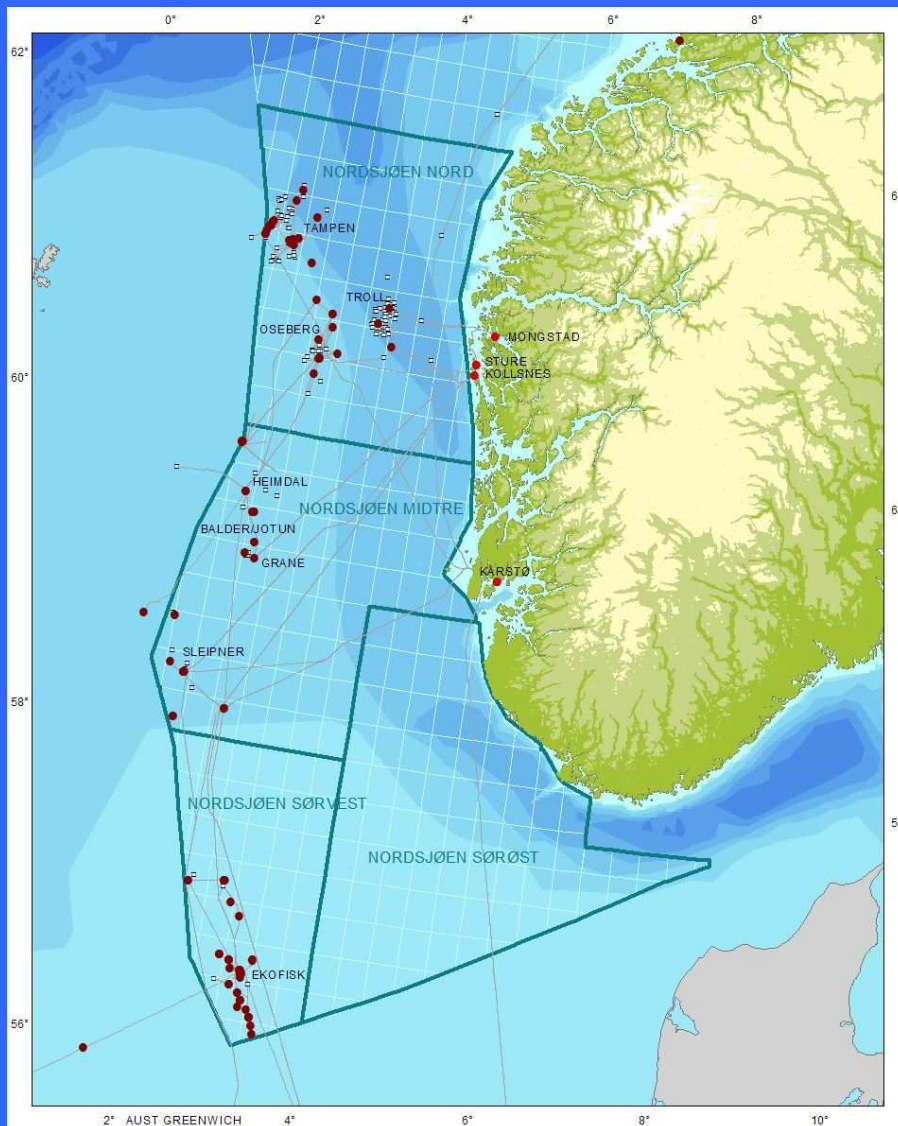


# RKU-Nordsjøen

Oppdatering av regional konsekvensutredning for  
petroleumsvirksomhet i Nordsjøen



Desember 2006



# **RKU-Nordsjøen**

**Oppdatering av regional konsekvensutredning for  
petroleumsvirksomhet i Nordsjøen**

**Sammenstillingsrapport**

**Desember 2006**



## Forord

Nordsjøen er vår eldste petroleumsregion, med produksjon gjennom mer enn 30 år. Området vurderes på mange måter som en moden oljeprovins, og det forventes ikke mange nye store funn. Det forventes imidlertid flere mindre nye funn og realisering av tidligere funn, samt videre produksjon fra eksisterende felt over mange tiår fremover. Nye utbygginger forventes å i stor grad utnytte eksisterende infrastruktur. Noen felt er allerede avvirket, og flere vil følge. I Nordsjøen vil en derfor forvente et høyt nivå av petroleumsaktivitet også i fremtiden, og denne aktiviteten vil omfatte alle faser av petroleumsvirksomhet (seismikk, boring, utbygging, produksjon, avvikling).

For å få et riktig bilde av konsekvensene, og en mest mulig rasjonell utredningsprosess, er det behov for å se petroleumsvirksomheten i større områder i sammenheng. Dette har en forsøkt å oppnå gjennom utarbeidelse av regionale konsekvensutredninger (RKU), basert på en gruppering av aktiviteten på sokkelen i større områder (regioner). En slik regional utredning for Nordsjøen ble lagt frem og sluttbehandlet av Olje- og energi-departementet i 1999 (RKU Nordsjøen 1999).

Forutsetningene for RKU-Nordsjøen 1999 ble etablert i 1997/98. Siden den gang har aktivitetsnivået på denne delen av sokkelen blitt endret. Dessuten har det skjedd betydelige endringer hva gjelder miljøteknologi og utslipp fra virksomheten. I tillegg til enkelte nye funn, er nye utbyggingsprosjekter kommet til, utslippsprognosene er endret og kunnskapsgrunnlaget innen flere områder er betydelig forbedret. På den bakgrunn har en sett behov for å oppdatere konsekvensutredningen fra 1999.

Sent i 2004 ble det derfor satt i gang en prosess med å oppdatere RKU-Nordsjøen. Et

forslag til utredningsprogram ble lagt frem for høring i juni 2005, og det ble mottatt kommentarer og innspill fra en rekke interessenter og myndigheter. Endelig utredningsprogram ble fastsatt i januar 2006. Basert på dette er det gjennomført 13 faglige delutredninger, og foreliggende sammenfatningsrapport er utarbeidet.

Arbeidet med oppdatering av RKU-Nordsjøen har vært organisert gjennom Oljeindustriens landsforening (OLF). Statoil har som største operatør i området ivaretatt ledelse og sekretariat for prosjektet.

En prosjektgruppe med medlemmer fra enkelte av selskapene i OLF har hatt ansvar for den daglige fremdriften. Denne gruppen har bestått av:

- Jostein Nordland, leder (Statoil)
- Tone Roald (Hydro)
- Gro Alice Gingstad (ConocoPhillips)
- Jan Erik Jensen / Geir Indrebø (ExxonMobil)

Fagutredninger og arbeidet med sammenstillingsrapporten er koordinert av Steinar Nesse (DNV Energy).

Som grunnlag for oppdateringen av RKU-Nordsjøen ligger et betydelig omfang av data, hvor spesielt prognosegrunnlag basert på selskapenes innrapportering til RNB 2006 er helt sentralt. Dette datamaterialet er bearbeidet og stilt til rådighet av Oljedirektoratet, ved Eric Mathiesen. Det rettes en stor takk til ham og alle andre hos myndigheter, organisasjoner, og utøvende konsultentselskaper, for bidrag og kommentarer til arbeidet med oppdateringen av RKU-Nordsjøen.

Stavanger, desember 2006.



## Innholdsfortegnelse

<b>Forord .....</b>	<b>i</b>
<b>Innholdsfortegnelse.....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Sammendrag .....</b>	<b>1</b>
1.1 Prognoser for produksjon og utslipp	1
1.2 Miljøtekniske løsninger .....	3
1.3 Økosystembeskrivelse.....	3
1.4 Utslipp til luft.....	4
1.5 Planlagte utslipp til sjø.....	5
1.6 Uhellsutslipp .....	6
1.7 Andre miljøkonsekvenser .....	7
1.8 Økosystembetragtninger .....	7
1.9 Konsekvenser for fiskeri .....	8
1.10 Konsekvenser for kulturminner	9
1.11 Konsekvenser for samfunnet ..	9
<b>2 Innledning .....</b>	<b>11</b>
2.1. Bakgrunn og formål .....	11
2.2. Organisering, saksbehandling og tidsplan.....	11
2.3. Oversikt over utførte studier .....	12
2.4. Avgrensning av utredningsområdet	12
<b>3 Uttalelser til utredningsprogrammet .....</b>	<b>15</b>
<b>4 Oversikt over petroleums- virksomheten i området .....</b>	<b>17</b>
4.1. Innledning og kort beskrivelse av ressursgrunnlaget .....	17
4.2. Felt i produksjon .....	18
4.3. Felt under planlegging .....	28
4.4. Rørledninger i Nordsjøen.....	31
4.5. Eksisterende landterminaler.....	35
4.6. Forsyningsbaser.....	36
4.7. Seismiske undersøkelser og leteboring .....	37
4.8. Skipstrafikk assosiert med petroleumsvirksomheten .....	37
<b>5 Datagrunnlaget for utredningen .....</b>	<b>39</b>
5.1. Fremtidige utbygginger .....	39
5.2. Forutsetninger lagt til grunn for prognosene .....	40
5.3. Produksjonsprognoser .....	41
5.4. Investeringer og inntekter .....	43
5.5. Prognoser for utslipp til luft .....	43
5.6. Prognoser for utslipp til sjø.....	49
<b>6 Status for miljøtekniske løsninger, utslippsreducerende tiltak, og virkemidler .....</b>	<b>53</b>
6.1. Oversikt over miljøteknologiske løsninger.....	53
6.2. Miljøstatus på enkeltinstallasjoner	55
6.3. Oppfølging av internasjonale avtaler og direktiver .....	56
6.4. Fellestiltak.....	60
<b>7 Økosystembeskrivelse .....</b>	<b>63</b>
7.1. Om økosystemet i Nordsjøen.....	63
7.2. Fysiske forhold.....	64
7.3. Biologisk produksjon.....	67
7.4. Marin bunnfauna og plankton.....	69
7.5. Fiskeressurser.....	70
7.6. Marine pattedyr og oter.....	73
7.7. Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) og verneområder .....	76
7.8. Sjøfugl.....	78
7.9. Viktige kystnære sjøfuglområder..	83
7.10. Viktige sjøfuglområder i åpent hav .....	87
7.11. Strandområder .....	91
7.12. Vernede og foreslått vernede strandområder .....	95
<b>8. Konsekvenser av utslipp til luft.....</b>	<b>105</b>
8.1. Generell oversikt over konsekvenser	105
8.2. Dagens situasjon .....	106
8.3. Beregninger av bidrag til nitrogenavsetning.....	108
8.4. Bakkenært ozon .....	109
8.5. Forsuring.....	110
8.6. Overgjødsling.....	110
8.7. Avsetninger av nitrogen på havoverflaten .....	110
8.8. Avsetning av PAH .....	110
<b>9 Konsekvenser av planlagte utslipp til sjø .....</b>	<b>113</b>
9.1. Utslippskilder og utslippskomponenter.....	113
9.2. Utslipp fra boring og tilhørende konsekvenser.....	113
9.3. Utslipp av produsert vann .....	125
<b>10 Uhellsutslipp.....</b>	<b>145</b>
10.1. Kilder til akutte utslipp.....	145
10.2. Beskrivelse av oljetyper.....	150
10.3. Oljedrift .....	151
10.4. Miljøkonsekvenser .....	156

