangstperiode eller tidspunkt i en havbruksenhets syklus. Det er ingen sammenheng mellom størrelsen på utslippet og miljøeffektene, selv om et stort utslipp gir større konsekvenser enn et lite hvis omstendighetene er like. Det er ikke mulig å fastsette noen tallmessig sammenheng mellom antall tonn utsluppet olje og antall døde dyr, reduksjon i fiskebestanden eller lignende.

Etter akutte oljesøl (f.eks. etter skipsuhell, utblåsninger eller rørlekkasjer) kan fisk komme i kontakt med komponentene i oljen som har en viss løselighet i vannet, eller nedblandede oljedråper. Fisk i havbruksanlegg vil være langt mer utsatt enn vill fisk for både olje i vann og på overflaten, fordi slik fisk ikke har mulighet for å unnslippe oljen. Fisken kan få i seg stoffene via munn, gjeller eller skinnet.

Fiskeriene utnytter villfiskressursene, og er på sikt avhengige av sunne og bærekraftige bestander av de artene som det fiskes etter. Vill fisk kan komme i kontakt med olje og enkeltstoffer hovedsakelig via vannmassene og forurenset føde. Dersom oljen inneholder en høy andel av de stoffene som har en viss vannløselighet, eller dersom det lett blandes oljedråper i vannmassene, øker oljetypens generelle giftighet overfor fisk i vannmassene. Værforhold under hendelsen har derfor også stor betydning. Akutte oljeutslipp kan ha en direkte effekt på sjømattrygghet, og dersom nivået av PAH forbindelsen BaP overskrider den øvre grenseverdien, gir Mattilsynet kostholdsråd (advarsel).

8.7 Konsekvenser for skipstrafikk



Figur 69. Utbredelsen av skipstrafikk i Nordsjøområdet. Fra OSPAR rapporten "Assessment of the impacts of shipping on the marine environment" (2009).

Transport og skipstrafikk i forbindelse med petroleumsvirksomhet omfatter forsynings- og beredskapsfartøy, samt lager-, skyttel- og eksporttankere. Transportvirksomheten i letefasen er begrenset. I utbyggings- og driftsfasen er trafikken større. Felt med særlig stor aktivitet kan ha i underkant av ett skipsanløp per døgn. Fartøyaktivitet kan medføre enkelte ulemper knyttet til trålfiske og setting og trekking av faststående redskaper. I tillegg øker risikoen for kollisjoner i områder med stor trafikk. Det er likevel ikke registrert at sjøtransport til innretninger i Nordsjøen i praksis fører til nevneverdige ulemper for fiskeflåten. Det foreligger heller ikke erfaringsmateriale fra øvrige deler av norsk sokkel som dokumenterer arealbeslag eller fangsttap knyttet til slik transportvirksomhet.

Petroleumsvirksomheten kan på flere måter medføre arealkonflikter med skipstrafikk. Faste innretninger vil bety en økt sikkerhetsrisiko for begge parter. De mest alvorlige situasjonene som kan oppstå mellom et fartøy og petroleumsinnetning er kollisjoner også kollisjoner mellom (u)båt og fast innretning. Ankerdropp på rørledning eller ankerdrag over rørledning er

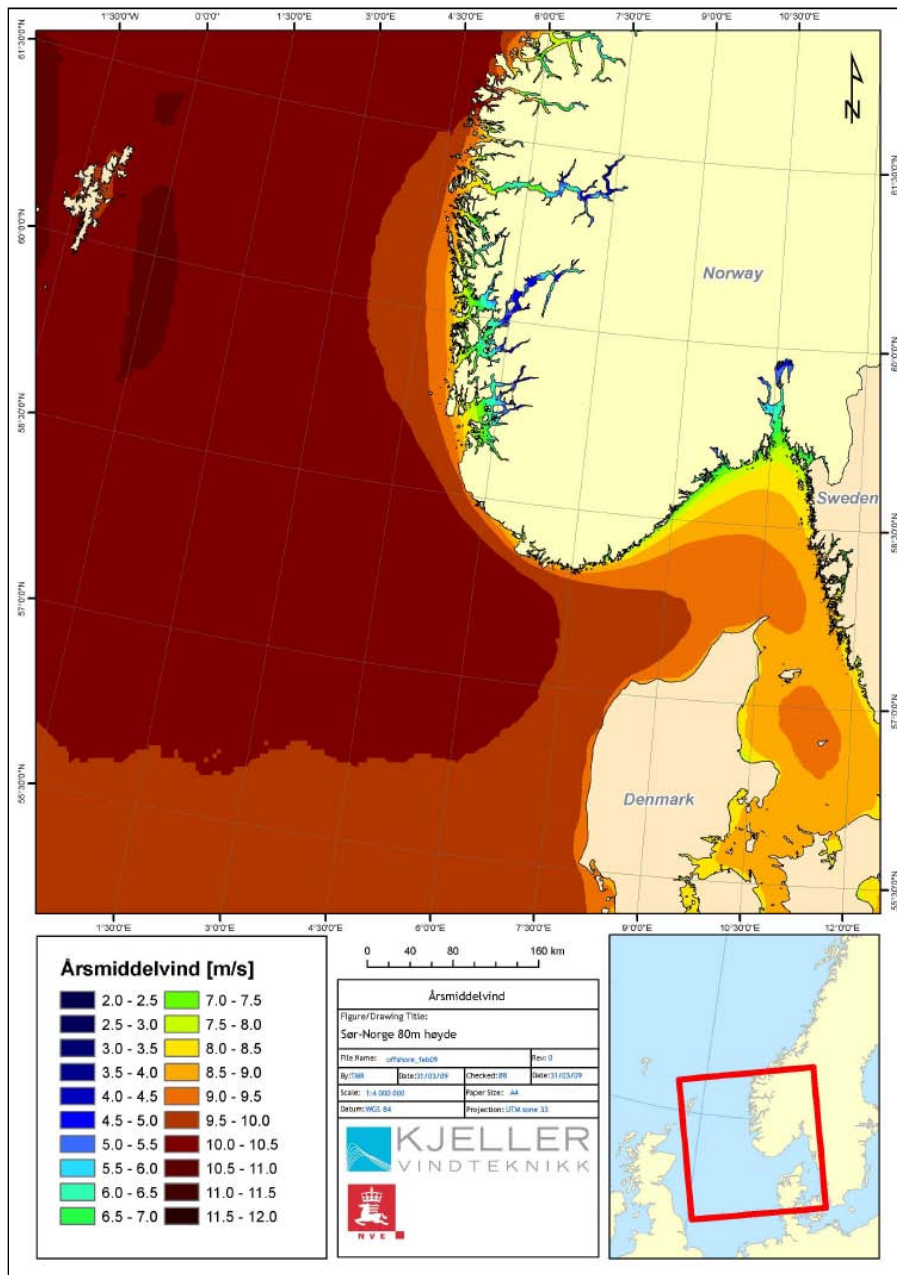
en annen problemstilling med stort skadepotensial. Slike situasjoner kan i verste fall medføre en ukontrollert utblåsning eller brudd på en rørledning.

Følgende hendelser skaper konflikter:

- Skip i drift innenfor petroleumsinnretningenes sikkerhetssone
- Feilaktig oppankring eller manglende ankerfeste på eller nær rørledninger
- Skipsfart overholder ikke sikkerhetssonen rundt petroleumsinnretninger
- Manglende informasjon om lokalisering av rørledninger slik at de ikke blir avmerket i sjøkart

Regelverket stiller strenge krav til sikkerhet, noe som gjør at sannsynligheten er liten for at en kollisjon mellom skip og innretning som kan gi sammenbrudd av innretning og føre til en utblåsning. På norsk sokkel er det bare registrert tre kollisjoner med ikke feltrelaterte skip – den ene er en ubåt mot innretningen på Oseberg i 1986, den andre et fartøy mot H7 i 1995 og den tredje på Ekofisk feltet. Fartøyet Big Orange XVIII kolliderte med vanninnsprøytningssinnretningen Ekofisk 2/4-W 8. juni 2009. Kollisjonen forårsaket større materielle skader både på innretningen og fartøyet. Ingen personer kom fysisk til skade, verken på Big Orange XVIII, Ekofisk 2/4-W eller andre innretninger på Ekofiskfeltet.

8.8 Konsekvenser for havenergi



Figur 70. Vindressurs i Nordsjøen. Kartet viser årsmiddelvind. Jo mørkere farge, jo høyere verdi for årsmiddelvind.

En vurdering av hvilke områder som egner seg for etablering av havbasert vindkraft må ta hensyn til både tekniske forhold og miljø- og arealbruksinteresser. Enkelte av disse har vist seg å være viktigere enn andre i arbeidet med å finne utredningsområder for havbasert vindkraft i norske farvann. Formålet med en grovsiling av arealer og etterfølgende strategisk konsekvensutredning er, ved siden av å finne teknisk egnede arealer, å gi en helhetlig vurdering av miljø- og arealbruksinteresser forut for åpning av arealer for søknader om utbygging. I videre utredninger må eventuelle virkninger for petroleumssinteressene i Nordsjøen avklares dersom det etableres havbaserte vindkraftverk i ett eller flere av de foreslåtte områdene. Flere former for samordning mellom petroleumssinnretninger og vindkraft har vært vurdert. Det er i hovedsak når det gjelder tilknytning til kraftnettet på land at det kan være hensiktsmessig med en samordning mellom petroleumssinteresser og havbasert vindkraft.

Dette forholdet er ikke vektlagt i utvelgelsen av utredningsområdene. Videre utredninger kan klargjøre om noen av områdene egner seg for samordning mellom petroleumsinnretninger og vindkraft (NVE, 2010).

8.9 Marin arkeologi

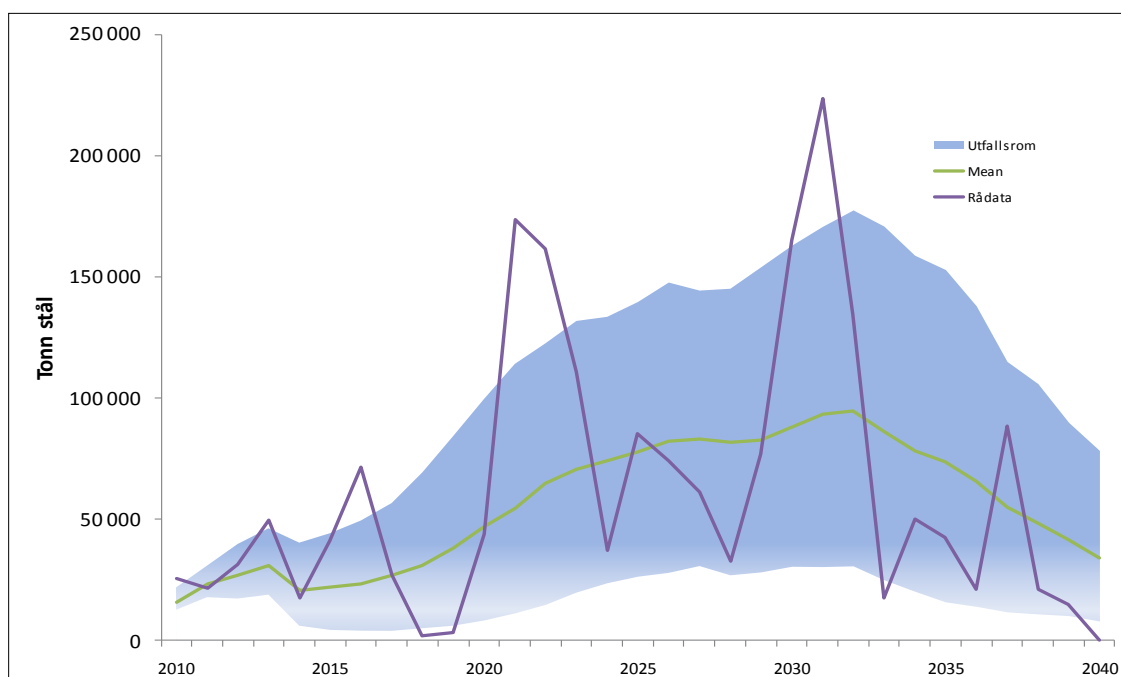
Det er ikke foretatt organiserte registreringer av kulturminner under vann på norsk sokkel, og det er derfor relativt liten kunnskap om funnsituasjonen. Dette er ikke ensbetydende med at det ikke finnes skipsfunn, men gjenspeiler heller forvaltningssituasjonen for kulturminner under vann de siste 20 årene, der det for en stor del er fokusert på kystnære områder av hensyn til ressurser og basert på eksisterende kunnskap. Den senere tiden er det i større grad enn tidligere også fokusert på havområdene. Inngrep på havbunnen utenfor grunnlinjen, kan komme til å skade kulturminner vernet etter kulturminnelovens § 14. Funntilstand fra for eksempel Nordsjøen viser at skipsvrak ofte er godt bevart dersom de ikke er påvirket av ytre faktorer som for eksempel tråling.