10.5	Konsekvenser på andre næringer etc.....	166	15.2	Nordsjøens andel av norsk petroleumsvirksomhet.....	221
10.6	Oljevernberedskap .....	167	15.3	Samfunnsmessig lønnsomhet	222
<b>11</b>	<b>Andre konsekvenser.....</b>	<b>173</b>	15.4	Nasjonale vare- og tjenesteleveranser .....	224
11.1	Fysiske inngrep og miljøkonsekvenser .....	173	15.5	Nasjonale sysselsettingsvirkninger .....	226
11.2	Avfall fra petroleumsvirksomheten offshore	176	15.6	Resultater fra etterprøvningsstudier.....	228
11.3	Skipstrafikk i Nordsjøen.....	180	<b>16</b>	<b>Nedstengning og avvikling .....</b>	<b>231</b>
11.4	Mulige miljøkonsekvenser .....	183	16.1	Oversikt over nedstengte innretninger .....	231
11.5	Miljøkonsekvenser av seismikk .....	184	16.2	Planer for nedstengning og fjerning .....	234
<b>12</b>	<b>Økosystembetraktninger .....</b>	<b>187</b>	16.3	Miljømessige konsekvenser	235
12.1	Innledning .....	187	<b>17</b>	<b>Miljøovervåking.....</b>	<b>237</b>
12.2	Økosystemeffekter .....	187	17.1	Sedimentovervåking .....	237
12.3	Påvirkning fra petroleumsvirksomheten .....	188	17.2	Vannsøyleovervåking .....	239
12.4	Andre påvirkningsfaktorer .....	191	17.3	Trender i overvåkingen.....	240
12.5	Konsekvenser på økosystemene i Nordsjøen .....	195	17.4	Statlig havovervåking.....	241
<b>13</b>	<b>Konsekvenser for fiskerinæringen</b>	<b>197</b>	17.5	Mulighet for samordning av overvåkingsoppgaver .....	243
13.1	Oversikt over fiskeriaktiviteten	197	<b>18.</b>	<b>FOU-virksomhet .....</b>	<b>245</b>
13.2	Arealbeslag/operasjonelle ulemper.....	208	18.1.	OG21 .....	245
13.3	Konsekvenser av seismiske undersøkelser .....	211	18.2.	Petromaks .....	245
13.4	Konsekvenser fra assosiert skipstrafikk.....	211	18.3.	Demo 2000 .....	246
<b>14</b>	<b>Kulturminner under vann.....</b>	<b>213</b>	18.4.	PROOF / Kysten og Havet .....	246
14.1	Lovverkets krav til ivaretagelse av kulturminner .....	213	18.5.	SEAPOP .....	246
14.2	Oversikt over kulturminner i området.....	215	18.6.	CO <sub>2</sub> /Klima.....	247
14.3	Potensial for nye funn.....	215	<b>VEDLEGG I. Behandling av kommentarer til Forslag til utredningsprogram datert juni 2005 .....</b>	<b>249</b>	
14.4	Konsekvenser knyttet til inngrep .....	217	<b>VEDLEGG II. Funn og prospekter...269</b>		
14.5	Kartlegging og avbøtende tiltak .....	218	Nordsjøen Sørøst.....	269	
<b>15</b>	<b>Samfunnsmessige virkninger ...</b>	<b>219</b>	Nordsjøen Sørvest.....	270	
15.1	Forutsetninger lagt til grunn for samfunnsøkonomiske beregninger	219	Nordsjøen Midtre .....	271	
			Nordsjøen Nord.....	273	



## 1 Sammendrag

En Regional konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen ble første gang ferdigstilt i 1999, i hovedsak basert på et datagrunnlag fra 1997/98. Siden den gang har det vært en betydelig endring både i petroleumsvirksomhetens aktivitetsomfang, miljøteknologi og prognoser for produksjon og utslipp til sjø og luft. Samtidig er kunnskapsnivået om effekter fra petroleumsvirksomheten betydelig bedret, gjennom forskning og miljøovervåking.

Arbeidet med oppdatering av RKU-Nordsjøen har vært organisert gjennom OLF. Et forslag til utredningsprogram ble lagt ut for høring i juni 2005. Det ble mottatt en rekke kommentarer og innspill, som er vurdert og forsøkt ivarettatt i arbeidet. En oversikt over høringsuttalelser, samt en vurdering av implementering av disse, er gitt i vedlegg 1. Basert på kommentarrunden fastsatte Olje- og energidepartementet utredningsprogrammet i januar 2006.

Tretten faglige delutredninger har blitt gjennomført av uavhengige konsultantselskaper og institutter. Disse danner det vesentligste faglige grunnlaget for oppdateringen.

RKU-prosessen har pågått i ca. 2 år frem til utsendelse av denne sammenstillingsrapporten for høring. Det forventes at hele oppdateringsprosessen avsluttes i løpet av våren 2007.

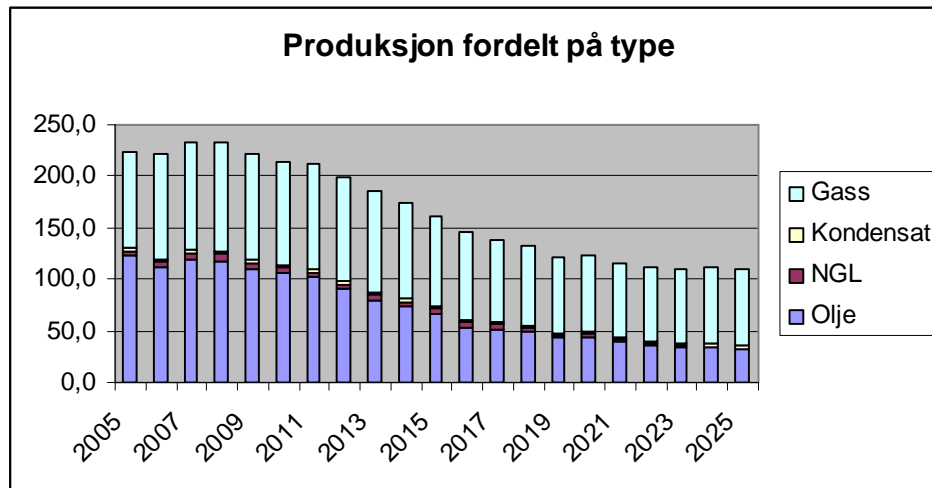
Blant de norske petroleumsprovinsene er Nordsjøen spesiell ved at det her har vært virksomhet i over 30 år. Det er etablert en omfattende infrastruktur av produksjonsanlegg

og transportsystemer. Betydelige mengder olje og gass har vært og vil fortsette å bli produsert. Samtidig som enkelte felt er avvirket har andre fått øket levetid. Det drives lettevirksomhet, og er kontinuerlig prosesser med vurderinger av funn for utbygging. Total sett er det et meget høyt aktivitetsnivå i Nordsjøen. En detaljert virksomhetsbeskrivelse er gitt i kapittel 4.

Selskapenes innrapportering til revidert nasjonalbudsjett (RNB) for 2006 (rapportert 15. oktober 2005), danner grunnlaget for oppdatering av RKU Nordsjøen hva gjelder produksjons-, investerings- og utslippsprognoser. Disse dataene er videre bearbeidet og sammenstilt av Oljedirektoratet. Prognosene er presentert i kapittel 5.

### 1.1 Prognoser for produksjon og utslipp

Produksjonsprognosene angir en fortsatt vekst i den totale produksjonen i Nordsjøen frem til 2008, hvoretter denne vil avta noe. På sikt vil oljeproduksjonen avta mest, mens gassproduksjonen langt på vei vil opprettholdes på et høyt nivå (figur 1-1). Total produksjon av olje og gass forventes å være ca 230 mill oe. i 2008 og vel 110 mill oe. i 2025. I alle slike prognoser er det økende usikkerhet for år lengst frem i tid. Nesten 3/4 av den estimerte totalproduksjonen i perioden 2006-2025 vil skje fra felt som er i drift eller under utbygging i dag. Produksjon fra felt som i dag ikke er funnet (prospekter) er prognostisert til 6% i perioden, og produksjonen fra disse vil hovedsakelig skje etter 2020.



**Figur 1-1.** Produksjonsprofil for Nordsjøen (mill Sm<sup>3</sup> væske og mrd Sm<sup>3</sup> gass). Prognose basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006

Utslippsprognosene tar hensyn til utslippsreducerende tiltak i den grad de respektive selskapene selv har lagt slike til grunn ved innrapporteringen til revidert nasjonalbudsjett.

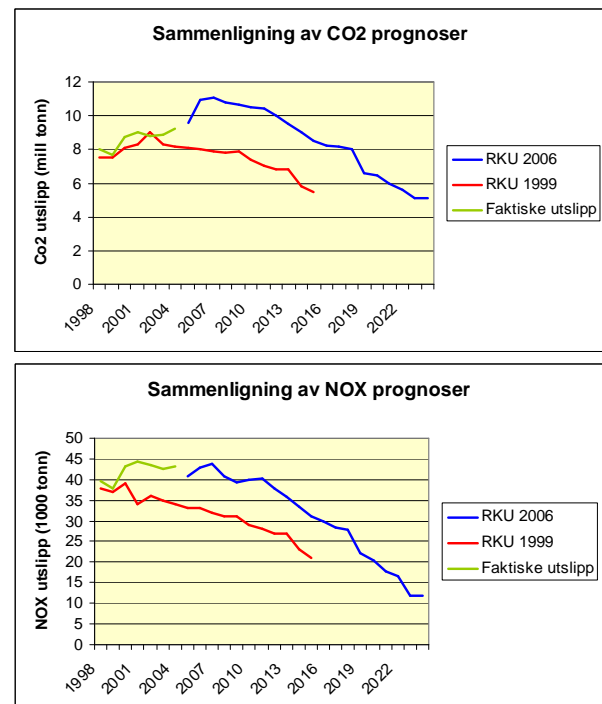
Utslippene av CO<sub>2</sub> fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen vil i henhold til prognosene være størst i 2007, med ca 11 mill tonn. Deretter vil de gradvis avta mot 10 mill tonn i 2013 (figur 1-2). Deretter er prognosene naturlig nok mer usikre.

På grunn av ulike tiltak vil NO<sub>x</sub>-utslippene avta relativt hurtigere enn CO<sub>2</sub>-utslippene, hvor tiltak i stor grad allerede er implementert. Maksimalt utslipp av NO<sub>x</sub> forventes i 2007 på 44.000 tonn (knappt 60.000 tonn inkludert bidrag fra assosiert skipstrafikk), avtagende til 40.000 tonn i 2010 og 30.000 tonn i 2017 (figur 1-2). De største bidragene til NO<sub>x</sub>-utslippene er fra turbiner (56%), og ca 25% kommer fra skipstrafikk.

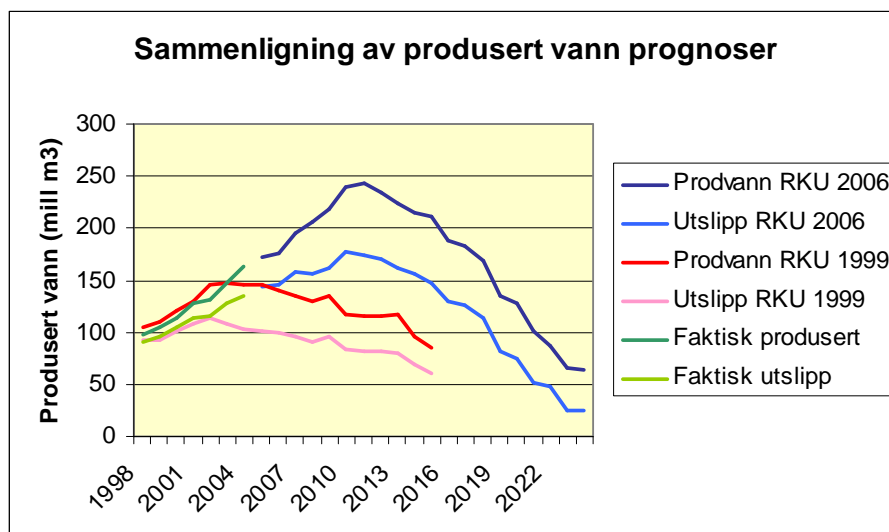
Utslippene av flyktige organiske komponenter (nmVOC) til luft er allerede betydelig redusert som følge av rensetiltak. Utslippene i 2006 vil være om lag 30% (65.000 tonn) av hva de var i 2001. I henhold til prognosen vil utslippene av nmVOC halveres fram til 2015.