9 AVVIKLING AV INNRETNINGER

I henhold til OSPAR-konvensjonens beslutning 98/3 skal innretninger fjernes og tas til land etter nedstengning. For to innretninger på norsk sokkel har Stortinget gjort unntak og gitt tillatelse til å etterlate etter konsultasjon med øvrige traktatparter i OSPAR: betongunderstell med beskyttelsesvegg på Ekofisktanken og betongunderstellet TCP2 på Friggfeltet. Rør og kabler er ikke omfattet av OSPAR-konvensjonen.

Status i 2011 er at 12 felt på norsk sokkel er stengt ned, alle i Nordsjøen. I tillegg er enkelte innretninger nedstengt på felt som fortsatt er i drift, Ekofisk, Valhall (planlagt nedstengning av den gamle hotellinnretningen, QP) og Statfjord (lastebøye SPMC – planlagt fjernet 2012). Store mengder avfall er forventet fra avvikling av offshorevirksomheten i årene framover. Spesielt fram mot 2020 antas mengden å øke kraftig. De fleste av feltene som går mot slutten av sin produksjonsperiode i nær framtid ligger i Nordsjøen. Størsteparten av avfallet som genereres, vil være gjenvinnbart stål.

Det er vanskelig å anslå nøyaktig når aktivitetstoppene kommer. Nedstengningstidspunkt for de ulike feltene og innretninger avhenger av en rekke og til dels variable faktorer; i første rekke resterende utvinnbare reserver, oljepris, forventet produksjonsutvikling, drifts- og vedlikeholdskostnader og teknisk tilstand. Historisk har anslagene for levetid variert med oljeprisen, men trenden i dag viser forlengelse av levetid. I tillegg til at nedstengningstidspunktet kan avvike fra opprinnelig plan, kan oppstart og varighet av selve avviklingsprosjektet være usikkert. De ulike feltene har betydelige forskjeller med hensyn til størrelse, kompleksitet og antall innretninger. Tilgang på tungløftefartøy er også en usikkerhetsfaktor. En illustrasjon av usikkerheten med hensyn til nedstengningstidspunkt, er vist i Figur 71.



Figur 71. Mengde stål som genereres fra utrangerte petroleumsinretninger på norsk sokkel i perioden 2010-40.

På britisk sokkel foregår det en tilsvarende utvikling med flere felter under avvikling. Det vil være naturlig å se hele Nordsjøområdet som ett marked i konkurranse om oppdragene om å disponere de aktuelle innretningene.

Den vanlige måten å fjerne innretninger på er å plukke dem fra hverandre ute på feltet og frakte delene til mottaksanlegg på land. Det skjer enten ved bruk av ”bit for bit”-metoden, hvor utstyr demonteres og klippes ned til små deler som lastes over i containere og fraktes til land på forsyningsfartøyer, eller ved hjelp av tungløft. Ved tungløft tas hele moduler fra hverandre i omvendt rekkefølge enn da de ble satt sammen, for deretter å løftes over på lekter eller kranbåt og fraktes til land. På grunn av høye kostnader ved bruk av tungløftfartøy, er det satt i gang flere tiltak for å utvikle ny teknologi for fjerning av bunnfaste stålennretninger. Ulike konsepter er lansert, men ingen av disse er testet ut i stor skala under norske forhold. En av metodene som kan effektivisere fjerningsarbeidet er ”ett-løft”-metoden – hvor hele innretningens overbygg eller stålunderstell kan tas i ett stykke til land.

En alternativ metode for fjerning av stålunderstell er å feste oppdriftstanker til fundamentene. Ved fjerning av Frigg DP 2 hadde hver av de fire ståltankene en løftekapasitet på 3206 tonn. Vekten av selve stålunderstellet var 8718 tonn. Den totale vekten, inkludert blant annet oppdriftstanker og dekkramme, var 15.827 tonn, mens oppdriften var på 4355 tonn. Dette ga en netto vekt før løft på 11.472 tonn. Vekten under tauing var 11.808 tonn. En av de største utfordringene ved fjerning av bunnfaste innretninger har så langt vært å frigjøre dem fra havbunnen. Det kan være vrient å komme til pælene som står fast på havbunnen, og i enkelte tilfeller har de vært fylt med grus, sand eller betong. Noen ganger har det ikke vært mulig å kutte pælene ved hjelp av konvensjonelle metoder. Det har derfor vært nødvendig å utvikle nye teknikker, som bruk av vannjet, diamantwire og eksplosiver. For nærmere beskrivelse av disponeringsmetoder henvises til underlagsrapporten Miljøteknologi.

Avhengig av flere faktorer som størrelse på innretningene og kompleksitet vil fordelingen mellom arbeid til havs og på land variere. Kostnadmessig vil det være fordelaktig å kunne transportere størst mulige deler av innretningen til land for demontering og disponering der (tungløft/etløft).

For store felt hvor det er flere innretninger som av ulike grunner stenges ned på forskjellig tid, eksempel Ekofisk og Valhall, vil det være viktig å veie opp fordeler og ulemper med å gjøre disponeringsarbeidet samlet eller i ulike faser: En samlet avvikling kan gi synergieffekter som blant annet reduserer kostnader. På den annen side er det viktig at innretningene ikke står for lenge i kald fase, da forvitringen av innretningene er betydelig i et så barskt miljø som ute i Nordsjøen, og et betydelig vedlikehold vil måtte påregnes. Det må derfor sikres at utsettelse av fjerningstidspunkt ikke går på bekostning av gjennomførbarhet og sikkerhet ved senere fjerningsoperasjoner. Fjerningsarbeid som kan utføres mens innretningen fortsatt er i drift, vil dra fordel av alle hjelpesystemer og andre fasiliteter som er på plass, for eksempel kraftforsyning, kran- og løftesystemer, brannvern, elektrisitet, hotelldrift, osv., og som eventuelt må gjenoprettes når fjerningsarbeidet skal utføres senere.

Aktiviteter knyttet til avvikling av et felt har generelt et konsekvenspotensial av lokal karakter. Planlagte utslipp til sjø vil normalt være små, og risiko knyttet til uplanlagte utslipp av olje og kjemikalier er lav (begrensede volumer er involvert). For aktiviteter til havs vurderes gytefelt for fisk, forekomst av pattedyr og sjøfugl som av størst relevans. Siden aktivitetene i hovedsak vil foregå innen 500 meters sonen vil forholdet til eventuelle sårbare bunnhabitater eller bunnfauna i regionen være av begrenset relevans. Naturressurser langs kysten vurderes ikke som relevant i forhold til det faktiske risikopotensialet.

Kunstig rev

Det er rapportert om fiskeansamlinger rund forlatte oljeinnretninger på grunn av at innretningen har fungert som et slags kunstig rev for fisken. Dette kan også lokalt være viktig for

andre organismer som gror på eller lever av dyr og planter på innretningen. Positive effekter av kunstig rev er primært dokumentert fra Mexicogulven, ikke Nordsjøen. På slutten av 1990-tallet undersøkte Havforskningsinstituttet om slik effekt kunne være av interesse også i våre farvann, med undersøkelser og vurderinger knyttet til mulighet for økt biologisk produksjon, ansamlings-/beskyttelseeffekt (Soldal et al., 1999). Det ble vist tiltrekkingseffekt med økt fangst inn mot innretninger i Ekofiskområdet, men fangstratene var likevel lave og ville ikke gi grunnlag for kommersielt fiske. Alternativet med kunstige rev ble ikke funnet attraktivt for Ekofisk I, og er senere vurdert og lagt til side også for Frigg.

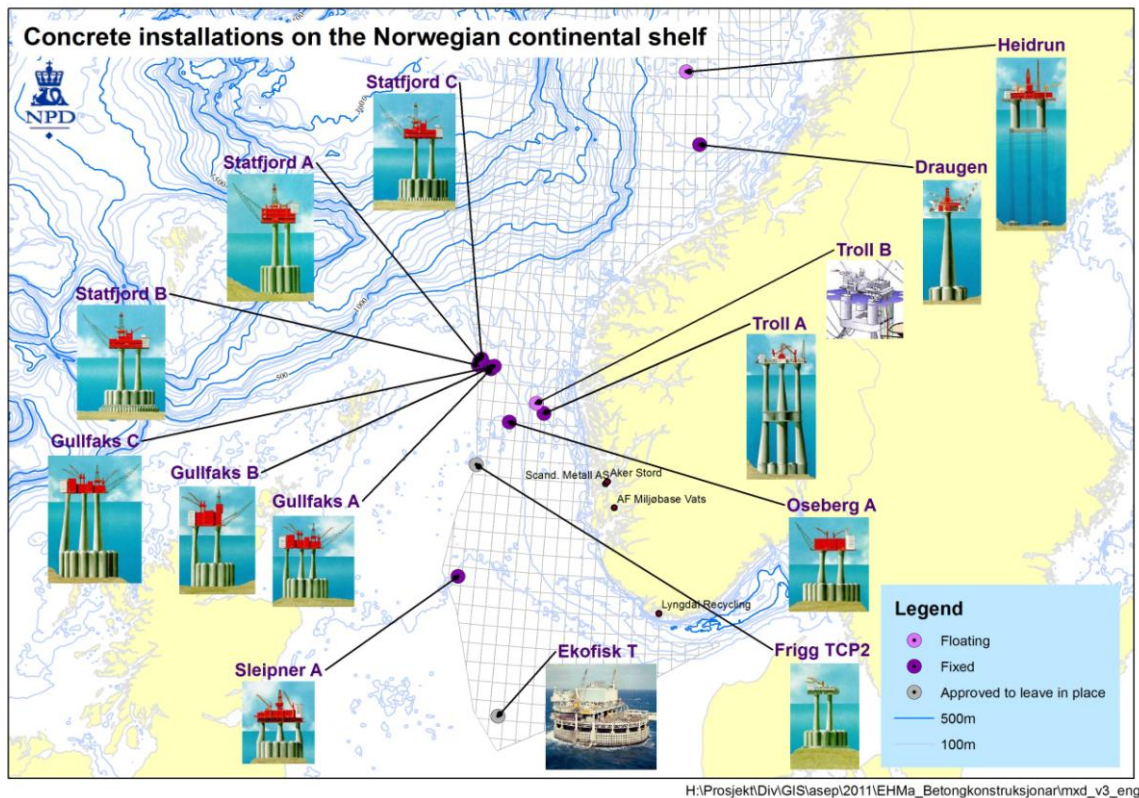
Mottaksanlegg i Norge

Det fins foreløpig fire anlegg i Norge som er utviklet for å kunne demontere store innretninger fra Nordsjøen og eventuelt andre havområder. To av disse har vært aktive de siste årene med disponering av innretninger fra Friggfeltet (Aker-Stord) og Ekofisk (AF Decom i Vats). Disse anleggene er nærmere beskrevet i Aktivitetsrapporten. Det fins også flere anlegg utenlands, for eksempel på Shetland og i Storbritannia. Ulike typer avfall oppstår når utrangerte offshorekonstruksjoner tas til land for opphugging. Mesteparten vil være stål som kan gjenvinnes (ca 98 prosent på Frigg og Ekofisk), men det er også andre typer avfall som i forskjellig grad krever spesialbehandling ved håndtering og videre behandling. Anleggene er derfor utformet blant annet med oppsamlingssystemer for regnvann kombinert med renseanlegg for å ha kontroll med stoffer som kan vaskes ut av skrapet i regnvær.

Konsekvenser for naturressurser og miljøforhold i influensområdet til en opphoggingsvirksomhet på land er i stor grad spesifikke for den enkelte lokalitet. Aktuell lokalitet vil ikke være kjent for et konkret prosjekt før etter godkjenning av avslutningsplanen og etter omfattende metodevurderinger og anbudsrunder. Konsekvenser knyttet til opphoggingsvirksomheten på land må derfor utredes basert på kunnskap om den enkelte innretning og dens bestanddeler, samt generelle vurderinger av de relevante lokaliteter.

Betonginnretninger

På norsk sokkel i Nordsjøen er det installert 12 betonginnretninger. Av disse er Troll B flytende, resten er bunnfaste innretninger. På to av disse, Ekofisk 2/4-T og Frigg TC P2 er aktiviteten opphørt, og innretningene er strippet for utstyr for at betongdelen skal bli permanent stående på feltene i henhold til unntak fra OSPAR 98/3. Oversiktsfiguren nedenfor viser plasseringen og utseende på disse innretningene (Draugen og Heidrun ligger i Norskehavet).



Figur 72. Betonginnretninger på norsk sokkel.

Flesteparten av betongstrukturene på norsk sokkel tilhører [Condeep](#)-konseptet som ble utviklet av Norwegian Contractors. Unntaket er Ekofisktanken (Doris), Troll B (flyter) og Heidrun (strekktag, på Haltenbanken).