År 2007, med et samlet utslipp av 60.000 tonn NO<sub>x</sub> fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, er benyttet som grunnlag for modellering av spredning og beregning av konsekvenser for

forsuring, overgjødning og bakkenært ozon. Til sammenligning ble år 2000 lagt til grunn for tilsvarende beregninger i RKU Nordsjøen 1999, da med et maksimalt utslipp av 58.000 tonn NO<sub>x</sub>.



**Figur 1-2.** Sammenligning av prognoser for CO<sub>2</sub>- (venstre) og NO<sub>x</sub>- utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder er angitt for perioden til og med 2004. Utslipp fra petroleumrelatert skipstrafikk er her ikke inkludert.



**Figur 1-3.** Sammenligning av prognoser for produsert vann mengde og utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder er angitt for perioden til og med 2004.

Prognosene for produsert vann viser en videre økning fra dagens nivå frem til et maksimalt utslipp, på ca 175 mill m<sup>3</sup> i 2011. Det er da i prognosene lagt til grunn at godt og vel 1/3 av produsert vann reinjiseres. Dette innebærer betydelige økninger i produksjon og utslipp i forhold til prognosene fra 1999 (figur 1-3). Den største produsert vann produksjonen vil skje i Region Nord (Tampen, Oseberg, Troll).

Utslippene i år 2011 er benyttet som grunnlag for beregning av miljørisiko uttrykt ved EIF. Til sammenligning ble år 2002 lagt til grunn for tilsvarende beregninger i RKU Nordsjøen 1999, da med et maksimalt utslipp av 120 mill m<sup>3</sup> produsert vann.

## 1.2 Miljøtekniske løsninger

Norske miljø- og petroleumsmyndigheter har sammen med petroleumsindustrien gjennom en årrekke arbeidet målrettet for at virksomheten skal foregå med så små miljøkonsekvenser som mulig. En rekke prosesser har medført frivillige tiltak for forbedringer i forhold til miljø, mens andre tiltak er pålagt etter regelverket.

De viktigste prosesser/tiltak er:

- Tiltak for energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-reduksjon
- Tiltak for NO<sub>x</sub>-reduksjon
- Tiltak for nmVOC reduksjon

- Nullutslippsarbeidet, herunder:
  - Reduksjon i kjemikaliebruk og -utslipp
  - Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier
  - Utvikling og implementering av avansert renseteknologi for produsert vann

Innen energieffektivisering er de fleste aktuelle tiltak allerede gjennomført, og videre arbeid går i stor grad på prosesser for optimalisering av drift (energiledelse). Det er også gjennomført en rekke NO<sub>x</sub>-reduserende tiltak, og muligheten for ulike virkemidler vurderes av industri og myndigheter. VOC-rensetiltak er implementert gjennom samarbeidsordninger innen industrien. Tiltak for reduksjon i utslipp og/eller risiko av utslipp av produsert vann er vurdert for samtlige felt, både nye og eldre. Det finnes ikke en teknologiløsning som passer alle, og ulike muligheter finnes. De viktigste tiltakene er reinjeksjon av produsert vann eller rensing med ulike rensemetoder. En oversikt over tiltak pr. felt er gitt i kapittel 6.

## 1.3 Økosystembeskrivelse

Nordsjøen er et grunt hav. Norskerenna har dybder på over 700 m, men to tredje-deler av Nordsjøen er grunnere enn 100 m. Dybdeforholdene er viktige for sirkulasjonen,

da topografien i stor grad styrer vannmassenes bevegelse.

I Nordsjøen og Skagerrak møtes atlantehavsvann og ferskvann, som i utgangspunktet har forskjellige egenskaper mht. egenvekt, saltinnhold og temperatur. Variasjoner i strøm, temperatur og turbulens har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen.

Nordsjøen er et viktig og produktivt oppvekstområde for flere kommersielt viktige fiskearter. Totalbiomassen av kommersielt utnyttbare fiskearter har holdt seg relativt stabil de siste 20 årene, men var i 2003 den laveste som er registrert i denne perioden. Kort oppsummert er bestanden av sild, makrell, og sei i relativt god forfatning, mens bestandene av torsk, hyse, tobis og øyepål er i dårlig forfatning.

Sjøfugler er konsumenter på det øverste trofiske nivå i det marine økosystem, og kan derfor være indikatorer på tilstanden i andre deler av systemet. En rekke sjøfuglbestander i Nordsjøen har de siste år hatt en negativ bestandsutvikling, herunder de fleste måkearter og terner. For skarver og ærfugl er utviklingen positiv, mens det for andre arter er en mer stabil situasjon.

Vågehval, nise og springere forekommer regelmessig i Nordsjøen, og av disse er nise den mest tallrike. Steinkobbe og havert (gråsel) er de eneste regulært forekommende selarter i området.

I mye større grad enn Barentshavet og Norskehavet er Nordsjøen påvirket av menneskelig aktivitet. Her foregår omfattende fiskeriaktivitet, utvinning av olje og gass, uttak av sand og grus og dumping av mudder. De omkringliggende landområdene tilfører utslipp fra bebyggelse, jordbruk og industri.

Økosystemets tilstand er et resultat av samvirkningen mellom de ytre påvirkningsfaktorer og den indre balansen mellom arter, bestander og de fysiske betingelser. Tilstanden i en enkelt bestand, f.eks. fiskebestand, vil være bestemt av summen av en lang rekke påvirkningsfaktorer, hvorav noen vil kunne ha en markert og direkte virkning. I en situasjon

der en bestand er svekket og sårbar, vil selv mindre påvirkninger i negativ retning kunne ha stor betydning.

På denne bakgrunn har intensjonen for RKU-Nordsjøen har vært å legge til grunn en økosystemtilnærming. Herunder å basere miljøbeskrivelsene på nivå og funksjon i økosystemet, å angi økosystemets status, og å forstå og legge til grunn økosystemets naturlige dynamikk i vurderingene.

Økosystembeskrivelsen omfatter fysiske faktorer, flora og fauna i hovedsak knyttet til marine økosystem i Nordsjøen. Det er fokusert på arter/bestander som er spesielt sårbare og/eller har en negativ bestandsutvikling, og som er av relevans i forhold til mulige virkninger av petroleumsvirksomheten. Beskrivelsene av økosystemene er gitt i kapittel 7.

#### **1.4 Utslipp til luft**

Det er utført modelleringer av mulige bidrag fra utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten til forsuring- og overgjødningseffekter samt effekter på vegetasjon som følge av bakkenært ozon.

Siden 1990 har overskridelsene av tålegrenser for tilførsler av svovel og nitrogen på landarealet i Norge gradvis blitt redusert. Dette skyldes i hovedsak betydelige utslippsreduksjoner i Europa, og det er forventet at bedringen vil fortsette. Fremdeles er imidlertid tålegrensene oversteget for et stort antall ferskvann i Sør-Norge og for enkelte næringsfattige skogsystemer på Sør-Vestlandet.

Totalavsetningen av nitrogen har en klar nord-syd gradient, med maksimalbelastninger lengst syd, noe som gjenspeiler nærheten til det europeiske kontinentet. Bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen viser derimot maksimalverdier i Sogn og Fjordane. Dette gjenspeiler de dominerende utslippene fra Tampen. Relativt sett bidrar petroleumsutslippene med opp mot 7-9% av totalavsetningen av nitrogen i kystområdene fra Sogn til Sør-Trøndelag. Lenger syd, i områdene med høyest totalbelastning, er Nordsjøens relative bidrag mindre.

Resultatene viser at utslippene i Nordsjøen bidrar lite til N-belastning, og medfører bare små endringer i status for overskridelser av tålegrenser for forsurening av overflatevann.

Utslippene fra Nordsjøen medfører at det totale areal med overskridelse av tålegrenser for forsurening er 2,6 % større enn om disse utslippene ikke fant sted. Dette er beregnet å utgjøre 822 km<sup>2</sup> for år 2007. Til sammenligning ble det tilsvarende tallet beregnet til 1548 km<sup>2</sup> i RKU 1999. Det totale landarealet som er vurdert er ca 90.000 km<sup>2</sup>.

Bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen vil isolert sett ikke gi målbare gjødslingseffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper både i Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og de aller sørligste delene av Møre og Romsdal. Det relative bidraget fra Nordsjøen til overskridelser av tålegrenser er imidlertid høyest i Hordaland og Sogn og Fjordane. Også for dyreliv vil antakelig effektene av utslippene fra Nordsjøen relativt sett være størst i Hordaland og Sogn og Fjordane. Eventuelle endringer i innhold av lyng og gras er sannsynligvis den faktoren som kan ha størst betydning for dyrelivet.

Resultatene indikerer at utslippene i Nordsjøen kan bidra med ca. 5–12% av anbefalt grenseverdi for ozon i ytre kyststrøk av influensområdet, og med opptil 12% i ytre deler av Sognefjorden. Ut fra dagens kunnskapsnivå er det imidlertid umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozon-eksponeringen påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er størst, dvs. i kyststrøkene, særlig fra Stadlandet og sørover. Mulige effekter av ozon-eksponering er redusert vekst.

### **1.5 Planlagte utslipp til sjø**

Av utslipp til sjø er det i første rekke utslipp av produsert vann og utslipp fra boring, med tilhørende kjemikalier og komponenter, som er vurdert.

Utslipp av borekjemikalier er mer enn halvert de siste 15 årene (målt pr brønndiameter boret) som følge av endret borestrategi/teknologi, reinjeksjon og fokus på redusert bruk av kjemikalier. I dag er utslipp kun tillatt ved boring med vannbaserte borevæsker. Slike borevæsker består i hovedsak av komponenter som anses å ha liten eller ingen negativ innvirkning på det marine miljøet. Miljøeffekter av utslipp fra boring er i første rekke knyttet til borekaksens nedslamming av havbunnen lokalt ved utslippsstedet. Det finnes imidlertid fremdeles en del miljøutfordringer knyttet til tidligere tiders utslipp av kaks med rester av oljebaserte borevæsker. Kakshauger vil generelt bli håndtert i henhold til OSPAR sine anbefalinger.

Generelt er akutte effekter av planlagte utslipp begrenset til helt lokalt ved utslippspunktet. Som følge av målbevisst arbeid, er også kjemikaliene med størst akutt giftighet faset ut. Det er siden forrige RKU-Nordsjøen gjennomført en betydelig forskning på langtidsvirkninger av utslipp fra petroleumsvirksomheten, med spesiell fokus på alkylfenoler i produsert vann. Laboratorieforsøk har vist at disse har et potensial for negative effekter, men ikke i de konsentrasjoner som finnes ved utslippspunktene. De potensielle effektene er videre avgrenset til individnivå, og det finnes ingen dokumentasjon på effekter på bestandsnivå.

Utslppsprognosene viser økte utslipp av produsert vann frem til 2011. For de fleste felt er tiltak for å redusere utslippsmengde og/eller risikobidrag enten gjennomført, planlagt eller under vurdering. Reduksjon av bidrag til miljørisiko gjøres blant annet gjennom forbedret rensing og substitusjon av de mest miljøfarlige kjemikaliene.

Produksjonskjemikaliene representerer det største bidraget (80%) til miljørisiko uttrykt ved Environmental Impact Factor (EIF), Nordsjøen sett under ett. Av disse er korrosjonshemmere klart den kjemikaliegruppen som bidrar mest.