Betonginnretningene ble plassert på havbunnen ved at de ble gjort flytende ved hjelp av lagerceller som kan fylles til ulike nivåer og kontrollere flyteevnen. Etter hvert som betonginnretningene ble utviklet, ble det laget systemer skulle kunne gjøre en reflyting mulig når produksjonen var opphørt. På de eldste innretningene er denne muligheten begrenset. Dette gjelder Ekofisktanken, Frigg TPC2 og Statfjord A. I 1978 kom det krav fra Oljedirektoratet om at innretningene også skulle designes for fjerning, så dette er inkludert for de ni Condeep-innretningene fra og med byggingen av Statfjord B som kom i produksjon i 1982.

Borekakschauger

Det vil være en naturlig del av konsekvensutredningen i forbindelse med planlegging av avvikling av et felt å kartlegge utbredelsen av borekaks på havbunnen, mengder (utbredelse og tykkelse) samt konsistens/giftighet, utlekkingsrate og estimert levetid. Både Total og ConocoPhillips har fått tillatelse til å la borekaket bli liggende etter avslutning av fjerningsarbeidet på Friggfeltet og deler av Ekofisk I (behandlet i 2001).

For de store Condeep-innretningene på Tampen (Statfjord og Gullfaks) vil en eventuell reflytingsprosess medføre at borekakschaugene som ligger tett opp til betongunderstellet, blir spredd over store områder. Dette fordi denne prosessen blant annet består av å bruke kraftig vannspyling for å frigjøre understellet som er sugd fast til havbunnen. Det vil derfor være nødvendig å fjerne borekaket i en mest mulig skånsom prosess før en slik reflyting, enten til et område lenger vekk fra innretningen, eller å ta det til land for behandling og disponering. Dette vil være en naturlig del av de konsekvenser som må utredes i forbindelse med avslutningsplanleggingen for disse betonginnretningene.

Rengjøring av havbunnen

En etterlatt rørledning kan på lang sikt påføres ytre skade som følge av korrosjon og ytre påvirkning, for til slutt å brytes helt ned. En rørledning eller kabel med ytre skade som ligger på havbunnen eller er delvis nedsunken, kan medføre risiko for fastheking eller skade på fiske-redskaper. I områder med fiske med bunnredskaper (trål og snurrevad) kan dette medføre større operasjonelle ulemper, men for kjente hefter vil fiskerne tråle utenom de aktuelle deler av rør og kabler. I praksis kan dette innebære et arealbeslag og redusert fangst for fartøyer som fisker i det aktuelle området (OED 2006). Vurdering av fiskeriaktivitet i et område er derfor en sentral faktor som utredes som en del av avslutningsplanen for en utrangert rørledning. I henhold til dagens praksis (jf. St meld 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger) vil ulike tiltak måtte vurderes og implementeres for å minimalisere ulemper for utøvelse av fiskeriaktivitet. Dette kan innebære nedgraving, overdekking eller fjerning av hele eller deler av en rørledning. Det finnes flere eksempler på dette fra norsk sokkel, for eksempel Frøy-rørledningen som er blitt gravd ned i større områder. Som følge av avviklingsbeslutningen skal mulige ulemper for fiskeri således være minimale både på kort og lang sikt.

10 OPPSUMMERING AV MILJØKONSEKVENSER

Basert på felles metodedokumentet er det oppsummert miljøkonsekvensene i tabellene under. I kolonnen for usikkerhet vises også til kapittel 14, kunnskapsstatus- og behov.

Tabellen nedenfor (Tabell 18) viser hvilke kriterier som er benyttet for henholdsvis stor, middels eller liten konsekvens.

Tabell 18. Kriterier for stor, middels og liten konsekvens.

Stor påvirkning eller konsekvens	Middels påvirkning eller konsekvens	Liten påvirkning eller konsekvens	Usikkerhet
Grenser som benyttes må tydeliggjøres for - Forurensningspåvirkning av en langsiktig varighet - Påvirkning på art/ bestand /område/habitat - Økosystemprosesser	Grenser som benyttes må tydeliggjøres for - Forurensningspåvirkning av en viss varighet - Påvirkning på art/bestand /område/habitat - Økosystemprosesser	Grenser som benyttes må tydeliggjøres for - Forurensningspåvirkning - Påvirkning på art/ bestand /område /habitat - Økosystemprosesser	

Tabell 19. Samlet miljøpåvirkning fra petroleumsvirksomheten for fysisk påvirkning på havbunnen.

Påvirkningsfaktor/ tema	Fysiske påvirkning på havgbunnen	Borekaks arealbeslag på havgbunnen, innretninger (arealbeslag) og rørledninger				
Utredningstema	Undertema	Konsekvens	Dagens aktivitet 2010	Fremtidsbilde 2030	Usikkerhet	Referanse
Plankton	Planteplankton		Liten	Liten		
	Dyreplankton		Liten	Liten		
	Fiskeegg		Liten	Liten		
	Larver		Liten	Liten		
Bunnsamfunn	Korallrev		Liten	Liten		
	Svamp		Liten	Liten		
	Dyphavsreke		Liten	Liten		
	Andre bunnsamfunn i og på bunn	Det er et stort antall kakshauger med varierende og i stor grad ukjent innhold av olje og andre tilsetningsstoffer fra boringen av oljebasert borekaks frem til 1991.	Liten	Liten	Usikkert mht størrelsen på kakshaugene	Miljøovervåkings- undersøkelser
Fisk	Tobis	Arealbeslaget av en enkelt sikkerhetssone på 500 m er beregnet til å være i overkant av 1 km ² for konsumtrålfiske og 5 km ² for industritrålfiske. For pelagisk fiske forventes arealbeslaget å være enda større av hensyn til drivbane ved inntaking av redskap. For borerigger og produksjonsskip med store ankringssystemer, kan arealbeslaget være 4-8 km ² . Det er lite sannsynlig at eksisterende rørledninger medfører merkbare fangstreduksjoner for trålfisket på norsk sokkel. I henhold til OSPAR-vedtak er det forbudt å dumpe og eller forlate installasjoner til sjøs, men det kan søkes om fritak etter gitte kriterier. Antall installasjoner som kvalifiserer til å bli unntatt er lavt, og totalt sett vurderes omfanget av potensielt etterlatte offshore innretninger kun å representere en marginal fremtidig ulempe for utøvelse av fiskeriene.	Liten	Liten		Delutredning fra DNV vedr konsekvenser for fiskeri og havbruk. Delutredning fra NIVA
	Øyepå					
	Sei					
	Sild					
	Torsk					
	Makrell					
	Hyse					
Særlige verdifulle områder	Enkeltomåder som gitt i arealrapporten		Liten	Liten		
Økologiske relasjoner/ prosesser	Del av eller hele økosystemet, essensielle prosesser		Liten	Liten		

Tabell 20. Samlet miljøpåvirkning fra petroleumsvirksomheten for andre fysiske påvirkninger

Påvirkningsfaktor/ tema	Andre fysiske påvirkninger	Seismisk innsamling og støy					
Utredningstema	Undertema	Konsekvens	Dagens aktivitet 2010	Fremtidsbilde 2030	Usikkerhet	Referanse	
Plankton	Planteplankton	Ingen indikasjoner på øyeblikkelig eller forsinket dødelighet eller andre effekter.	Liten (ubetydelig)	Liten (ubetydelig)		DNV rapport, effekter av seismisk undersøkelser på fisk, fisefangster og sjøpattedyr, 2006.	
	Dyreplankton		Liten	Liten			
	Fiskeegg	Fiskeegg, larver og yngel; skader og økt dødelighet fra luftkanonskyting kan forekomme ved avstander mindre enn 5 m fra luftkanonene. De mest hyppige og alvorligste skader forekommer ved avstander ut til ca. 1,5 m og fisk på tidlige livsstadier er mest utsatt. Ikke vurdert til å ha noen betydningsfull (signifikant) negativ effekt på rekrutteringen til bestandene.	Liten	Liten			
	Larver		Liten	Liten			
Bunnsamfunn	Korallrev Svamp Dyphavsreke Andre bunnsamfunn i og på bunn	Stor avstand fra lydkilde til havbunnen tyder på liten påvirkning av betydning					
Fisk	Tobis		Ingen dødelighet eller skade med unntak av nærsonen rundt luftkanonene. Skremmeeffekter på voksen fisk som følge av lydølgen kan medføre fangstreduksjoner som vil variere fra art til art og mellom de forskjellige redskapstypene. Pelagisk fisk synes mest følsom.	Liten	Liten		DNV rapport, effekter av seismisk undersøkelser på fisk, fisefangster og sjøpattedyr, 2006.
	Øyepå						
	Sei						
	Sild						
	Torsk						
	Makrell						
Hyse							
Sjøpattedyr	Havert Steinkobbe	Det finnes ingen dokumentert dødelighet av sjøpattedyr som følge av seismiske innsamling	Liten	Liten			
Strandsonen	Undervannsseng	Ikke relevant					
	Strandseng						
	Tangvoll						
	Tare						
Særlige verdifulle områder	Enkeltområder som gitt i arealrapporten	Liten	Liten	Liten		Tidsbegrensninger i aktivitet	
Økologiske relasjoner/ prosesser	Deler av eller hele økosystemet, essensielle prosesser	Liten	Liten	Liten			

Tabell 21 Samlet miljøpåvirkning fra petroleumsvirksomheten for utslipp og tilførsel av miljøskadelige stoff

Påvirkningsfaktor/ tema	Utslipp og tilførsel av miljøskadelige stoffer	Produsert vann og borekaks/væske (oljebasert og vannbasert)				
0	Undertema	Konsekvens	Dagens aktivitet 2010	Fremtids- bildet 2030	Usikkerhet	Referanse
Plankton	Planteplankton	Liten	Liten	Liten	Middels	Bohne-Kjersem et al., 2010, Meier et al., 2010.
	Dyreplankton	Liten	Liten	Liten	Middels	
	Fiskeegg	Liten	Liten	Liten	Middels	
	Larver	Liten	Liten	Liten	Middels	
Bunnsamfunn	Koralrev	Liten	Liten	Liten	Middels	
	Svamp	Liten	Liten	Liten	Middels	
	Dyphvasreke	Liten	Liten	Liten	Middels	
Bunnfauna generelt	Andre bunnsamfunn i og på bunn	THC kontaminert areal rundt feltene i Nordsjøen er i dag i snitt mindre enn 1 km ² , mot snitt 3 km ² 1996-1999, totalt ca 90 km ² (området som er overvåket er 136 mill km ²) Få tilfeller effekt utenfor 250 m avstand fra innretning. Påvirket bunnfauna areal er > 0,3 km ² mot ca 3 km ² i perioden 1996-1999	Liten	Liten	Liten	Delutredning fra NIVA, Bruk Forskningen, NFR
Fisk	Tobis	Lokale effekter, i enkelte tilfelles akkumulering av PAH og/eller på virkning av organismer ut til 5000 og 10000 m fra utslippet. Labforsøker viser at torsk eksponert for lave konsentrasjoner av produsert vann kan gi DNA skade. Radioaktivitet knyttet til utslippene har liten eller ingen økologisk betydning.	Liten	Liten	Datagrunnlag for fordeling og forekomst av de ulike livstadiene er svært begrenset	Miljørisiko-analyse for Ietebrønn 3/4 2S Ulvetanna
	Øyepå		Liten	Liten	Usikkerhet knyttet til eventuelle påvirkning på fiskebestander.	
	Sei		Liten	Liten	Organiske syrer og ikke karakteriserte aromatiske forbindelser bør etter hvert undersøkes. Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til mulige langtidseffekter av radioaktive komponenter i produsert vann.	
	Sild		Liten	Liten		
	Torsk		Liten	Liten		
	Makrell		Liten	Liten		
	Hyse		Liten	Liten		
Sjøfugl	Pelagisk dykkende fugl:					Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl, HFNV, NINA
	Lomvi	Liten	Liten	Liten		
	Alke	Liten	Liten	Liten		
	Alkekonge	Liten	Liten	Liten		
	Kystnært overflatebeiter	Liten	Liten	Liten		
	Krykkje	Liten	Liten	Liten		
	Gråmåke	Liten	Liten	Liten		
	Sildemåke	Liten	Liten	Liten		
	Toppskarv	Liten	Liten	Liten		
	Storskarv	Liten	Liten	Liten		
Bentisk dykkende fugl	Liten	Liten	Liten			
Ærfugl	Liten	Liten	Liten			
Sjøpattedyr	Havert	Liten	Liten	Liten		
	Steinkobbe	Liten	Liten	Liten		
Strandsonen	Undervannsseng	Liten	Liten	Liten		
	Strandseng	Liten	Liten	Liten		
	Tangvoll	Liten	Liten	Liten		
	Tare	Liten	Liten	Liten		
Særlige verdifulle områder	Enkeltområder som gitt i arealrapporten	Liten	Liten	Liten		
Økologiske relasjoner/prosesser	Deler av eller hele økosystemet, essensielle prosesser	Liten	Liten	Liten		

Tabell 22. Samlet miljøpåvirkning fra petroleumsvirksomheten for annen forurensing.

Påvirkningsfaktor/ tema	Annen forurensing	Akutt oljeutslipp				
Utredningstema	Undertema	Konsekvens	Dagens aktivitet 2010	Fremtidsbilde 2030	Usikkerhet	Referanse
Plankton	Planteplankton	Gitt et utslipp er mulige konsekvenser for plankton vurdert som svært begrenset.				
	Dyreplankton		Liten	Liten	Middels	
	Fiskeegg		Liten	Liten	Middels	
	Larver		Liten	Liten	Middels	
Bunnsamfunn	Korallrev		Liten	Liten	Middels	
	Svamp		Liten	Liten	Middels	
	Dyphavsreke		Liten	Liten	Middels	
	Andre bunnsamfunn i og på bunn		Liten	Liten	Middels	
Fisk	Tobis	Gitt et utslipp kan det bli begrensninger i fisket i berørte områder, og avstengning av områder. Dette kan gjøres av sikkerhetsmessige årsaker, men begrensningene kan også ha markedsrelaterte motiver. Slike tiltak berører i første rekke kystfiskeflåten; større fartøyer kan lettere velge andre områder.	Liten	Liten	Middels	Delrapport fra DNV - Konsekvenser av akutte utslipp av olje fra petroleumsvirksomheten på fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og strand. Tverrsektoriell utredning av konsekvenser for sjøfugl, NINA
	Øyepå				Middels	
	Sei				Middels	
	Sild				Middels	
	Torsk				Middels	
	Makrell				Middels	
Hyse	Middels					
Sjøfugl	Pelagisk dykkende fugl:	Gitt et utslipp i Nordsjøen er det fra området Troll Oseberg om vinteren man har høyest sannsynlighet for kvatiferbar skade på alkekonge, men også en viss sannsynlighet for skade fra Heimdal og Sleipner området				
	Lomvi		Liten	Liten	Liten	
	Alke		Liten	Liten	Liten	
	Alkekonge		Stor	Stor	Middels	
	Kystnært overflatebeiter					
	Krykkje		Middels	Middels	Middels	
	Gråmåke		Liten	Liten	Liten	
	Sildemåke		Liten	Liten	Liten	
	Toppskarv		Stor	Stor	Middels	
	Storskarv		Liten	Liten	Liten	
Bentisk dykkende fugl	Liten	Liten	Liten			
Ærfugl	Liten	Liten	Liten			
Sjøpattedyr	Havert	Gitt et utslipp i Nordsjøen er mulige konsekvenser størst	Middels	Middels	Middels	
	Steinkobbe		Liten	Liten	Liten	
Strandsonen	Undervannsseng	Gitt et utslipp i Nordsjøen er det fra området Troll Oseberg som vil gi størst skade på strand	Middels	Middels	Middels	
	Strandseng		Middels	Middels	Middels	
	Tangvoll		Middels	Middels	Middels	
	Tare		Middels	Middels	Middels	
Særlige verdifulle områder	Enkeltomåder som gitt i arealrapporten	Sleipnerområdet ligger i dag midt i gytefeltet til makrell. En utblåsning fra Troll-Oseberg området og Tampenområdet kan medføre påslag av olje i området Bremanger/Ytre Sula	Liten	Liten	Liten	
Økologiske relasjoner/prosesser	Deler av eller hele økosystemet, essensielle prosesser					

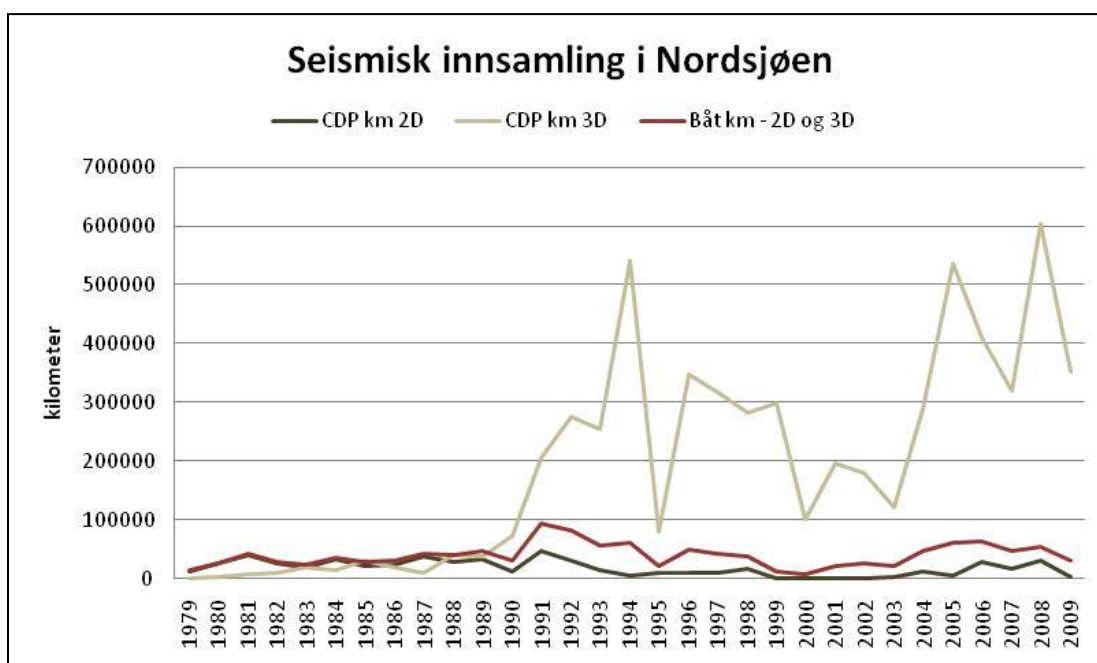
11 SAMEKSISTENS MELLOM FISKERI OG PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Siden starten av petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen for snart 50 år siden, har myndighetene vektlagt at virksomheten skal drives i sameksistens med andre næringer, spesielt fiskeriene. Seismiske undersøkelser foregår i alle faser av petroleumsvirksomheten, fra før et område åpnes, til langt ut i produksjonsfasen for å følge utviklingen i reservoaret. Det er denne aktiviteten som har gitt de største sameksistensutfordringer mellom de to næringene. Årsaken er todelt, dels er den knyttet til at lydbølgene som sendes ut fra seismikkfartøyet kan påvirke fiskens adferd og dels at et seismikkfartøy med hydrofonkabler trenger stor plass og har begrenset manøvrerbarhet under gjennomføringen av undersøkelsen.

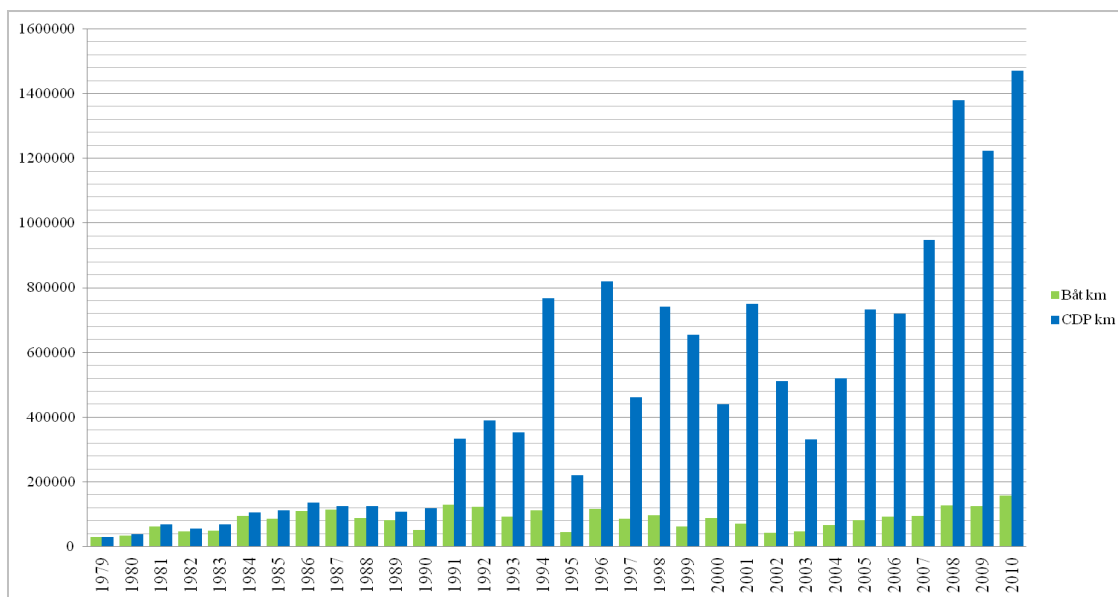
Oppmerksomheten rundt innsamling av seismiske data har økt sammen med mengden innsamlet data, og det er også registrert en økt opplevelse av arealkonflikt, særlig i perioden 2007 - 2008. Selv om den totale mengden av innsamlede seismiske data på norsk sokkel har økt betydelige i de siste årene, har ikke antall båtkilometer hatt samme økning på grunn av mer effektiv datainnsamling.

Seismiske undersøkelser gjennomføres for å vurdere potensialet for forekomst av petroleumsressurser. Slike undersøkelser er også viktig for kartlegging både i lete- og produksjonsfasen. Seismisk datainnsamling foregår ved hjelp av lyd signaler. Lydsignalet er generert av et lufttrykk, og det er støyen fra denne aktiviteten i form av trykkbølger eller partikkelbevegelser i vannet som kan medføre uønskede effekter i det marine miljø.

En mer detaljert beskrivelse av den seismiske datainnsamlingsaktiviteten, og ulike metoder for seismisk kartlegging, er presentert i DNVs delutredning *Andre miljøkonsekvenser* og i Oljedirektoratets rapport *Beskrivelse av miljøteknologi*.



Figur 73. Seismisk innsamling i Nordsjøen i perioden 1979 – 2009. CDP er en forkortelse på ”Common Dept Point”



Figur 74. Historisk utvikling i utseilt distanse (grønn) og innsamlet materiale (linjekm.) (Jan Stenløkk, 2011)

11.1 Tiltak for å ivareta sameksistens

Avbøtende tiltak for å begrense eventuelle konflikter mellom næringene, blant annet å øke forståelsen for den annen parts virksomhet, er avgjørende for å ivareta sameksistensen. En god kontaktflate mellom involverte myndigheter og næringsinteresser er derfor viktig.

All seismisk datainnsamling, og testevirksomhet som i tid eller sted kan knyttes til en spesifikk undersøkelse, reguleres av petroleumregelverket. Petroleumregelverket forvaltes av Oljedirektoratet på dette området. Gjennom dette regelverket er Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og Forsvaret formalisert som mottakere av meldinger om seismiske undersøkelser. I henhold til dagens praksis samordner Oljedirektoratet uttalelser fra disse instansene om den enkelte undersøkelsen og gir en tilrådning til rettighetshaveren.

Fiskeridirektoratet gir en fiskerifaglig vurdering av forholdet mellom forventet fiskeri og den spesifikke undersøkelsen. Tilbakemeldingen består også av en tilrådning om det bør benyttes fiskerikyndig personell på seismikkfartøyet i det aktuelle området. Petroleumregelverket gir anledning til å kreve fiskerikyndig om bord i fartøy som utfører seismisk datainnsamling.

Havforskningsinstituttet gir en ressursbiologisk vurdering, blant annet om gyting og larvedrift i området for den spesifikke undersøkelsen.

11.2 Regelverkstiltak rettet mot sameksistens

Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet nedsatte i 2007 en arbeidsgruppe som la fram en rapport våren 2008, der det ble lagt fram forslag til tiltak for bedre sameksistens. Med utgangspunkt i dette arbeidet ble det startet prosesser for å gjennomføre tiltak, både gjennom endringer innenfor regelverksområdet og gjennom praktiske tiltak.

Oljedirektoratet gjorde på bakgrunn av dette en rekke endringer i ressursforskriften. Endringene omfattet krav om kurs for fiskerikyndig person, klargjøring av den fiskerikyndiges rolle, oppdaterte krav til fiskerikyndig person og krav om loggbok etter fastsatt mal.

Endringene omfatter videre samordning av krav til melding for undersøkelser og trasé- og andre grunnundersøkelser, angivelse av område for undersøkelsen inkludert fartøyets snuområde og krav om endringsmelding.

I tillegg til endringene i ressursforskriften er det også gjort endringer i petroleumsløven og petroleumsforskriften, hvor det ble fastsatt krav om sporing av seismisk fartøy. Krav om sporing av seismiske fartøy trådte i kraft 1. juli 2009, og mens de tekniske forskriftskravene til slik sporing trådte i kraft våren 2010 gjennom en endring i ressursforskriften. Det er også inngått en samarbeidsavtale mellom Kystvakten, Fiskeridirektoratet og Oljedirektoratet hvor Kystvakten er primærkontakt for fiskerikyndig person. Det er også gjennomført flere kurs for fiskerikyndig person, slik at over hundre personer nå er kvalifisert til å være fiskerikyndig.