Av de naturlige komponentene skiller alifatiske hydrokarboner og PAH-forbindelsene seg ut som de som bidrar mest til risikobildet. Av PAH er det i hovedsak de lette forbindelsene med 2-3 ringer som bidrar mest til miljørisiko

Bruk av verktøyet EIF gir et inntrykk av hvordan ulike kilder hver for seg og samlet bidrar til miljørisikobildet, og i hvilke områder det er mest sannsynlig at utslipp kan ha konsekvenser. På denne bakgrunn gir EIF også et svært godt grunnlag for prioritering av tiltak. EIF verktøyet gir også støtte til vurderinger av utslippenes faktiske miljøbelastning. I så måte har imidlertid metoden klare begrensninger, og må benyttes i kombinasjon med generell kunnskap om biologi, kjemi og de aktuelle økosystemene. De miljørisikoberegninger som framkommer ved hjelp av EIF-verktøyet representerer en konservativ tilnærming, i den forstand at miljørisikoen etter all sannsynlighet overvurderes.

Modelleringer som er utført, og tilgjengelig kunnskap om virkninger av utslipp av produsert vann, tilsier at miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann i Nordsjøen generelt er lav. Vannvolumet hvor en ut fra miljørisikobetraktninger ikke kan utelukke potensielle skadelige effekter på marine organismer, er begrenset til nærområdet til utslippspunktene, med unntak av Tampen NV hvor området strekker seg opptil 15 km nedstrøms utslippspunktene, samt Troll B og Oseberg F, som har et miljørisikoområde som strekker seg rundt 10 km fra utslippet.

Det er vist at det i alle regionene, med unntak av Troll-området, er spredning av produsert vann fra utenlandske felt over til norsk sektor i større eller mindre grad. Risikobidrag fra slik tilførsel er imidlertid kun indikert i ett område (Tampen).

## 1.6 Uhellsutslipp

Oljeutblåsning, men også større lekkasjer fra rørledninger og utslipp fra oljetanker (produksjons- og lagerskip, andre lager, skytteltanker) er de hendelsene som har det største potensialet for miljøkonsekvenser. Dette er imidlertid hendelser med svært lav

sannsynlighet, og de uhellsutslipp som skjer relativt sett hyppigere representerer normalt små utslipp.

Det finnes svært få eksempler på store oljeutslipp fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. For å kunne vurdere sannsynligheten for utslipp, er det lagt til grunn historiske statistiske data på verdensbasis, samt anslag for fremtidig aktivitetsnivå i Nordsjøen. Resultatene er sammenlignbare med tilsvarende for RKU-Nordsjøen 1999, og angir en sannsynlighet for en oljeutblåsning hvert 20.-25. år. Det ligger betydelig konservatisme i disse anslagene. En utblåsning med olje har funnet sted på norsk sokkel, på Ekofisk i 1977. For rørledninger er det vurdert en sannsynlighet for en lekkasje annethvert år, med oljevolum inntil 5000 tonn. For uhellsutslipp fra skytteltankere etc. er sannsynligheten omtrent lik som for rørledninger, men utslippsmengdene er her generelt mindre enn 10 tonn.

Det er gjennomført oljedriftssimuleringer fra felt i alle regioner for å danne et totalt bilde av sannsynligheten for at et større oljesøl skal kunne nå land eller berøre sårbare naturressurser. Generelt viser dette at sannsynligheten for at et eventuelt oljeutslipp når land er størst for Region Sørøst (78-93%) fulgt av Region Nord (13-65%), Region Midtre (2-59%) og Region Sørvest (0,3-24%). Det er imidlertid betydelige forskjeller innen hver region. Simuleringene angir også hvor lang tid det kan ta før oljeutslipp når land, og i hvilke mengder. Slike data danner grunnlaget for vurdering av krav til oljevernberedskap. I Nordsjøen ligger en rekke produserende felt langt fra kysten, og med relativ lang drivtid til land. For enkelte mer kystnære felt kan imidlertid korteste drivtid være nede i under to døgn. Dette er imidlertid unntakene, og normalt vil det kunne ta flere uker før et oljesøl når land.

Oljeutslipp representerer en trussel for en rekke sårbare miljøkomponenter og naturressurser. Sjøfugl og enkelte typer strandmiljø er særlig sårbare i forhold til direkte kontakt med olje. Flere sjøfuglbestander er i utgangspunktet sterkt reduserte, og vurderes derfor som særskilt

sårbar for ekstra belastninger. Mange Spesielt Miljøfølsomme Områder (SMO) vil kunne bli rammet av eventuelle oljeutslipp i Nordsjøen. Konsekvensene for disse sensitive områdene kan være betydelige. Oljeutslipp representerer også en fare for giftvirkninger for marine organismer, for eksempel fiskeegg og –larver. Det finnes imidlertid ingen dokumentasjon på slike konsekvenser fra reelle oljeutslipp i åpent hav, og denne problemstillingen vurderes generelt som mindre aktuell i Nordsjøen enn for enkelte andre havområder. Dette begrunnes ut fra havdyp og stor geografisk spredning av gyteområder i Nordsjøen. Fra litteraturen er det imidlertid eksempler på at olje som har drevet inn til kysten og blitt liggende i sedimenter på grunt vann har ført til negative effekter på fisk, som følge av senere lekkasje til overliggende vannmasser.

Også strandområder kan trues av oljeutslipp. De mest sårbare strandområdene langs Vestlandskysten ligger imidlertid generelt noe skjermet til i forhold til å kunne bli rammet av oljeforurensing, og mer eksponerte strandområder er oftest mindre sårbare. Konsekvensene lokalt kan imidlertid bli store dersom et område forurenses.

For å redusere eventuelle konsekvenser av et oljeutslipp er det etablert en omfattende oljevernberedskap. Denne inkluderer beredskap for hav, kyst og strand.

Norsk oljevernberedskap er fundamentert på prinsippet om at et oljeutslipp skal bekjempes så nær kilden som mulig. Tradisjonelt er dette basert på mekanisk oljevern, men etter hvert også med eksempler på alternative tiltak som bruk av dispergeringsmidler. Industriens beredskapsorganisasjon NOFO har etablert en betydelig oljevernberedskap i form av havgående ressurser; "Oil Recovery" klasse fartøy med store lensesystemer og oljeopptagere.

Totalt sett vurderes den eksisterende oljevernberedskapen i Nordsjøen som meget god, og hittil har de aksjoner som har vært utløst offshore lyktes med å samle opp all olje før denne har nådd land eller spesielt sårbare naturressurser.

## 1.7 Andre miljøkonsekvenser

Petroleumsvirksomheten innebærer også fysiske inngrep som kan ha konsekvenser for miljøet. Eksempler på slike inngrep er installering og oppankring av overflateinnretninger- og havbunnsinstallasjoner, rørlegging og seismiske undersøkelser. Generelt er de fysiske virkningene av svært lokal karakter, og i de fleste tilfeller også avgrenset i tid. Skadevirkninger på fisk av seismikkundersøkelser er avgrenset til de nærmeste par meter fra lydilden, og konsekvensene er på individnivå. Skader på bestander er ikke sannsynlig. Andre tiltak, som for eksempel steinfyllinger over rørledninger er av mer permanent karakter, men miljøkonsekvensene vurderes som små.

Petroleumsvirksomheten genererer en rekke typer av avfall. Det er etablert gode ordninger for sortering, håndtering og avhending. Med unntak av restavfall og enkelte typer farlig avfall, gjenvinnes det meste av avfallet.

Nordsjøen er et meget sterkt trafikkert havområde. Langs Norskekysten og enkelte skipsleder mot Kontinentet og Storbritannia, er trafikken særlig stor. Overflateinnretninger og petroleumsassosierte fartøyer representerer en potensiell kollisjonsrisiko for passerende skip. Det er imidlertid etablert en rekke fysiske og operasjonelle tiltak for å hindre dette. Erfaringene viser at disse fungerer godt, og sameksistensen med skipstrafikken er normalt uproblematisk. En presentasjon av skipstrafikken og aktuelle problemstillinger finnes i kapittel 11.

## 1.8 Økosystembetragtninger

I arbeidet er det forsøkt å gjøre helhetlige betraktninger omkring økosystemene ved å vurdere påvirkning fra petroleumsvirksomheten sammen med andre relevante menneskerelaterte påvirkningsfaktorer.

Det er etter hvert bred enighet om at klimaeffekter utgjør en alvorlig miljøtrussel i global målestokk. Omfanget av mulige virkninger har vi i dag bare delvis kunnskap om. Selv mindre temperaturendringer i havet kan ha betydelige virkninger på de marine økosystemer, med påfølgende endringer i artssammensetningen og balansen mellom

artene.. Klimaendringer vurderes som den enkeltfaktoren som har størst potensial til økosystemeffekter i Nordsjøen.

Økt næringstilførsel til Nordsjøen vil også i vesentlig grad kunne ha økosystemeffekter, med konsekvenser for fiskebestander og økosystem fra fiskerivirksomhet.

Introduksjon av nye arter, for eksempel via ballastvann, vil kunne ha svært negative konsekvenser for økosystemene.

Nordsjøen tilføres en lang rekke kjemikalier fra mange ulike kilder. For mange komponenter er det mangelfull kunnskap om miljøeffekter, mens for andre er alvorlige virkninger dokumentert (dette gjelder for eksempel PCB og TBT).

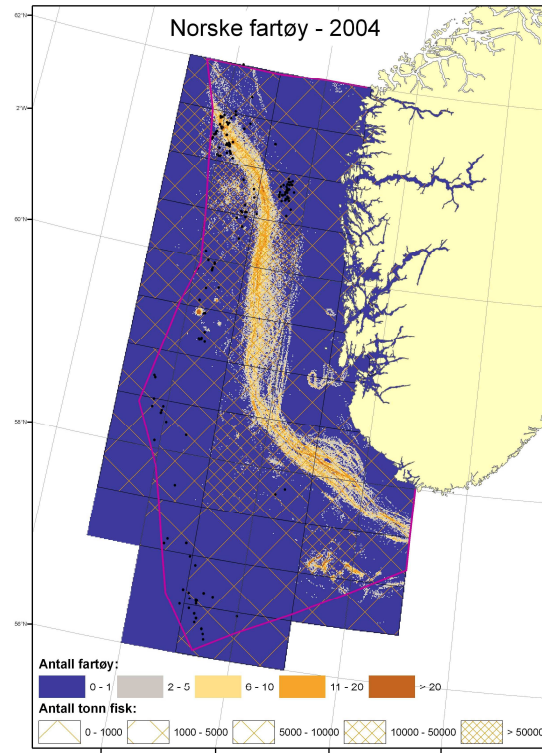
For petroleumsvirksomheten har det vært størst bekymring knyttet til mulige langtidsvirkninger av utslipp til sjø, i første rekke produsert vann. Så langt har verken miljøovervåking eller forskning avdekket forhold som tilsier at utslipp av produsert vann har effekter på økosystemet. I tråd med føre-var prinsippet arbeides det likevel med bedre rensing, og det settes i verk tiltak for å redusere utslippsmengdene. Det gjøres også en betydelig innsats både innen metodeutvikling for miljøovervåking og innen effektrelatert forskning, for å kunne fange opp eventuelle negative langtidseffekter.

Petreoleumsvirksomheten bidrar med betydelige utslipp til luft. Dette omfatter både utslipp med klimaeffekter, og utslipp som bidrar til regionale effekter i form av forsurening, overgjødning og forhøyede konsentrasjoner av bakkenært ozon. Slik påvirkning kan ha konsekvenser for økosystemer på land og i ferskvann. Også her gjelder det at selv om bidraget fra petroleumsvirksomheten er lite, kan effekten være betydelig i økosystemer der tålegrensene nesten er overskredet fra før.

### 1.9 Konsekvenser for fiskeri

Fiskerinæringen er en av Norges største eksportnæringer. Fangster tatt i Nordsjøen/Skagerrak utgjør om lag 20% av den totale fangsten. Totalt finnes ca 6000

fiskere i området fra Vest-Agder til og med Møre og Romsdal. I overkant av 2500 fartøyer er hjemmehørende i samme område, hvorav 1000 er over 10m. Fiskerivirksomhet er således klart en viktig næring i dette havområdet.