11.3 Vurdering av minsteavstand mellom seismisk datainnsamling og fiskeriaktivitet

Sommeren 2008 nedsatte fiskeridirektøren og oljedirektøren en styringsgruppe med representanter fra Oljedirektoratet, Fiskeridirektoratet og Statens forurensningstilsyn, nå Klima- og forurensningsdirektoratet. Formålet var å forsøke å komme fram til anbefalt minsteavstand til fiskeriaktivitet, fiskeoppdrett og fangst. Styringsgruppen skulle også vurdere behovet for endring av regelverket og eventuelt forslag til slik endring som følge av styringsgruppens konklusjoner vedrørende skremmeeffekt.

Spørsmålet om skremmeeffekt ble utredet gjennom etablering av to faggrupper: en forskergruppe og en næringsgruppe. Næringsgruppen besto av organisasjoner fra begge næringer, og forskergruppen besto av forskningsmiljø som ble foreslått av næringsorganisasjonene.

Forskergruppen, under ledelse av Havforskningsinstituttet, påpekte i sin rapport kunnskapshull innenfor emnet, og konkluderte med at det kan foreligge én undersøkelse av tilstrekkelig kvalitet for å trekke konklusjoner om skremmeeffekt for torsk og hyse.

Næringsgruppen konkluderte med at økt forståelse av næringsutøvelse fra respektive næringer kan bidra positivt, men gruppen var delt i synet på anvendelse av forskergruppens vurderinger.

Styringsgruppen la våren 2009 fram en rapport om skremmeeffekt og andre skadevirkninger av seismiske lydbølger samt anbefalinger omkring testaktivitet. Rapporten konkluderte ikke på hvor langt fra lydilden skremmeeffekt kan gjøre seg gjeldende. Dette skyldtes i hovedsak at det forelå relativt lite forskning omkring skremmeeffekt og at næringsinteressenes syn ikke var forenlige.

Det var enighet i styringsgruppen om at det er kunnskapshull innen emnet, og at forskningen burde styrkes på området. Det var imidlertid ulikt syn på om forskerrapportens vurderinger rundt skremmeeffekt i forhold til torsk og hyse er basert på et tilstrekkelig grunnlag, og om dette gir holdepunkt for å fastsette en minsteavstand mellom fiskeriene og seismisk datainnsamling for disse artene.

11.4 Forskning på fiskens reaksjonsmønster som følge av seismiske lydbølger

Omfattende studier har vært gjennomført over flere år for å studere om seismisk datainnsamling kan skade fisk og pattedyr under reelle forhold. Blir fisken utsatt for seismisk støy under gyting og gytevandring, kan dette påvirke gytesuksessen, noe som kan tenkes å ha effekt for bestanden. Praksis i dag for seismisk datainnsamling i petroleumssektoren er derfor at en søker å begrense datainnsamlingen til de tider på året og til de områder hvor det ikke

foregår gyting eller gytevandring. Generelt tillates ikke seismisk datainnsamling ved større gytevandring eller i gyteperioder. Det er gitt tidsbegrensninger for seismiske undersøkelser i utvinningstillatelser og undersøkelsestillatelser.

Når det gjelder direkte skader på fiskelarver, har tidligere forskning vist at skade kun forekommer innenfor den aller nærmeste omkrets, maksimum fem meter, rundt lydilden. På denne bakgrunn er det konkludert med at de seismiske undersøkelsene ikke medfører skade på bestandsnivå.

I forbindelse med Oljedirektoratets seismiske datainnsamling utenfor Vesterålen sommeren 2009, ble det gjennomført et omfattende følgeforskningsprosjekt, trolig det største prosjektet i sitt slag på verdensbasis. Formålet med prosjektet var å fremskaffe bedre dokumentasjon på hvordan lyden fra ordinære seismiske undersøkelser påvirker en del kommersielle fiskearter og dermed fiskernes fangstmuligheter. Prosjektet skulle også studere hvor lang tid det tok før fisket ble normalisert etter at datainnsamlingen var avsluttet.

Resultatene fra denne undersøkelsen viser at i perioden med seismisk datainnsamling forekom økte fangster for noen fiskearter, mens for andre arter avtok fangstene. Lydmålinger viste at fisken i nærområdet for datainnsamlingen ble eksponert for lydtrykk med nivå som lå over fiskens høreterskel, og som kan ha påvirket atferden. Havforskningsinstituttet tolker resultatene fra undersøkelsen som at fisken økte svømmeaktiviteten som følge av lydpåvirkningen, og ble lettere utsatt for passive fangstmetoder som garn (blåkveite, uer og lange), mens de var mindre motivert for å søke aktiv redskap som line. Det var ingen klare endringer i fødeopptak hos fisken. Sei kan delvis ha trukket ut av området, men det er usikkert om dette skyldes datainnsamlingen eller naturlig vandring. Resultatene viser en vesentlig mindre effekt enn det en studie fra Nordkappbanken i 1992 har vist.

Den tidligere forskningen fra Nordkappbanken viste betydelige reduksjoner i fangstrater for hyse og torsk på trål og line. I denne studien var de seismiske lydbølgene konsentrert innenfor et område på 3 x 10 nautiske mil, noe som medførte at fisken var utsatt for en sterkere og mer sammenhengende lydpåvirkning (antall luftkanonskudd per flatemål og tidsenhet) enn det som var tilfellet i den kommersielle og normale seismiske undersøkelsen utenfor Vesterålen.

12 CO₂ LAGRING

På norsk sokkel er det nå 14 års erfaring med lagring av CO₂ i undersjøiske reservoarer. I 1996 startet Statoil utskilling av CO₂ fra naturgasstrømmen på Sleipner og ca 1 mill tonn CO₂ er lagret årlig siden oppstarten. På Sleipner transporteres CO₂-rik naturgass til Sleipner Vest-innretningen der CO₂ skilles fra naturgassen i et fangstanlegg. Utskilt CO₂ blir deretter reinjisert og lagret i et saltvannsreservoar, Utsiraformasjonen, en geologisk formasjon ca 800 meter under havbunnen.

I 2008 startet CO₂-lagring fra Snøhvit, og når Gudrunfeltet kommer i drift i 2014 skal CO₂ fra naturgasstrømmen bli utskilt på Sleipner og lagret i Utsiraformasjonen. Fra Snøhvitfeltet i Barentshavet er ca 0,7 Mt CO₂ lagret årlig i Tubåenformasjonen.

Både det internasjonale energibyrået (IEA) og FNs klimapanel mener at fangst og lagring av CO₂ vil være et sentralt tiltak i utviklingen mot lavere klimagassutslipp. Som følge av lagringsprosjektene på Sleipner- og Snøhvitfeltet, har norske aktører opparbeidet en unik kompetanse på CO₂-lagring.

CO₂ kan lagres i vannfylte formasjoner, nedstengte hydrokarbonfelt eller injiseres for å øke utvinningen i produserende felt. For å finne gode lagringsplasser for CO₂ er det nødvendig å foreta grundige stedsspesifikke undersøkelser. Kunnskap om forseglingsbergart, migrasjonsruter, reservoaregenskaper, effektiv lagringskapasitet og overvåkingsmetoder er avgjørende for å vurdere om lagringstedet er egnet.

En klar forutsetning for at fangst og lagring av CO₂ skal få bred internasjonal anvendelse som klimatiltak, er at miljømessig sikre CO₂-deponier kartlegges, modnes og underlegges en regulering som samsvarer med beste internasjonale praksis. Dette gjelder også for norsk sokkel. Det er ønskelig å få en mer enhetlig forståelse av hva som kan være lagringspotensialet. Dette er ikke minst viktig i lys av at geologiske formasjoner på norsk sokkel antas å egne seg meget godt for lagring av store mengder CO₂, og på lengre sikt kan være aktuelle for lagring av andre lands CO₂.

Olje- og energidepartementet ga i 2009 Oljedirektoratet i oppdrag å etablere et faglig forum for lagring av CO₂. CO₂-lagringsforum er sammensatt av aktører innen forskning, akademia, industri og næringsliv i Norge med relevante aktiviteter innen lagring av CO₂ på norsk sokkel. Forumet ledes av OD.

Formålet med forumet er å ha et kontaktpunkt for relevante fagmiljøer, og på denne måten holde best mulig oversikt over pågående aktiviteter relatert til CO₂-lagring på norsk sokkel, blant annet aktiviteter i regi av myndigheter, forskningsinstitusjoner og industri. Forumet bidrar til at aktivitetene knyttet til CO₂-lagring kan sees i sammenheng og partene kan dra nytte av hverandres kunnskap og erfaring. Forumet er en faglig arena der tekniske utfordringer og spørsmål om metode og datamateriale diskuteres.

Oljedirektoratet har, med bakgrunn i sitt kartleggingsarbeid og med innspill fra CO₂-lagringsforumet, lagt fram en skisse til forbedret oversikt over lagringspotensialet på norsk sokkel, og planlagt å lage et atlas for CO₂-lagring. Det legges opp til at en første versjon av et norsk CO₂-lagringsatlas med hovedvekt på Nordsjøen ferdigstilles innen utgangen av 2011. Det planlegges å utvide atlasen med Norskehavet innen utgangen av 2012.

EUs direktiv om geologisk lagring av CO₂ (direktiv 2009/31/EC) etablerer et juridisk rammeverk for miljømessig sikker lagring. Direktivet trådte i kraft i juni 2009 og skal være gjennomført i medlemsstatenes lovgivning innen ultimo juni 2011. Det vil bli utformet nye forskrifter om transport og lagring av CO₂ i undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen. Forskriftene skal være hjemlet i kontinentalsokkeloven av 1963 og forurensningsloven, og være tuftet blant annet på bestemmelsene i EUs lagringsdirektiv

For å kunne etablere fangst, transport og lagring av CO₂, er det en forutsetning at denne aktiviteten er tillatt etter nasjonale og internasjonale lover og avtaler. For transport og lagring har mangel på denne typen rammeverk vært en aktuell problemstilling. OSPAR-konvensjonen og Londonprotokollen, som Norge har ratifisert, skal beskytte det marine miljø og bekjempe dumping av avfall og annet forurensende materiale i havet.¹² For å tillate geologisk lagring av CO₂ offshore måtte begge disse konvensjonene endres. For OSPAR gjenstår ratifisering av foreslåtte endringer i konvensjonen. Fire land har til nå ratifisert forslagene til endring. Ytterligere tre land må ratifisere endringene for at de skal trå i kraft. For å kunne transportere CO₂ for deponering over landegrensene er det behov for endringer i Londonprotokollen. Etter forslag fra Norge vedtok partsmøtet i den internasjonale Londonprotokollen 30. oktober 2009 å åpne for at CO₂ kan eksporteres til andre land for lagring i undersjøiske formasjoner. Protokollen har per i dag 37 parter. De vedtatte endringene vil tre i kraft når 2/3 av protokollens parter har ratifisert disse.

For å vurdere mulighetene for CO₂-lagring i Nordsjøregionen i årene framover ble rapporten "One North Sea", utarbeidet våren 2010 på bestilling fra olje- og energiministeren og ministeren for energi og klimaendringer i Storbritannia.

Studien gir en gjennomgang av økonomiske, juridiske og politiske forhold knyttet til implementering av CO₂-lagring i Nordsjøregionen. Studien har blant annet sett på sammenhengen mellom lokalisering av utslippskilder og tilgjengelighet til potensielle lagringsreservoarer, og den peker på utfordringer og muligheter med tanke på å utvikle kjeden for CO₂-håndtering rundt Nordsjøbassenget. Flere scenarioer ble utarbeidet.

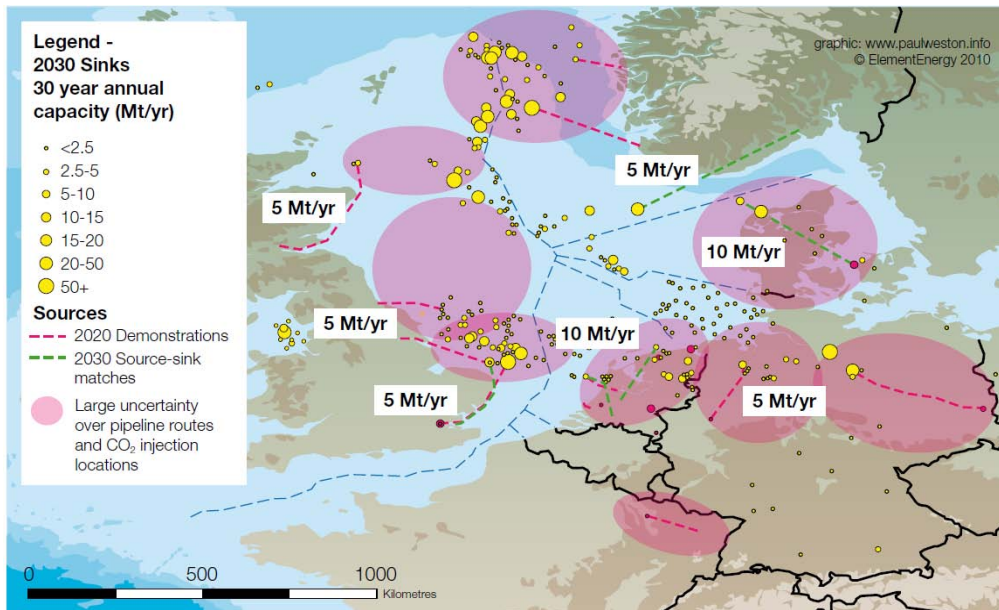
Aktuelle utslippskilder for fangst av CO₂ fra Norge er gasskraftverkene på Mongstad og Kårstø, og utslipp fra industri. Lagring kan også bli aktuelt fra gassfelt med høyt CO₂ innhold, i tillegg til Sleipner og Snøhvit. Fra Tyskland, Nederland og Storbritannia er det i hovedsak CO₂ fra kullkraftverk og kraftkrevende industri som er aktuelt med lagring under havbunnen.