**Figur 1-4.** Fartøyaktivitet i 2004 registrert ved hjelp av satellittsporing.

Opplysninger fra Fiskeridirektoratets fartøysporingsordning gir en indikasjon på hvilke havområder som er hyppigst benyttet i fiskeriene. For de norske fiskeriene er dette områdene langs vestsiden av Norskerenna og inn i Tampen-området. I tillegg finnes enkeltområder av stor betydning i andre områder. Figur 1-4 illustrerer dette bildet. Aktivitetsomfanget varierer også noe over tid, geografisk og mellom årstider.

Fangststatistikken indikerer viktigheten av områder i forhold til fangstet art og verdi. Førstehandsverdien av den totale fangsten tatt av norske, britiske og danske fiskere i perioden 2000-2004 var på 3,1-3,6 mrd pr. år. Mengde fangst har vært i området 650.000-860.000 tonn pr. år i den samme perioden.



Petroleumsvirksomheten kan ha konsekvenser for fiskeriene i form av arealbeslag, samt ulike former for operasjonelle ulemper for fiskeriene. Arealbeslaget av en enkelt sikkerhetssone på 500 m er beregnet å være i overkant av 1 km<sup>2</sup> for konsumtrålfiske og ca 5 km<sup>2</sup> for industritrålfiske. For borerigger og produksjonsskip med store ankringsystemer vil arealbeslaget kunne være 4 - 8 km<sup>2</sup>. Totalt sett utgjør dette små arealer i Nordsjøen, men når disse ligger tett og i viktige fiskeriområder, vil disse klart kunne representere en ulempe for utøvelse av fiske. Likevel er det i tidligere utredninger konkludert med at det ikke kan sies noe entydig om slike arealbegrensninger har medført redusert sysselsetting i fiskeflåten.

Havbunnsinstallasjoner er utformet slik at de skal være overtrålbare. Det er imidlertid flere eksempler på at både beskyttelsesstrukturer og fiskeredskap har blitt skadet i forbindelse med overtråling. Mange fiskere velger derfor å manøvrere unna disse, og i praksis anslås at hver havbunnsinstallasjon representerer et arealbeslag på ca ¼ km<sup>2</sup>.

Rørlegging og leteboring representerer midlertidige arealbeslag. Permanente rørledninger medfører normalt ikke større problemer, men frie spenn og steinfyllinger kan medføre ulemper.

Seismiske undersøkelser kan medføre skremmeeffekter på fisk, som igjen kan gi reduserte fangstap innen noen få kilometer fra lydilden, og avgrenset til noen få dager.

Petroleumsvirksomheten på norsk sokkel i Nordsjøen har nå drevet i over 30 år. I samme periode er det utøvd en betydelig fiskerivirksomhet. Enkelte problemstillinger har forekommet, men generelt er disse løst gjennom en god dialog mellom fiskeriinteressene, oljeindustrien og myndighetene. Det må således kunne konkluderes at sameksistensen mellom fiskeriene og petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er god.

### **1.10 Konsekvenser for kulturminner**

Aktuelle kulturminner innen utredningsområdet kan være gjenstander fra steinalderen og funn av skipsvrak. Hittil er det på norsk

sokkel innen utredningsområdet ingen kjente funn av menneskeskapt materiale fra steinalderen. Funn gjort ellers i Nordsjøen, samt kunnskap om tidligere havnivå/kystgrenser, tilsier imidlertid et potensial for nye funn, i hovdsak knyttet til områder på sokkelen med vanddyp mindre enn 140m.

Det er gjort et begrenset antall funn av skipsvrak på sokkelen utenfor grunnlinjen. Det er omtalt et betydelig antall forlis i området, men posisjoner på havbunnen er ofte ikke registrert eller verifisert. Det er derfor et stort potensial for funn, men ikke mulig å peke på områder med større sannsynlighet enn andre.

Det er gjennom regelverket etablert klare prosedyrer for hvordan eventuelle kulturminnefunn skal ivaretas. Det gjøres også grundige havbunnsundersøkelser i det enkelte område før virksomhet igangsettes. Potensialet for negative konsekvenser av petroleumsvirksomheten på kulturminner vurderes således som lavt.

### **1.11 Konsekvenser for samfunnet**

Samlet har netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i perioden 1970 – 2005 vært på nær 3.500 milliarder 2006-kr. I 2006 og de nærmeste årene framover, ventes netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen å ligge på rundt 250 milliarder 2006-kr pr år, før den rundt 2010 begynner å falle med fallende produksjon av petroleum. Til sammen ventes netto kontantstrøm fra petroleumproduksjonen i Nordsjøen i hele perioden 1970 – 2025 å bli på nær 6.600 milliarder 2006-kr.

Investeringene i Nordsjøen har vært og er betydelige. Sammen med driftskostnader danner disse et grunnlag for vurdering av verdiskapning fra virksomheten. For noen utbyggingsprosjekter er det gjennomført etterprøvingstudier, og i disse har norsk verdiskapning utgjort i størrelsesorden 62-66% av de totale investeringene. I driftsfasen har den norske andelen vært 85-90%.

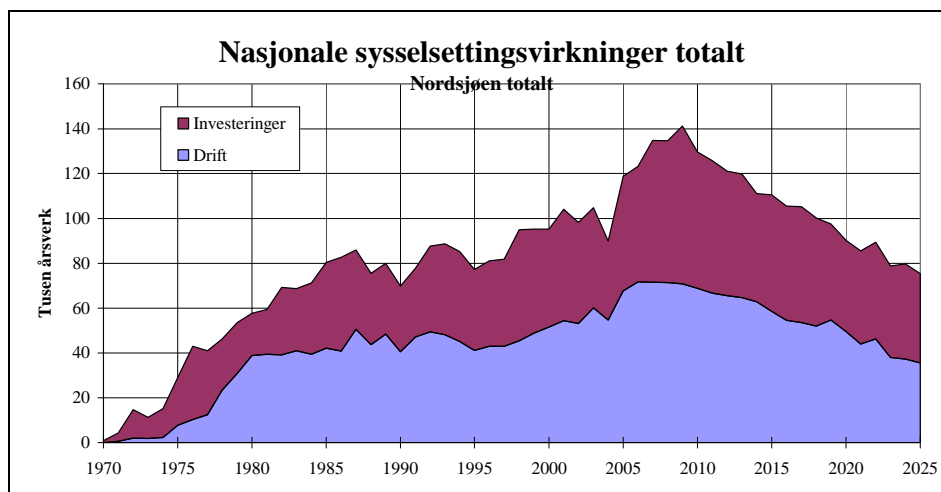
Den samlede norske verdiskapning som følge av investerings- og driftsleveranser fra

Nordsjøen for perioden 1970 – 2025 er anslått til 2.210 milliarder 2006-kr. Slik verdiskapning har over tid bygget opp norsk petroleumsrettet næringsliv til en av de største vekstnæringene i landet, og har bidratt vesentlig til å skape en ny og framtidrettet eksportnæring for Norge.

Sysselsettingsvirkningene avledet fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen har økt over tid, og utgjør i dag rundt 130.000 årsverk pr år. I forhold til den totale sysselsetting i Norge på litt under 2 millioner årsverk, utgjør virksomheten i Nordsjøen alene nesten 7 %. I tiden fram til 2009 ventes sysselsettings-

effekten fortsatt å øke litt, før den begynner å avta igjen med fallende produksjon. Dette er vist i figur 1-5.

De samlede sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er beregnet til nær 4,6 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Virksomheten fram til i dag har bidratt med vel 2,44 millioner årsverk, mens virksomheten videre framover til 2025, ventes å bidra med en ytterligere sysselsettingseffekt på vel 2,16 millioner årsverk.



**Figur 1-5.** Samlede sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen over tid. Tusen årsverk.

## 2. Innledning

I henhold til gjeldende regelverk skal det for nye feltutbygginger og innretninger for transport og utnyttelse av petroleum gjennomføres en konsekvensutredning. Utredningsplikten må være oppfylt før utbyggingsplaner kan godkjennes.

Denne utredningsplikten kan oppfylles enten gjennom en regional konsekvensutredning, en feltspesifikk konsekvensutredning eller gjennom en kombinasjon av de to. Det er opp til selskapene selv å avgjøre hvordan utredningsplikten best kan oppfylles.

Bestemmelser om regionale konsekvensutredninger ble tatt inn i Petroleumsloven ved revisjon den 1. juli 1997. Det er siden den gang utarbeidet en regional konsekvensutredning som dekker Nordsjøen, sluttbehandlet av Olje- og energidepartementet i 1999. I tillegg er det utarbeidet en RKU for Norskehavet, sluttbehandlet i 2003. Denne erstattet tidligere utredning for Haltenbanken/Norskehavet fra 1999.

Olje- og energidepartementet har ved sluttbehandlingen lagt til grunn at de regionale konsekvensutredningene må oppdateres "når det synes hensiktsmessig ut fra en faglig vurdering av det samlede behovet for ny dokumentasjon". På bakgrunn av endret aktivitetsnivå og ny kunnskapsstatus fant selskapene det i 2004 riktig å starte en oppdatering av RKU for Nordsjøen.

### 2.1. Bakgrunn og formål

De regionale konsekvensutredningene har blitt utarbeidet dels etter henstilling fra myndighetene, dels etter eget ønske fra de deltakende oljeselskapene.

Regionale konsekvensutredninger er tatt i bruk for å oppnå en bedre og mer helhetlig beskrivelse av konsekvenser knyttet til petroleumsvirksomheten, og for å forenkle og effektivisere utredningsprosessen. Petroleumsloven krever at det som en del av PUD, PAD og avslutningsplaner skal utarbeides konsekvensutredninger, og i de fleste tilfeller vil det bli utarbeidet en egen, prosjektspesifikk konsekvensutredning. I flg.

"Veileder for PUD og PAD", utgitt av Oljedirektoratet 18.5.2000, er det likevel klart at dersom utredningsplikten allerede er oppfylt, skal det ikke kreves at det utarbeides en ny konsekvensutredning. Hvordan utredningskravet mest hensiktsmessig skal oppfylles er opp til rettighetshaverne å vurdere. Utredningskravet kan oppfylles ved en regional konsekvensutredning, en feltspesifikk konsekvensutredning eller en kombinasjon av de to, jfr. brev fra OED til selskaper og høringsinstanser 17.12.1999.

I foreliggende RKU er det, i tråd med intensjonene som er presentert i utredningsprogrammet, forsøkt en klarere økosystemtilnærming enn hva som er gjort tidligere. Dette følger av den fokus som er rettet mot økosystemet både gjennom internasjonale prosesser og innen forvaltningen. Hvordan dette er forsøkt ivare tatt i RKU Nordsjøen er nærmere redegjort for i kapittel 12 *Økosystembetragtninger*.

Som for tidligere regionale utredninger inneholder denne RKU oppdatert grunnlagsinformasjon om influensområdets fysiske miljø, biologiske ressurser, økologiske sammenhenger, næringsinteresser mm.

Videre er det presentert resultater fra tidligere studier av mulige regionale- og/eller bransjetiltak for å redusere eller unngå negative konsekvenser av utslipp til luft og sjø, og av fysiske inngrep. Dette omfatter også tiltak for å avbøte virkningen av negative konsekvenser som likevel oppstår.

### 2.2. Organisering, saksbehandling og tidsplan

Arbeidet med den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen har blitt ledet av en arbeidsgruppe organisert under OLF (Oljeindustriens landsforening). En egen prosjektgruppe har hatt ansvar for den daglige framdriften. Denne har bestått av representanter fra ConocoPhillips, ExxonMobil, Hydro og Statoil. Statoil har som største operatør i området hatt ledelse og

sekretariat. Arbeidet er finansiert av produksjonslisensene i Nordsjøen.