CCS (Carbon Capture and Storage) i landene rundt Nordsjøen kan spille en viktig rolle i Europas CO₂-reduksjon i 2030 med over 270 MT CO₂ fanget per år. Energi- og klimapolitikken i Europa er avgjørende drivere for behov og muligheter for lagringsplasser.

12.1.1 2030 - Medium scenario

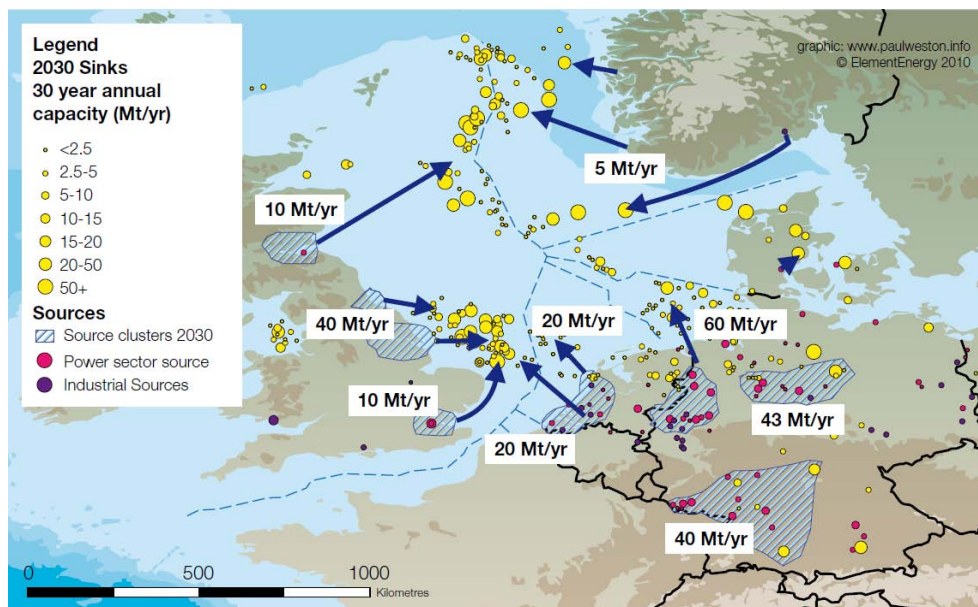
Dette scenarioet kombinerer moderate drivere for CCS med restriksjoner på transport av CO₂ over landegrensene. Her legges det til rette for lagring av CO₂ på land i Tyskland og Nederland. Dette scenarioet reflekterer en framtid med begrensede muligheter for lagring av CO₂ og kun med enkel punkt-til-punkt infrastruktur. Lite transport av CO₂ fra kontinentet til Nordsjøen er aktuelt.

¹² For en mer detaljert oversikt over de to konvensjonene, se Klimakurs rapport om internasjonale rammevilkår.



Figur 75. 2030 Medium scenario CO₂-injeksjon

12.1.2 2030 - Høyt scenario



Figur 76. 2030 Høyt scenario CO₂-injeksjon

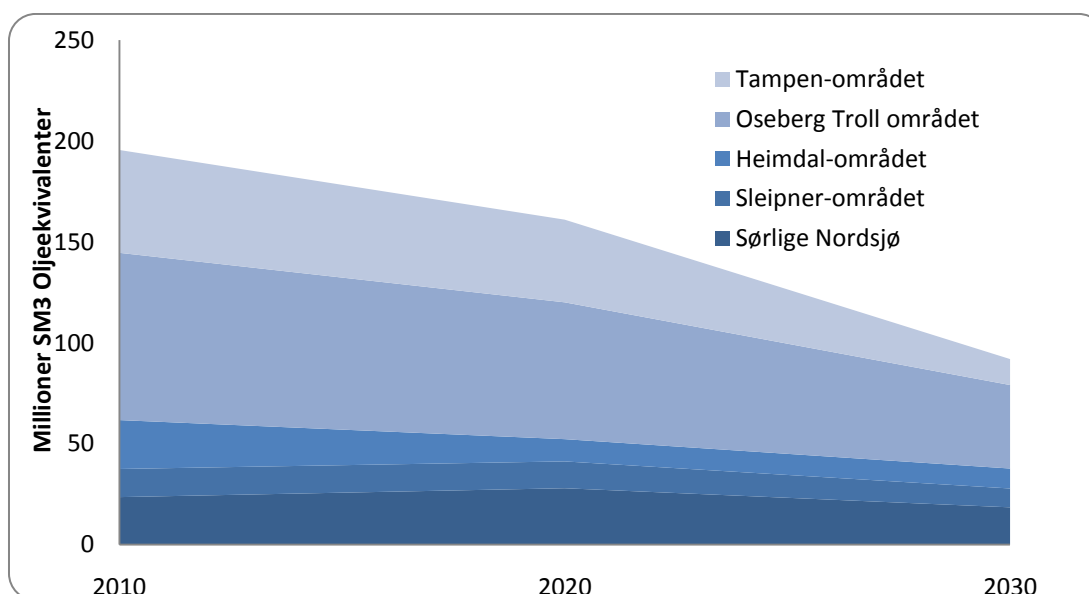
Høyt scenario (Figur 76) er karakterisert ved en høy CCS aktivitet og få restriksjoner for transport og lagring. 60 prosent av fanget CO₂ må lagres under Nordsjøen. Det er her også antatt en betydelig lagring på land i Tyskland.

CO₂ kan transporteres gjennom rørledninger eller med skip til egnet lokasjon for permanent lagring. Hvilket alternativ som er best, avhenger av mengden CO₂ som skal transporteres, avstanden mellom kilde og lager, og hvor lenge CO₂-transport er aktuelt fra den enkelte kilde. Mindre mengder, lange avstander og/eller behov for CO₂-transport over en kortere periode favoriserer skipstransport, mens rørtransport er aktuelt for større mengder og kilder med fangst av CO₂ over mange år.

13 RINGVIRKNINGER AV PETROLEUMSVIRKSOMHET I NORDSJØEN

Nordsjøen har til nå vært lokomotivet i norsk petroleumproduksjon, og etter nær 50 år er Nordsjøen i dag regnet for å være et modent petroleumsområde. I dette kapittelet oppsummeres kort antatte nærings-, skatt- og sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. For ytterligere informasjon vises til egen delutredning utført av Menon (MENON, 2011).

Oljedirektoratets prognoser indikerer at den årlige petroleumproduksjonen i Nordsjøen vil falle fra 1,2 milliarder fat i 2010 til rundt 1 milliard fat i 2020, og deretter ned til rundt 600 millioner fat i 2030.



Figur 77. Dagens produksjon i Nordsjøen målt i Sm³ o.e., samt prognoser for 2020 og 2030

Til tross for fallende produksjon ventes det imidlertid økning i driftskostnadene på i overkant av 10 prosent fram mot 2020. Dette indikerer at utvinning av den siste utvinnbare oljen ventes å bli mer kostbar enn den første produksjonen på feltene. I Nordsjøen er infrastrukturen godt utbygd. Ny teknologi for økt utvinning fra eksisterende felt, og tilknytning av nærliggende felt til eksisterende innretninger har forlenget levetiden til innretningene i Nordsjøen betydelig. Kostnadene til vedlikehold og modifikasjon har imidlertid økt betraktelig de senere år. I tilknytning til de produksjonstall som er vist i figuren ovenfor, har Oljedirektoratet også beregnet antatte framtidige drifts- og investeringskostnader. Disse er vist i Tabell 23.

Tabell 23. Anslag for drift- og investeringskostnader for Nordsjøen i 2010, 2020 og 2030 (mrd. kroner)

	2010	2020	2030
Drift	60	68	45
Investeringer	71	75	41

Endringer i petroleumaktiviteten i Nordsjøen påvirker sysselsettingen hos operatørene, oljeleverandørene og øvrige næringer, og vil få betydning for regional fordeling av sysselsettings-effekten knyttet til drift og investeringer.

13.1 Sysselsettingseffekt hos operatørene

I 2009 var det rundt 22 000 ansatte i operatørselskap i Norge (Menon og Iris, 2010)¹³. Til sammen ble det utvunnet 2,3 milliarder fat på norsk sokkel i 2009. Det ble altså utvunnet i overkant av 100 000 fat olje per sysselsatt. Om vi antar en lineær sammenheng mellom utvinning og sysselsetting hos operatørene, finner vi at petroleumsvirksomheten i Nordsjøen bidro med nær 18 000 ansatte hos operatørene. Sysselsettingen i 2020 og 2030 beregnes til henholdsvis 15 300 og 8 800. Sysselsettingen antas å bli redusert i tråd med avtakende produksjon.

I 2010 har Rogaland og Hordaland hatt rundt 7 000 og 4 000 av operatørenes sysselsatte knyttet til utvinning i Nordsjøen. Dersom vi den fylkesvise fordelingen av operatøransatte med ansvar for Nordsjøen er konstant fram mot 2030, vil antall sysselsatte i Rogaland og Hordaland knyttet til operatørens sysselsatte synke til henholdsvis 3 500 og 2 000 i 2030.

13.2 Sysselsettingseffekt hos oljeleverandører og øvrige næringer

Beregninger av sysselsettingseffekt hos oljeleverandørene og øvrige næringer skiller mellom effektene knyttet til drift og investeringer. Bakgrunnen for dette er at kjøp av varer og tjenester i forbindelse med drift av feltene i Nordsjøen i mindre grad skiller seg fra kjøp av varer og tjenester fra norsk sokkel som helhet. Fordi Nordsjøen allerede har en godt utbygget infrastruktur for utvinning og transport blir det antatt at investeringer i Nordsjøen skiller seg vesentlig fra investeringer knyttet til utvikling i mindre modne områder. Mens det i mindre modne områder vil være investeringer knyttet til nye innretninger, vil det i Nordsjøen først og fremst være investeringer knyttet til modifikasjon av eksisterende innretninger, blant annet ved å tilknytte nye felt til eksisterende innretninger. Beregninger av sysselsettingseffekt som følge av kjøp til drift antar en importandel på om lag 30 prosent. Sysselsettingseffekten er videre basert på Statistisk sentralbyrås næringsbaserte kryssløpstabell, der forholdet mellom omsetning og sysselsetting vil være ulike for de aktuelle næringene som tilbyr varer og tjenester knyttet til drift.

Total sysselsettingseffekt hos oljeleverandører og øvrig næringsliv som følge av kjøp i forbindelse med driften i Nordsjøen i 2010, er beregnet til å være rundt 37 500 sysselsatte. Med utgangspunkt i Oljedirektoratets anslag for driftskostnader i 2020 og 2030 vil den totale sysselsettingseffekten være henholdsvis omlag 40 000 i 2020 og i underkant av 30 000 i 2030.

Rogaland, Hordaland, Møre og Romsdal, Oslo og Akershus er de fylkene som blir mest berørt av endringer i kjøp knyttet til drift. Sysselsettingseffekter knyttet til investering vil tematisk rette seg mot andre aktører enn de aktører som blir berørt av kjøp i forbindelse med drift. Videre vil også investeringer knyttet til Nordsjøen skille seg fra investeringer knyttet til investeringer i mindre modne områder. Basert på Oljedirektoratets anslag for investeringer og egne studier har Menon/IRIS kanalisert sysselsettingseffektene av investeringene til ulike segmenter av leverandørindustrien.