For å sikre at prosessen tilrettelegger for en god og åpen dialog med relevante etater og organisasjoner er det i tillegg til den formelle prosessen med høring av utredningsprogram og RKU også gjennomført uformelle og uforpliktende møter med sentrale parter.

Et forslag til utredningsprogram ble utarbeidet og sendt på høring fra Olje- og energi departementet (OED) i juni 2005. Høringsfristen var til 24. september 2005. Det ble mottatt en rekke kommentarer og innspill til programmet (se omtale i kapittel 3), og endelig utredningsprogram ble fastsatt 25. januar 2006.

Det vil være 12 ukers høring på denne sammenstillingsrapporten. Basert på innkomne uttalelser vil OLF utarbeide et RKU vedlegg, hvor uttalelsene vurderes og eventuelle oppfølgende studier avklares. Denne vurderingen vil sendes til OED, og RKU Nordsjøen forventes sluttbehandlet av OED i løpet av våren 2007.

### 2.3. Oversikt over utførte studier

I forslaget til utredningsprogram ble det presentert en rekke faglige temaer som skulle utredes i oppdateringen av RKU Nordsjøen. Basert på dette, samt kommentarer mottatt gjennom høringsrunden, ble en rekke eksterne tematiske delutredninger satt ut på anbud, tildelt og utført av eksterne konsulenter (tabell 2-1).

Andre utredningstemaer er utredet basert på eksisterende kunnskap fra tidligere utredninger/studier samt tilgjengelig litteratur.

Det er i sammenstillingsrapporten referert til en del studier/arbeider. Mer utfyllende referanser er gitt i delutredningene.

### 2.4. Avgrensning av utredningsområdet

Utredningsområdet er representert ved et aktivitetsområde, samt et område som kan tenkes berørt av virksomheten i dette aktivitetsområdet. Til sammen omtales dette som influensområdet. Influensområdets utstrekning vil variere mellom ulike typer av påvirkning.

**Tabell 2-1.** Delutredninger utført som en del av oppdateringen av RKU Nordsjøen.

<b>Tema/Delutredning</b>	<b>Utførende selskap</b>
Samfunnsmessige virkninger	Agenda utredning og utvikling AS
Etterprøvningsstudie, samfunn	Agenda utredning og utvikling AS
Fiskeri. Virksomhetsbeskrivelse og konsekvensutredning.	Akvaplan-NIVA og NIVA
Oppdrettsvirksomhet, virksomhetsbeskrivelse	Akvaplan-NIVA og NIVA
Miljø og naturressursbeskrivelse	Havforskningsinstituttet
Operasjonelle utslipp til sjø	IRIS (tidl. Rogalandsforskning)
Miljøbeskrivelse. Kyst, sjøfugl	Ambio miljørådgiving
Miljøbeskrivelse. Havert, sel	IRIS
Kartlegging av andre utslippskilder	Ambio miljørådgiving
Utslipp til luft	NILU, NIVA og NINA
Marine kulturminner	Norsk Sjøfartsmuseum
Uhellsutslipp til sjø	DNV Consulting
Skipstrafikk	Safetec

### 2.4.1. Aktivitetsområde

Den foreliggende oppdaterte regionale konsekvensutredningen heter Regional konsekvensutredning for Nordsjøen, forkortet til RKU Nordsjøen, og dekker petroleumsaktiviteten på norsk sokkel i havområdene mellom Norges sørlige sokkelgrense og 62°N (tilsvarende som tidligere RKU). For enkelte fagtema er dette området videre inndelt i følgende underregioner (Figur 2-1);

- Nordre
- Midtre
- Sørøst
- Sørvest

Disse avviker noe fra inndelingen i RKU Nordsjøen i 1999. Dette for i større grad å samsvare med regionene for miljøovervåking, for å reflektere overlappende influensområder, samt for å dekke områder med større fokus i dag enn i 1999.

De tema som i første rekke er underlagt en vurdering på underregion nivå, er utslipp av produsert vann (med avgrenset influensområde for akutte virkninger) og til dels utslipp til luft (utslippsmodellering fra megakilder innen hver underregion). Videre er en slik inndeling hensiktsmessig for i større grad å kunne vurdere nærmere lokale forhold, herunder for eksempel naturressurser og fiskerivirksomhet.

Under begrepet petroleumsaktivitet inngår bla. følgende aktiviteter:

- Seismiske undersøkelser
- Leteboring
- Produksjonsboring
- Utbygging (installering, rørlegging, testing med mer.)
- Drift, herunder prosessering, vedlikehold med mer.
- Eksport/transport
- Forsyningstjenester og andre marine støttetjenester
- Avvikling og fjerning av innretninger

For eksportørledninger inngår kun strekningene på norsk sokkel i RKU Nordsjøen. Tilsvarende for transport med skip er kun transport på norsk sokkel inkludert. Konsekvenser fra utbygging og drift av landanlegg er generelt ikke omhandlet i denne RKU.

En nærmere omtale av spesifikk petroleumsaktivitet innen aktivitetsområdet, og de fire underregionene, er gitt i *Virksomhetsbeskrivelsen* (kapittel 4).

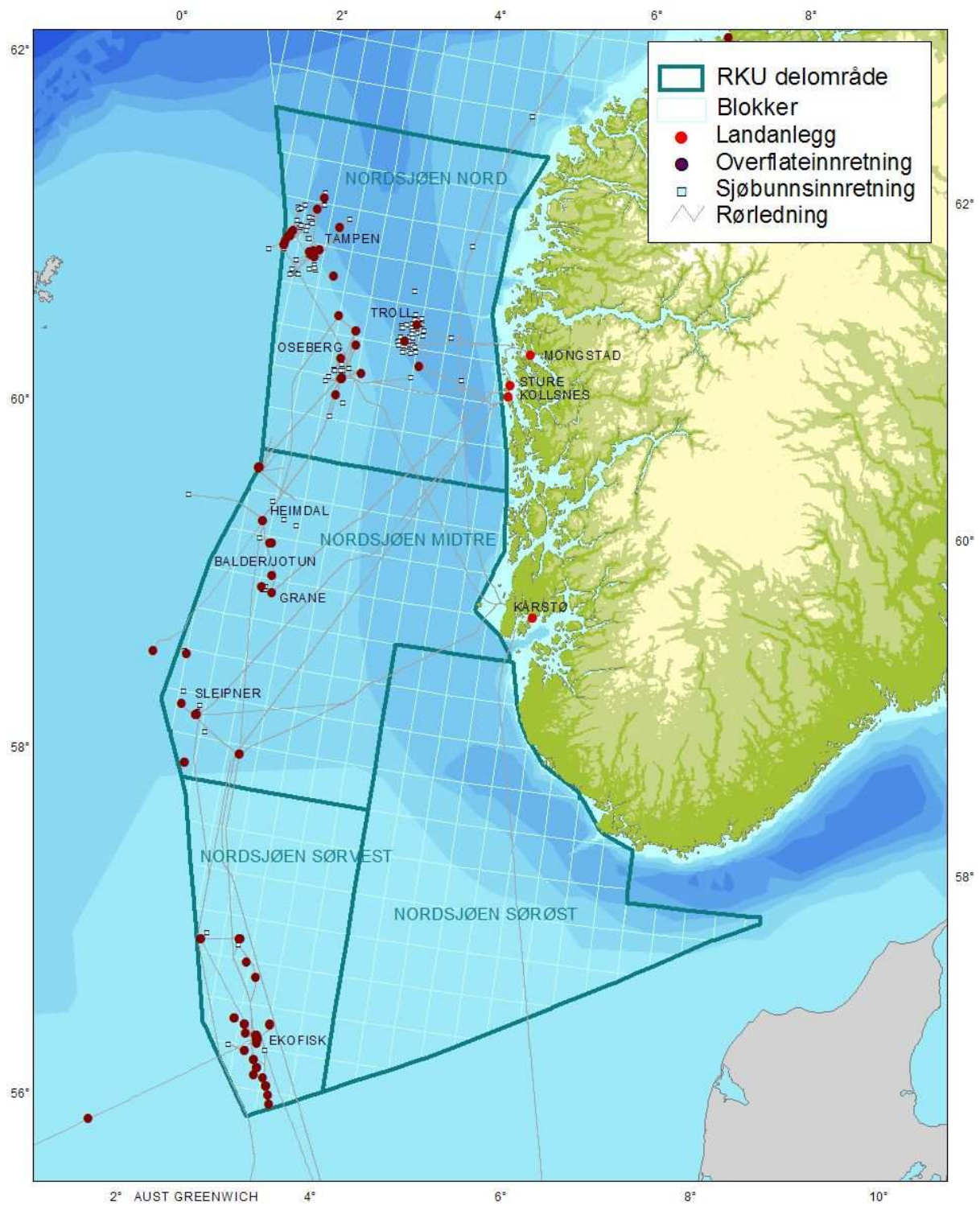
### 2.4.2. Avgrensning av influensområde

Petroleumsaktiviteten i norsk del av Nordsjøen vil kunne medføre miljøkonsekvenser også utenfor det området der aktivitetene skjer. Størrelsen på influensområdet vil være bestemt av hvilken type miljøpåvirkning det er tale om.

Med bakgrunn i kunnskap opparbeidet tidligere og gjennom denne oppdateringen, forventes et influensområde for utslipp til luft i et område som inkluderer hav- og landområder fra og med Vest-Agder til og med Sør-Trøndelag.

Planlagte utslipp til sjø (produsert vann, kjemikalier) forventes i hovedsak ikke å medføre konsekvenser utenfor det definerte aktivitetsområdet (kapittel 7 *Planlagte utslipp til sjø*).

For akutte utslipp til sjø er konsekvenser vurdert i hav- og kystområdene fra og med Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag. For virksomhet innen deler av området er det også en viss sannsynlighet for å berøre britiske, danske eller svenske kystområder. Fokus i RKU Nordsjøen er imidlertid på norsk sokkel. Spesifikke influensområder for virksomhet i de ulike delområdene er nærmere avgrenset basert på utførte spredningsberegninger (kapittel 10 *Uhellsutslipp*).



Figur 2-1. Aktivitetsområde for RKU-Nordsjøen.

### 3. Uttalelser til utredningsprogrammet

Et forslag til utredningsprogram for RKU Nordsjøen ble utarbeidet våren 2005 og sendt på høring fra OED i juni. Høringsfristen ble satt til 24. september 2005.

Det ble mottatt tilbakemelding fra følgende parter;

1. Arbeids- og sosialdepartementet
2. Bergen kommune
3. Direktoratet for naturforvaltning
4. Fiskeri- og kystdepartementet
5. Fiskeridirektoratet
6. Forsvarsdepartementet
7. Fylkesmannen i Sogn og Fjordane
8. Fylkesmannen i Sør-Trøndelag
9. Havforskningsinstituttet
10. Hordaland Fylkeskommune
11. Kystverket
12. Miljøverndepartementet
13. Norges Fiskarlag
14. NTNU, Vitenskapsmuseet, Seksjon for arkeologi og kulturhistorie
15. Sogn og Fjordane Fylkeskommune

16. Statens forurensningstilsyn
17. Stavanger-regionens Næringsutvikling
18. Sør-Trøndelag Fylkeskommune
19. Trøndelagsrådet
20. Øygarden kommune

Alle uttalelser som ble mottatt er vurdert. Selv om alle innspill ikke nødvendigvis kan imøtekommes er de viktige innspill og utgjør en del av den totale utredningen. Mange av innspillene er lagt til grunn ved definering av delutredninger, samt for å etablere delutredningenes omfang og grunnlag. En oppsummering av samtlige innkomne kommentarer er presentert i Vedlegg I, sammen med OLFs vurdering av de mottatte kommentarene.

Basert på forslag til utredningsprogram, de innkomne uttalelser og OLFs vurdering av disse, ble utredningsprogrammet fastsatt i brev fra OED datert 25. januar 2006.