Resultatene av beregningene viser at investeringer knyttet til Nordsjøen la grunnlag for i overkant av 55 000 sysselsatte i 2010 og at denne effekten trolig vil være stabil fram mot 2020, for deretter å falle til om lag 30 000 i 2030. Den investeringsrelaterte sysselsettingen vil ikke øke fra 2010-2020 til tross for at totale investeringer øker noe. Bakgrunnen for dette er at

¹³ Menon og Iris (2010): Ære være. Leverandørindustriens bidrag til verdiskaping på norsk sokkel

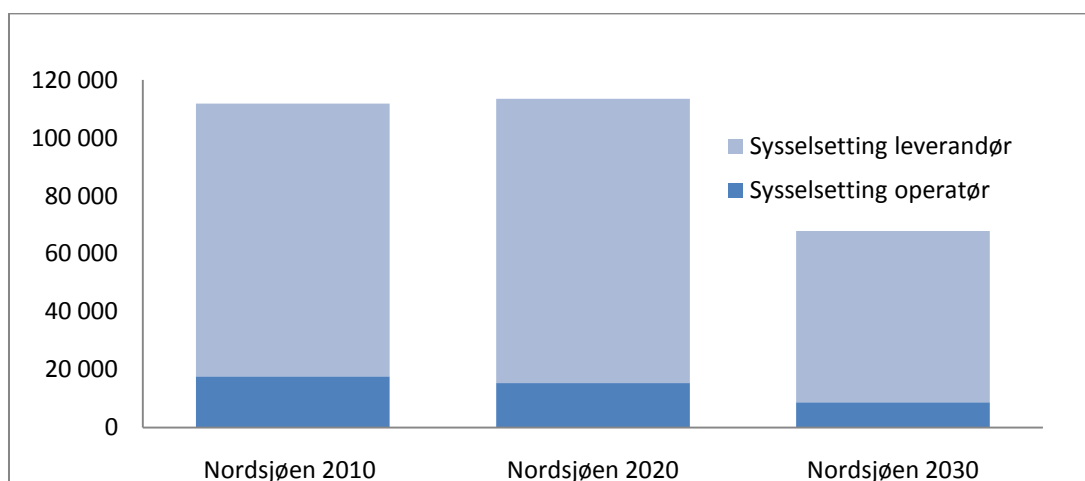
det i perioden skjer en viss vridning fra arbeidsintensivt vedlikehold og modifikasjon til mer til mer kapitalintensive subsea-innretninger. Rogaland, Hordaland, Sør-Trøndelag og Oslo/Akershus er de fylkene som blir mest berørt av investeringsaktiviteten i Nordsjøen.

13.3 Sysselsettingseffekt av økt konsum.

Sysselsettingseffekten av økt konsum som følge av at ansatte i olje- og gassindustrien bruker sine arbeidsinntekter på innenlandsk produserte varer og tjenester er ikke beregnet. Bakgrunnen for dette er at det i Norge er tilnærmet full sysselsetting. En reduksjon i petroleumsproduksjonen vil derfor trolig ikke medføre arbeidsledighet, og dermed reduksjon i kjøpekraften, ettersom leverandørene vil tilpasse seg lavere etterspørsel ved å vri sin produksjon mot andre deler av sokkelen eller utenlandske markeder

13.4 Total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen

Figur 78 viser total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen 2010, 2020 og 2030.



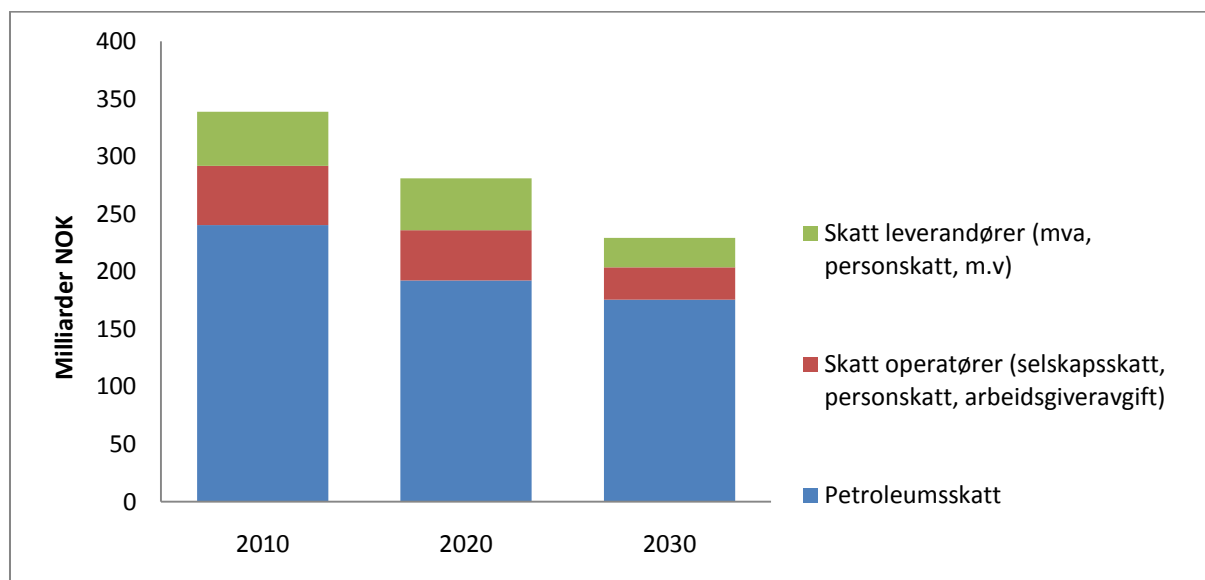
Figur 78. Total sysselsettingseffekt som følge av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Kilde: Menon og Iris (2011)

Total sysselsetting relatert til petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er om lag 120 000 sysselsatte i 2010. Dette tallet er ventet å øke marginalt fram mot 2020, for deretter å falle til et nivå på rundt 60 000 i 2030. Sysselsettingen vil ligge relativt stabilt i perioden 2010 til 2020, til tross for at produksjonen er fallende. Bakgrunnen for dette er at investeringskostnader er ventet å øke fra rundt 70 til rundt 75 milliarder i perioden 2010-2020, og at driftskostnadene for feltene i Nordsjøen ventes å øke til tross for fallende produksjon. Årsaken til dette er blant annet at det er mer krevende å utvinne de siste enn de første petroleumsressursene i et felt. Ved utvinning av de siste ressursene må det blant annet gjennomføres nye seismisk innsamling for å identifisere potensielle lommer, bore nye brønner, foreta injeksjoner mv. Alle disse funksjonene krever arbeidskraft, og sysselsettingseffekten av operasjon av modne felt er derfor ventet å være høyere enn sysselsettingseffekten av mindre modne felt. Samtidig som disse faktorene taler for at sysselsettingseffekten av hvert utvunnet fat øker jo mer modne feltene er, taler effektivisering for at sysselsettingseffekten blir lavere framover enn i dag. Fallet i sysselsetting kan derfor være større enn figuren over viser.

Fall i sysselsettingen som følge av redusert aktivitet i Nordsjøen kan motvirkes av økt produksjon i Norskehavet og Barentshavet, Videre kan vridning av leverandørindustriens produksjon mot internasjonal virksomhet eller andre nasjonale næringer også bidra til å motvirke fallet i sysselsettingen. Store deler av leverandørindustrien vil på grunn av et særnorsk høyt lønnsnivå ikke ha konkurransevne utenfor Norge. Muligheter for internasjonalisering er derfor avhengig av hvorvidt produksjonen er kunnskapsintensiv. Ettersom prisen på høyt utdannet og kvalifisert arbeidskraft i Norge er relativt rimelig sammenlignet med tilsvarende arbeidskraft i andre land, vil segmenter som seismikk, boring- og brønn, IKT og rederivirksomhet trolig klare å opprettholde konkurransevne og sysselsetting i tiden framover. Samtidig vil segmenter hvor spesialiseringsnivået er lavere, som i deler av verfts- og vedlikeholdsmarkedet, oppleve at norsk arbeidskraft i økende grad blir erstattet av arbeidskraft fra lavkostland.

13.5 Beregninger av effekt på offentlig inntekter som følge av drift og investeringer i petroleumsnæringen.

Staten har i dag betydelige inntekter fra petroleumsvirksomheten; skatt og avgifter og gjennom direkte økonomisk eierskap i feltene (SDØE). Statens samlede inntekter fra petroleumproduksjon i Nordsjøen, er beregnet som vist i Figur 79.



Figur 79. Statens inntekter knyttet til utvinning av petroleum i Nordsjøen. Kilde: Menon og Iris (2011)

Som det går fram av figuren er offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen beregnet til om lag 340 milliarder i 2010, rundt 300 milliarder i 2020 og nær 250 milliarder i 2030. Det understrekes at det er sterk usikkerhet knyttet til mulige framtidige offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten. Endringer i oljeprisen kan bidra til å dempe fallet eller gjøre det enda brattere.

14 KUNNSKAPSSTATUS – OG BEHOV

Nedenfor er forskningsbehov som har kommet fram i arbeidet satt opp. Opplistingen er IKKE en prioritert liste.

Biologiske effekter av utslipp av produsert vann. Overvåkingen har til nå fokusert på lavmolekylære PAH-er og alkylfenoler, men en rekke andre stoffer i utslippet (for eksempel organiske syrer og ikke-karakteriserte aromatiske forbindelser) bør etter hvert også undersøkes.

Overvåkingen utføres slik at effekter av utslipp fra petroleumsvirksomhet kan etterprøves. Disse overvåkingsaktivitetene og analysene bør også inkludere sjømat. Det er en rekke andre hydrokarboner som er kreftfremkallende for mennesker, enn de som man analyserer for miljøovervåking.

Den vitenskapelige dokumentasjonen av eventuelle langtidsvirkninger av petroleumsvirksomheten på fiskeressurser må betegnes som mangelfull. Utvidelsen av offshorevirksomheten til å omfatte dypere havområder, arktiske områder og områder nær sårbare kystområder gjør at det blir særlig viktig å identifisere og oppfylle kunnskapsbehov for langtidseffekter av utslipp fra virksomheten. (Forskningsrådet, 2010)

Institutt for energiteknikk har utført en rekke forsøk for å måle radioaktivitet i forbindelse med produsert vann, både bakgrunnsverdier og effekter på en rekke organismer. Forsøkene viser små eller ingen målbare effekter både på opptak og biologiske effekter, men det ble funnet at tilstedeværelsen av "scale inhibitor" økte tilgjengeligheten til radium biologisk. (Forskningsrådet, 2010)

I det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (Fisken og Havet 2010) omtales kunnskapsbehovet for miljøkonsekvenser og miljørisiko som følger: *"Det har foregått en utvikling av metoder for å vurdere miljøkonsekvenser og miljørisiko knyttet til forurensningsulykker, men det er fortsatt behov for videreutvikling og forbedringer"*. Det ble spesifikt pekt på behovet for å forbedre metodene for analyse av de miljømessige konsekvensene av akutt forurensing, herunder en vurdering av hvordan skade beregnes for henholdsvis fisk, sjøfugl og marine pattedyr. Det ble også påpekt behov for fortsatt metodeutvikling innen hvordan miljørisiko beregnes.

Hovedfokus innen forskning på effekter av oljeforurensning har til nå vært på individuelle effekter. Dette gjelder spesielt for effekter på fisk og andre vannlevende organismer. Det er tidligere blitt etterspurt effektstudier på mer økologisk relevante organismer for norskekysten. Forskning innen dette feltet har tatt seg betraktelig opp. I forhold til miljøeffekter i Nordsjøen er det behov for mer kunnskap om effekter på økologiske nøkkelarter og hvordan akutt oljeforurensning påvirker disse. Viktige arter som det er lite kunnskap om med hensyn til oljeeffekter, er fisk som lever like i og over sedimentet som tobis og kaldtvannskoraller.

Det er behov for mer kunnskap om hvordan dette påvirker økosystemet i Nordsjøen. Det er gjennomført en del forskning for å ekstrapolere individeffekter til populasjonseffekter og effekter på økosystem. Det er imidlertid fortsatt et stort behov for mer kunnskap om effekter på økosystem og populasjoner. Dette gjelder både mer kunnskap om økosysteminteraksjoner ved skade på viktige ledd i økosystemet og mer kunnskap om hvordan dette kan uttrykkes i matematiske miljørisikomodeller.

Tabell 24 nedenfor viser relevante forskningsprosjekt fra Forskningsrådets programmer. I tillegg finansierer oljeindustrien forskningsprosjekter innen temaet og forskningsinstituttene har egne instituttprogram slik som Havforskningsinstituttets program innen olje og fisk. Dersom det opprettes et eget forskningsprogram innen temaet miljørisiko og oljeutslipp hvor oljeindustrien, forskningsinstitutt, rådgivende konsulenter og myndigheter samarbeider, vil dette kunne føre til en mer målrettet utvikling av miljørisikoanalyser som et verktøy innen predikasjon av miljøeffekter og styring av miljørisiko.