## 4. Oversikt over petroleums- virksomheten i området

I dette kapitlet gis det en kort beskrivelse av eksisterende infrastruktur og installasjoner i Nordsjøen. Dette inkluderer en beskrivelse av feltene som er i produksjon, rørledninger for transport av olje og gass, forsyningsbaser og landterminaler. I tillegg presenteres i vedlegg en del funn og mulige prospekter for funn av hydrokarboner.

### 4.1. Innledning og kort beskrivelse av ressursgrunlaget

Innledningsvis er det gitt en kort oppsummering av felt og funn fordelt på ressursklasse. Siden det i Nordsjøen er stor aktivitet med å vurdere muligheter for realisering av både funn og prospekter, vil ressursklasseinndelingen kunne endres raskt. Gjenværende reserver som ble innrapportert til revidert nasjonalbudsjett (RNB) for 2006, danner grunlaget for de produksjons- og utslippsprognoser som er benyttet i denne konsekvensutredningen. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.

Tabellen nedenfor gir en oversikt over gjenværende reserver, fordelt på ressursklasser, slik de er presentert på Oljedirektoratets nettside pr. november 2006. For beskrivelse av de ulike ressursklassene, se tabell 5-1 i kapittel 5). Som nevnt over vil enkelte av disse feltene/funnene allerede ha endret ressursklasse.

Denne oversikten vil avvike noe fra den som ligger til grunn for de benyttede prognosene, blant annet siden RNB-tallene i kapittel 5 er tidsbegrenset til perioden 2006-2025, mens de totale reserveanslagene ikke er avgrenset mtp. produksjonstid.

Aktuelle prospekter i Nordsjøen er beskrevet i Vedlegg II.

**Tabell 4-1.** Oversikt over reserver i ulike felt og funn fordelt på ressursklasse. Data fra Oljedirektoratet (november 2006).

Felt/Funn	Gjenværende reserver*				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeek.
	mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill tonn	mill Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup>
<b>Ressursklasse 1,2,3 Felt</b>					
Alvheim	23,7	5,7	0	0	29,4
Balder inkl. Ringhorne	32,3	1,1	0	0	33,4
Blane	0,8	0	0	0	0,8
Brage	3,6	0,3	0	0	3,9
Ekofisk	169,6	26,3	2,7	0	201,03
Eldfisk	47,8	15,2	1	0	64,9
Embla	5,6	3,3	0,3	0	9,47
Enoch	0,3	0,1	0	0	0,4
Fram	15,5	10,2	0,2	0	26,08
Gimle	3,8	0,3	0,1	0	4,29
Glitne	1,2	0	0	0	1,2
Grane	101,9	0	0	0	101,9
Gullfaks	31,9	2,9	0,4	0	35,56
Gullfaks Sør	24	30,9	3,9	0	62,31
Gungne	0	12,2	0,4	0,6	13,56
Gyda	4,9	0,7	0,1	0	5,79
Heimdal	0,8	-2	0	0	-1,2
Hod	1,9	0,3	0,2	0	2,58
Huldra	1,1	5,1	0,1	0	6,39
Jotun	4,9	0,2	0	0	5,1
Kvittebjørn	15,5	47	1,9	0	66,11
Murchison	0,4	0,1	0	0	0,5
Oseberg	26,2	84,4	3,6	0	117,44
Oseberg Sør	25,1	10,5	0	0	35,6
Oseberg Øst	13,8	0,5	0	0	14,3
Ringhorne Øst	8	0,3	0	0	8,3
Sigyn	0	4,3	1,9	2,5	10,41
Skirne Byggve	1,1	4,8	0	0	5,9
Sleipner Vest	0	102,8	3,1	5,9	114,59
Sleipner Øst	0	-51,3	1,3	-2	-50,83
Snorre	95,7	1,2	0,6	0	98,04
Statfjord	18,4	26,9	11,8	0	67,72
Statfjord Nord	0,6	0,8	0,3	0	1,97
Statfjord Øst	5,6	1	0,4	0	7,36
Sygna	3,8	0	0	0	3,8
Tambar	2,4	2,6	0,1	0	5,19
Tor	3,2	0,8	0,1	0	4,19
Tordis	17,1	2	0,5	0	20,05
Troll	67,7	1085,4	29,4	-2,7	1206,26
Tune	0,4	14,1	0	0	14,5

Felt/Funn	Gjenværende reserver*				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeek.
	mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill tonn	mill Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup>
Ula	13,2	0	0,6	0	14,34
Vale	1,2	1,8	0	0	3
Valhall	82,3	14,3	3	0	102,3
Varg	3,7	0	0	0	3,7
Veslefrikk	10	0,6	0	0	10,6
Vigdis	22,4	1,3	0,9	0	25,41
Vilje	8,3	0	0	0	8,3
Visund	14,4	52,6	6,8	0	79,92
Volve	11,9	1,3	0,2	0,1	13,68
<b>Ressursklasse 4 Funn</b>					
1/9-1 Tommeliten Alpha	7,9	12,9	0	0	20,8
2/12-1 Freja	2,9	0,6	0,04	0	3,576
3/7-4 Trym	0	3,4	0	0,8	4,2
7/11-5 Mime	0,4	0,1	0	0	0,5
9/2 og 9/5 Yme	8,7	0	0	0	8,7
15/12-12 Rev	0	4,1	0	0,68	4,78
15/3-1S Gudrun	15,2	8,5	5,4	0	33,96
15/5-1 Dagny	0	3,8	0,2	1,2	5,38
24/9-5 Volund	7	0,8	0	0	7,8
25/11-16	3,6	0	0	0	3,6
25/5-5	3,5	0,1	0	0	3,6
30/7-6 Hild	0	2,8	0	0,4	3,2
34/10-23 Valemon	0	16,3	0,8	5,4	23,22
35/8-1 Vega	0	16,1	0,9	4,1	21,91
35/9-1 Gjøa	9,1	37,2	6	0	57,7
<b>Ressursklasse 5 Funn</b>					
1/3-6 Oselvar	3,2	2,8	0	0	6
1/5-2 Flyndre	5,1	1,6	0	0	6,7
2/4-10	1,1	0	0	0	1,1
2/4-17 Tjalve	1	1,4	0,1	0	2,59
2/5-3 Sørøst Tor	3,1	0	0	0	3,1
6/3-1 PI	0,4	0,9	0	0	1,3
7/7-2	3,4	0	0	0	3,4
7/8-3	6	0,2	0	0	6,2
15/3-4	3,7	1,6	0,5	0	6,25
15/5-2	0	4,9	0,01	0,4	5,319
15/8-1 Alpha	0	4,1	0,5	1	6,05
16/7-2	0	4,1	0,5	1	6,05
24/6-1 Peik	0	2	0	0,3	2,3

Felt/Funn	Gjenværende reserver*				
	Olje	Gass	NGL	Kondensat	Oljeek.
	mill Sm <sup>3</sup>	mrd Sm <sup>3</sup>	mill tonn	mill Sm <sup>3</sup>	mill Sm <sup>3</sup>
25/8-4	1	0	0	0	1
30/7-6 Hild	0	12	0	1,5	13,5
33/9-6 Delta	11,2	0,2	0	0	11,4
34/11-2 S Nøkken	0	2,7	0	1,2	3,9
34/10-23 Valemon	0	1,8	0	0,2	2
<b>Ressursklasse 7 Funn</b>					
31/2-N-11 H	6	0	0	0	6
34/10-49 S Alun	Ikke data				
34/10-49 S Epidot	Ikke data				
35/11-13	2,5	0	0	0	2,5
35/2-1	0	16	0	0	16

\* 1 tonn NGL = 1,9 Sm<sup>3</sup> oe.

## 4.2. Felt i produksjon

Dette kapittelet gir en oversikt over de feltene i Nordsjøen som er operative. (Ressursklassene 1 og 2), samt enkelte felt med godkjent PUD som ved utarbeidelse av dette dokumentet enda ikke var kommet i produksjon (Ressursklasse 3). I region Nordsjøen Sørøst finnes for tiden ingen felt i drift, kun enkelte rørledninger (figur 4-1).

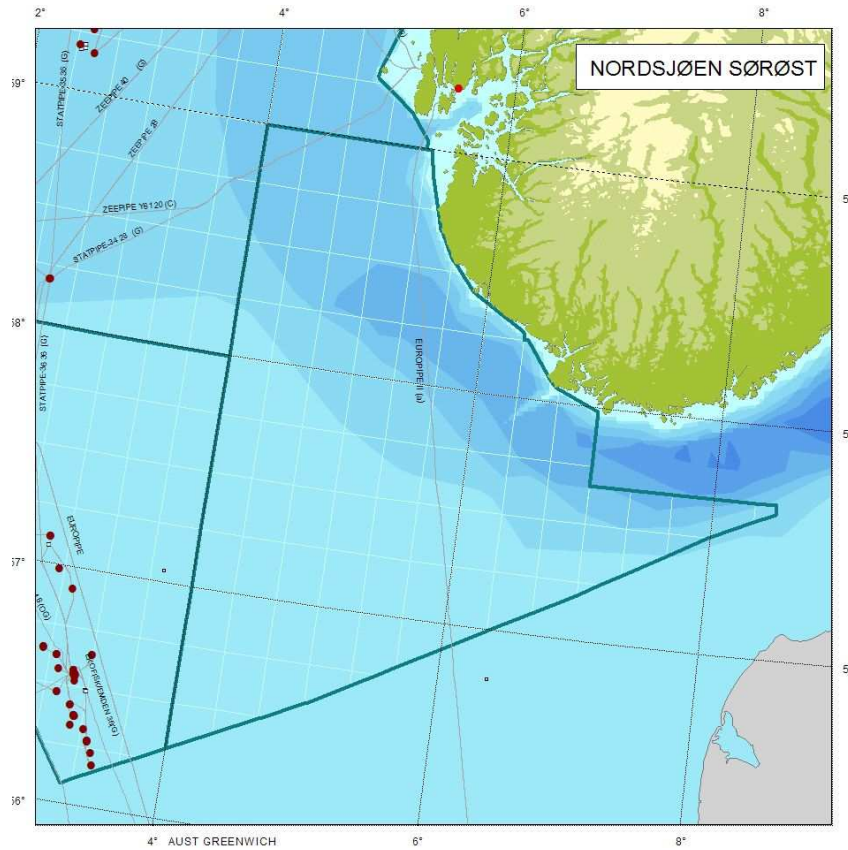
### 4.2.1. Nordsjøen Sørvest

En oversikt over Region Nordsjøen Sørvest, med eksisterende felt, er gitt i figur 4-2.