Tabell 24. Forskningsprogrammer Norges forskningsråd

Forskningsprosjekt	Program	Institutt
AMPERA - Ecological Risk Assessment Information Data-mining and Comparison - ERA-Net	Havet og kysten	IRIS
AMPERA - Toxicity profiling of the major EU transported HNS and oil types (TOXPROF) - ERA - NET	Havet og kysten	NIVA
AMPERA- IMPLEMENTATION OF RISK ASSESSMENT METHODOLOGIES FOR OIL AND CHEMICAL SPILLS THE EUROPEAN MARINE ENVIRONMENT (RAMOCS) - ERA - NET	Havet og kysten	NIVA
Effects of oil compounds and persistent organic pollution (POP) on the phospholipid composition and membrane fluidity in Atlantic cod.	Havet og kysten	Havforskningsinstituttet
Study of the long-term effects on Atlantic Herring (<i>Clupea harengus</i>) exposed to an oil-polluted <i>Calanus finmarchicus</i> diet.	Havet og kysten	Havforskningsinstituttet
The possible role of zooplankton in modulating ecosystem effects of acute oil spills in the Norwegian and Barents Seas.	Havet og kysten	Universitetet i Oslo
Toxicity of acute oil discharges to cod larvae - Relative contribution of oil droplets, water soluble fraction, and photosensitization	Havet og kysten	SINTEF
Pollution Risk and Impact Analysis for the Barents Sea Ecosystem	Havet og kysten	Havforskningsinstituttet
Long term effects on Arctic ecosystem from accidental discharges	Havet og kysten	IRIS
Long-term Effects of Oil accidents on the pelagic ecosystem of the Norwegian and Barents Seas.	Havet og kysten	Universitetet i Oslo

Forkortelser

ALARP	As Low As Reasonably Practicable; prinsipp som benyttes ved vurdering av risikoreduserende tiltak. Sannsynligheten for miljøskade er i et ALARP-område når sannsynligheten er mer enn halvparten av akseptkriteriet.
BAT	Best tilgjengelige teknikker
CCS	Carbon Capture and Storage
DN	Direktoratet for naturforvaltning
DREAM	Dose related Risk and Effect Assessment Model
EIF	Environmental Impact Factor
EW	Environment Web
FDir	Fiskeridirektoratet
HFNH	Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet
HFB	Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet og Lofoten
HI	Havforskningsinstituttet
IRIS	International Research Institute of Stavanger
HPHT	High Pressure High Temperature
KDir	Kystverket
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet
NFR	Norges Forskningsråd
NIFES	Nasjonalt institutt for ernærings- og sjømat forskning
nmVOC	non-methane Volatile Organic Compound
NOFO	Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
NPD	Naftalener, phenantrener og dibenzothiofener (aromatiske forbindelser)
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OD	Oljedirektoratet
o.e.	oljeekvivalenter
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Oslo-Paris-kommisjonen
PAD	Plan for anlegg og drift
PAH	Poly aromatiske hydrokarboner
PUD	Plan for utbygging og drift
Ptil	Petroleumstilsynet
RKU	Regional konsekvensutredning
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
RNNP	Utvikling i risikonivå – norsk sokkel
SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
SSB	Statistisk sentralbyrå
SVO	Spesielt verdifulle områder
THCD	Total dsipergert hydrokarboner i vannmassene, både løst og partikulært
VØK	Verdifull økologisk komponent

Referanser

- Asplan Viak. (2011). *Samfunnsmessige konsekvenser av akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten.*
- ConocoPhillips. (2010). *Plan for Utbygging og drift Eldfisk II, Videreutvikling av Eldfiskfeltet.*
- ConocoPhillips. (2011). *Plan for utbygging og drift, Ekofisk Sør. Videreutvikling av Ekofiskfeltet, del 2. Konsekvensutredning.*
- Det norske oljeselskap ASA. (2011). *Miljørisiko- og beredkapsanalyse for letebrønn 3/4-2S-Ulvetanna.*
- DNV. (2011). *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak - Oljedrift.*
- DNVb. (2011). *Forvaltningsplan Nordsjøen og Skagerrak, Fisker og Havbruk.*
- DNVc. (2011). *Konsekvenser av akutt utslipp/utslipp.* DNV.
- Environment Web. (2010). EW.
- Esso Norge AS. (2005). *Miljørisikoanalyse for leteboring i kogge.*
- Forskningsrådet. (2010). *Bruk Forskningen.*
- G.Einang. (2006). *Masteroppgave.*
- Havforskningsinstituttet. (2010). *Havforskning 2010.*
- Hydro. (2007). *Søknad om leteboring av letebrønn 11/5-1 (PL 317) etter Forurensningsloven.*
- Klif. (2009). *Avvikling av utrangerte offshore innstallasjoner.* Klif.
- Klif. (2010). *Petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp.*
- Lundin Norge. (2010). *Miljørisikoanalyse og gap-analyse beredskap for letebrønn 3/8 Barchan i PL 400 i Nordsjøen.*
- Menon. (2011). *Nærings- og skattevirkninger av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.*
- MENON. (2011). *Nærings- og skattevirkninger av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.*
- NILU, NINA og NIVA. (2006). *"Regulære utslipp tilluft - konsekvenser", utført av NILU, NIVA og NINA.* OLF.
- NINA. (2011). *Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl.*
- NVE. (2010). *Havvind - Forslag til utredningsområder.*
- OLF. (2007). *Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA) - revisjon 2007.*
- OLF. (2006). *Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen.*
- OLF. (2006 november). *Retningslinjer for beregning av utblåsningsrater- og varigheter til bruk ved analyse av miljørisiko.*
- Oljedirektoratet. (2010). *Miljøteknologi.*
- Proactima/Petroleumstilsynet. (2011). *Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030.*
- Ptil. (2011). *Ptil, Preventor & Safetec i rapporten "Risikonivå i Petroleumsvirksomheten – Akutte utslipp" (RNNP-AU) (Ptil, Preventor & Safetec 2010a).* .
- SINTEF. (2011). *Helhetlig Forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak, Oljevern.*
- Statoil ASA. (2006). *Miljørettet risikoanalyse for utbygging og drift av Gjøa.*
- Strålevern, S. (2005). *Strålevernrapporten 2005-2.*
- Talisman, Revus og Pertra. (2006). *Plan og utbygging for Yme feltet. Del 2. Konsekvensutredning.*

Back, S.S., H. Skov & W. Piper 2010. Acoustic monitoring of marine mammals around offshore platforms in the North Sea and assessment of noise from drilling activities. SPE conference: SPE paper 126651.

Balk L, Hylland K, Hansson T, Berntssen MHG, Beyer J, Jonsson G, Melbye A, Grung M, Torstensen BE, Borseth JF, Skarphedinsdottir H, Klungsoyr J. Biomarkers in Natural Fish

Populations Indicate Adverse Biological Effects of Offshore Oil Production. PLOS ONE, 6(5):1-10. Article no e19735.

Carls MG, Holland L, Larsen M, Collier TK, Scholz NL, Incardona JP. 2008. Fish embryos are damaged by dissolved PAHs, not oil particles. *Aquatic Toxicology*. 88: 121-127.

Erbe, C. and D.M. Farmer. 2000. A software model to estimate zones of impact on marine mammals around anthropogenic noise. *Journal of the Acoustical Society of America*. 108(3): 1327-1331.

Bohne-Kjersem, A., Skadsheim, A., Goksøyr, A., Grøsvik, B.E. 2009. Candidate biomarker discovery in plasma of juvenile cod (*Gadus morhua*) exposed to crude North Sea oil, alkyl phenols and polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). *Marine Environmental Research*. 68 (5): 268-277.

Bohne-Kjersem A, Bache N, Meier S, Nyhammer G, Roepstorff P, Goksøyr A, Grøsvik BE. 2010. Biomarker candidate discovery in Atlantic cod (*Gadus morhua*) continuously exposed to North Sea produced water from egg to fry. *Aquatic Toxicology*, 96:280-289.

Booth, A.M., Scarlett, A., Rowland, S.J. 2008. Petroleum-derived aromatic hydrocarbon unresolved complex mixtures (UCMs): Revealing an unseen environmental problem. Presentation at 2nd Norwegian Environmental Symposium, April 2nd-4th 2008, Trondheim, Norway.

Booth, A.M., Sutton, P.A., Lewis, C.A., Lewis, A.C., Scarlett, A., Chau, W., Widdows, J., Rowland, S.J. 2007. Unresolved complex mixtures of aromatic hydrocarbons: Thousands of overlooked persistent, bioaccumulative, and toxic contaminants in mussels. *Environmental Science Technology*. 41 (2): 457-464.

Donkin, P., Smith, E.L. Rowland, S. J. 2003. Toxic effects of unresolved complex mixtures of aromatic hydrocarbons accumulated by mussels, *Mytilus edulis*, from contaminated field sites. *Environmental Science and Technology*. 37 (21): 4825-4830.

Gray, M.A., Metcalfe, C.D. 1997. Induction of testis-ova in Japanese medaka (*Oryzias latipes*) exposed to *p*-nonylphenol. *Environmental Toxicology and Chemistry*. 16 (5): 1082-1086.

Grøsvik BE, Meier S, Westrheim K, Skarphéðinsdóttir H, Liewenborg B, Balk L, Klungsøyr J. 2007. Condition monitoring in the water column 2005: Oil hydrocarbons in fish from Norwegian waters. IMR Report No. 2-2007. pp 33

Grøsvik BE, Meier S, Liewenborg B, Nesje G, Westrheim K, Fonn M, Kjesbu OS, Skarphéðinsdóttir H, Klungsøyr J. 2009. Condition monitoring in the water column 2008: Oil hydrocarbons in fish from Norwegian waters. IMR Report No 2-2009. pp 61

Hasselberg, L., Meier, S., Svardal, A. 2004. Effects of alkylphenols on redox status in first spawning Atlantic cod (*Gadus morhua*). *Aquatic Toxicology*. 69 (1): 95-105.

Holth, T.F., Beylich, B.A., Skarphéðinsdóttir, H., Liewenborg, B., Grung, M., Hylland, K. 2009. Genotoxicity of environmentally relevant concentrations of water-soluble oil components in cod (*Gadus morhua*). *Environmental Science Technology*. 43 (9): 3329-3334

Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet. Desember 2008.

Meier, S., Andersen, T.C., Lind-Larsen, K., Svoldal, A., Holmsen, H., 2007b. Effects of alkylphenols on glycerophospholipids and cholesterol in liver and brain from female Atlantic cod (*Gadus morhua*). *Comparative Biochemistry and Physiology part C: Toxicology & Pharmacology*. 145 (3): 420-430.

Meier, S., Andersen, T.E., Norberg, B., Thorsen, A., Taranger, G.L., Kjesbu, O.S., Dale, R., Morton, H.C., Klungsøyr, J., Svoldal, A., 2007a. Effects of alkylphenols on the reproductive system of Atlantic cod (*Gadus morhua*). *Aquatic Toxicology*. 81 (2): 207-218.

Meier, S., T.E. Andersen, L. Hasselberg, O.S. Kjesbu, J. Klungsøyr, A. Svoldal. 2001. Hormonal effects of C4-C7 alkylphenols on cod (*Gadus morhua*). Havforskningsinstituttet.

Meier S, Morton HC, Nyhammer G, Grøsvik BE, Makhotin V, Geffen A, Boitsov S, Kvestad KA, Böhne-Kjersem A, Goksøyr A, Folkvord A, Klungsøyr J, Svoldal A. 2010. Development of Atlantic cod (*Gadus morhua*) exposed to produced water during early life stages. Effects on embryos, larvae, and juvenile fish. *Marine Environmental Research*. 70:383-394

Myhre, L. P., G. Henriksen, G. Kjeilen-Eilersten, A. Skadsheim, Ø.F. Tvedten. 2006. RKU Nordsjøen - Konsekvenser av regulære utslipp. Rapport IRIS- 2006/112 ISBN: 82-490-0450-7. 99 pp.

OSPAR Recommendation 2005/2 on Environmental Goals for the Discharge by the Offshore Industry of Chemicals that Are, or Contain Added Substances, Listed in the OSPAR 2004 List of Chemicals for Priority Action.

Richardson, J.W., Greene, Jr., C.R., Malme, C.I., and Thomson, D.H. 1995. *Marine mammals and noise* (Academic, San Diego).

Sundt RC, Brooks S, Grøsvik BE, Pampanin DM, Farmen E, Harman C, Meier S. 2011. Water column monitoring of offshore produced water discharges. Compilation of previous experience and suggestions for future survey design. IRIS Prosjekt nr 7911854 (Utkast).



Utførende institusjon Oljedirektoratet	
---	--

Oppdragstakers prosjektansvarlig Bente Jarandsen	Kontaktperson i Klima- og forurensningsdirektoratet	TA-nummer 2828/2011
	Marianne Kroglund	

	År 2011	Sidetall 146	
--	------------	-----------------	--

Utgiver Klima- og forurensningsdirektoratet
--

Forfatter(e) Oljedirektoratet v/ Bente Jarandsen og Tor Fadnes
Tittel - norsk og engelsk Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak: Sektorutredning for petroleumsvirksomhet Integrated Management Plan for the North Sea and Skagerrak The Sector for Petroleum activities
Sammendrag – summary Rapporten gir en oppsummering av petroleumsvirksomhet og dens aktiviteter i 2010 og 2030. Den beskriver utslipp med tilhørende miljøkonsekvenser. This report is an analysis of consequences for the petroleum sector that will be used in the integrated management plan for the North Sea and Skagerrak

4 emneord Petroleum, utslipp, miljøkonsekvenser, forvaltningsplan	4 subject words Petroleum, discharges, impact, management plan
---	---