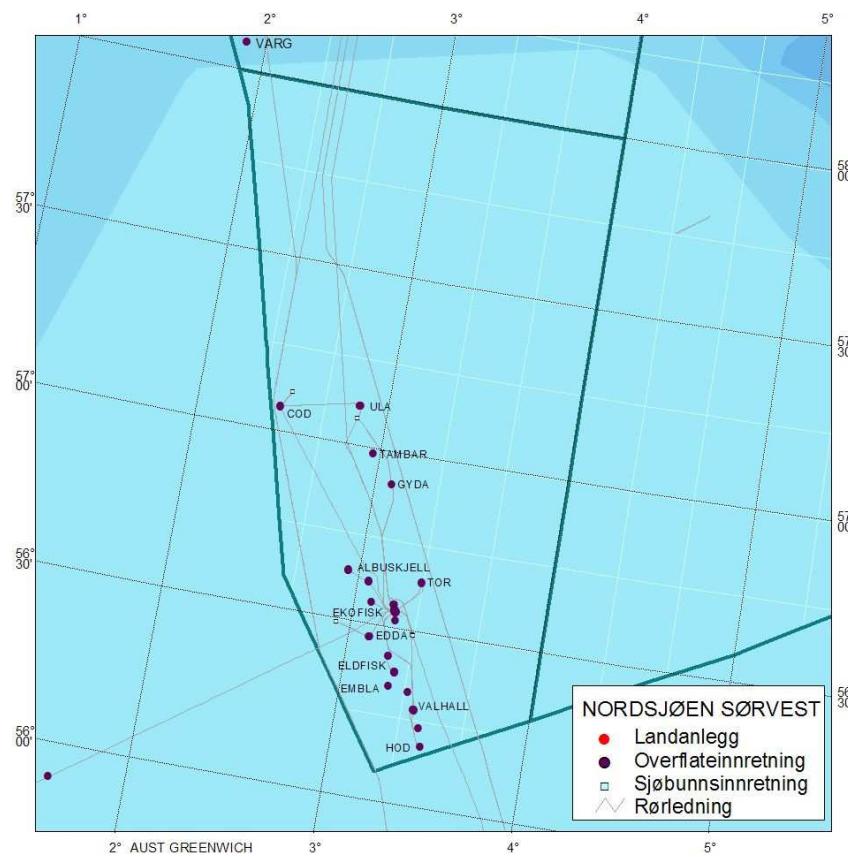
#### 4.2.1.1. Ekofiskområdet (2/4 og 2/7)

Ekofiskområdet (figur 4-3) består av feltene; Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor, samt de nedstengte feltene Albuskjell, Cod, Edda og Vest Ekofisk. Havdybden i området er mellom 70 og 75 meter. Ekofiskområdet, som opereres av ConocoPhillips Skandinavia AS, har blitt bygget ut i 5 faser og består av totalt 29 plattformer.

De operative delene av Ekofisksenteret består av boliginnretningen 2/4-H, produksjonsinnretningen 2/4-C, bore- og produksjonsinnretningen 2/4-X, prosessinnretningen 2/4-J, og prosess- og brønnhodeplattformen 2/4-M.



Figur 4-1. Region Nordsjøen Sørøst



Figur 4-2. Region Nordsjøen Sørvest

Av de øvrige innretningene på senteret er 2/4-FTP og 2/4-W fortsatt i bruk henholdsvis som stigerørsplattform for produksjonen fra brønnhodeinnretningene 2/4-A i sør og 2/4-B i nord og som brønnhodeinnretning for vanninjeksjon. I tillegg er 2/4-K i bruk nord på feltet som hovedinnretning for vanninjeksjon i feltet. 2/4-K er broforbundet med 2/4-B. Ekofisk 2/4-A er en ubemannet brønnhodeplattform. En ny boligplattform, 2/4-L, planlegges på feltsenteret.

Eldfisk er bygget ut med Eldfisk A, FTP og 2/7-E på Alfa strukturen og Eldfisk B på Bravo strukturen. Eldfisk A og FTP er brønnhode- og prosessinnretninger, og Eldfisk A har borefasiliteter. 2/7-E er en innretning for vanninjeksjon som forsyner Eldfisk og Ekofisk delvis med injeksjonsvann. Eldfisk B er en kombinert bore-, brønnhode- og prosessinnretning. Embla er en ubemannet brønnhodeplattform og produserer til Eldfisk.

Tor er et oljefelt og er bygd ut med en kombinert brønnhode- og prosessinnretning

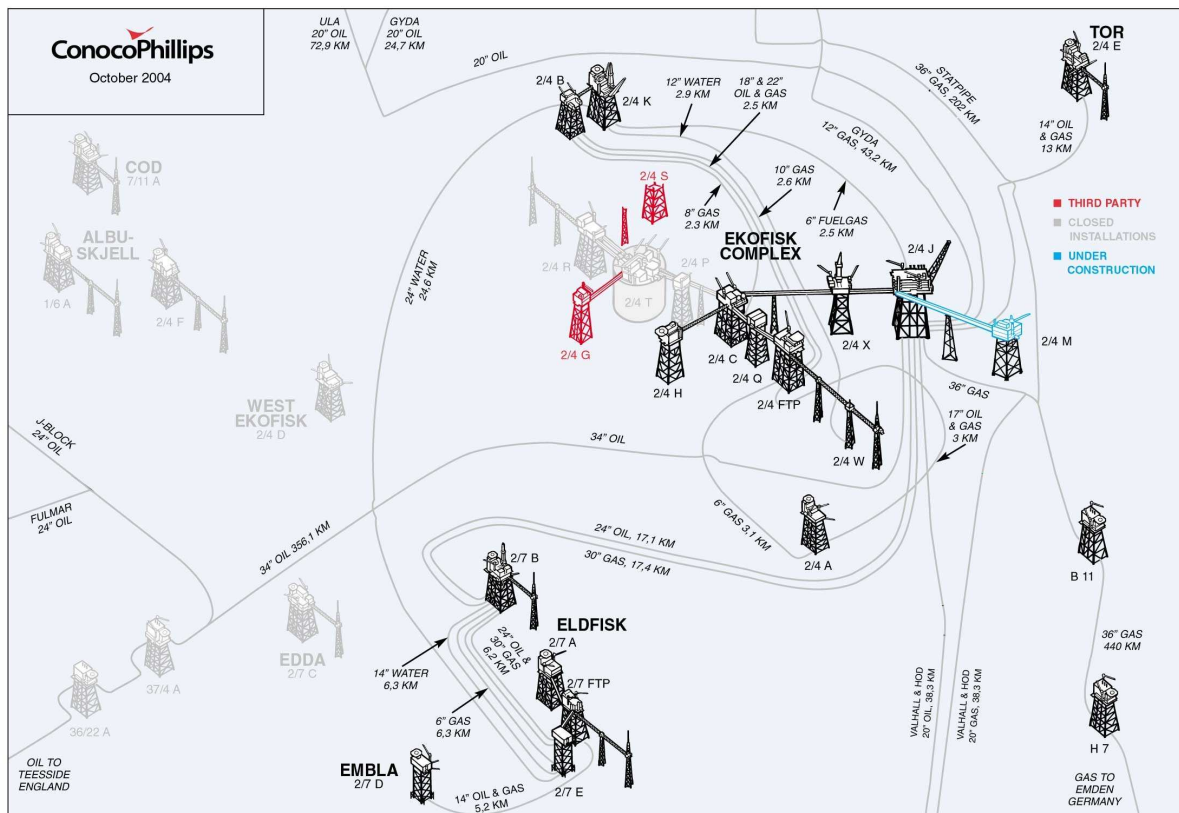
med transport gjennom rørledninger til Ekofisksenteret for eksport.

Den produserte oljen blir transportert gjennom Norpipe-oljerørledningen til Teesside i England, mens gassen blir eksportert til Emden i Tyskland gjennom Norpipe-gassrørledningen.

#### 4.2.1.2. Valhall (2/11 og 2/8)

Valhall opereres av BP Norge AS. Feltet ligger på 70 meters dyp og er bygget ut med en boreplattform, en kombinert produksjons- og prekompresjonsplattform, en boligplattform, en vanninjeksjonsplattform, samt to ubemannede brønnhodeplattformer (flankene). Oljen fra Valhall eksporteres via Ekofisk til Teesside gjennom Norpipe, og gassen eksporteres direkte til Emden via Gassled (Norpipe).

Feltsenteret vil om få år bygges om (tre innretninger blir overflødige og erstattes av en ny integrert innretning) og vil blant annet få kraftforsyning fra land.



Figur 4-3. Ekofiskområdet (Ekofisk-komplekset, Eldfisk, Embla og Tor)

#### 4.2.1.3. Tambar (1/3 og 2/1)

Tambarfeltet opereres av BP Norge AS. Det ligger ca 16 km sørøst for Ulafeltet på 68 meters havdybde. Feltet er utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform som er knyttet opp til Ula. Produksjonen fra Tambar transporteres til Ula hvor oljen blir skilt ut for transport til Teesside via Ekofisk. Gassen blir injisert i Ula-reservoaret for å øke oljeutvinningen.

#### 4.2.1.4. Ula (7/12)

Ula opereres av BP Norge AS. Havdybden er ca 70 meter. Feltet er utbygd med tre stålplattformer, en prosess-, en bore- og en boligplattform. Olje blir transportert i Ula-røret til Ekofisksenteret og videre til Teesside i England gjennom Norpipe. Assosiert gass blir reinjisert for økt utvinning. Alternativt kan gassen eksporteres via en toveis rørledning til Gyda og videre til Emden via Ekofisk.

#### 4.2.1.5. Gyda (2/1)

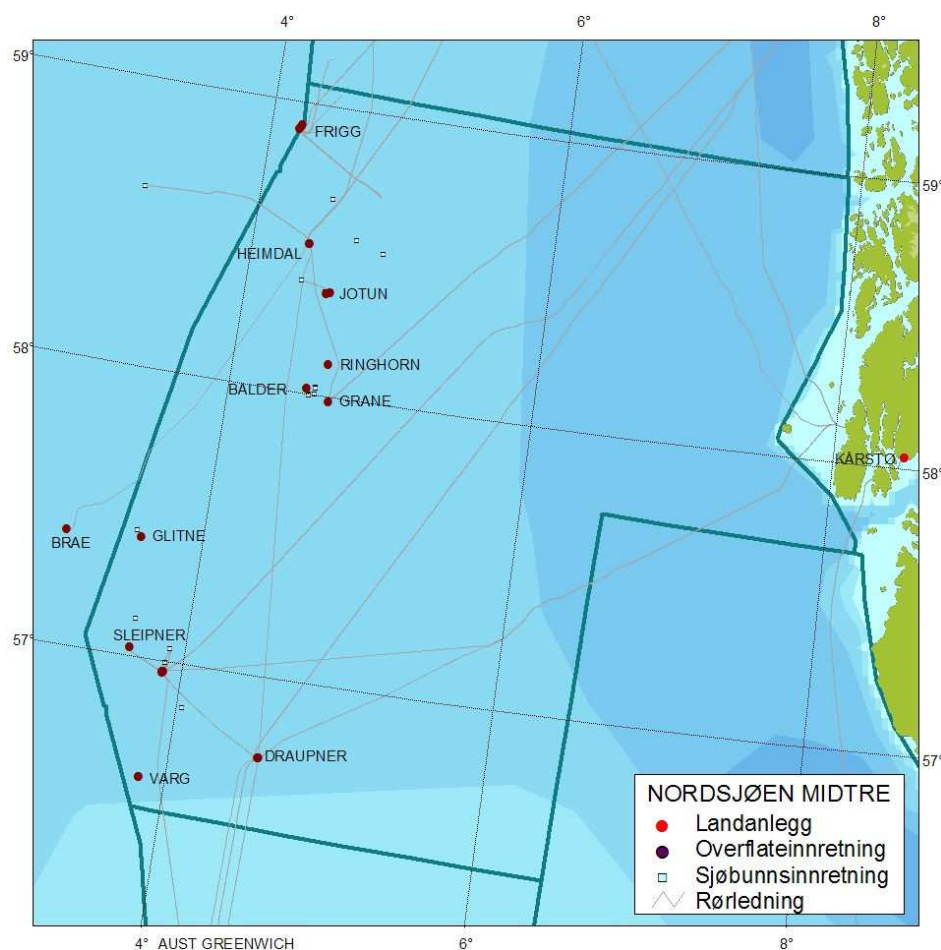
Gyda er et oljefelt som opereres av Talisman Energy Norge AS. Det ligger på 65 meters dyp. Den produserte oljen blir transportert i en rørledning tilknyttet rørledningen fra Ula til Ekofisksenteret. Gassen blir transportert til Ekofisksenteret i en egen rørledning. Satellittfeltet Gyda Sør blir drenert med 2 brønner boret fra Gyda.

#### 4.2.1.6. Hod (2/1)

Hod opereres av BP Norge AS. Feltet ligger 13 km sør for Valhallfeltet med en havdybde på 72 meter. Hod er utbygd med en ubemannet brønnhodeplattform, og fjernstyres fra Valhall. På Hod separeres og måles olje og gass før den transporteres til Valhall i en tofasestrøm.

### 4.2.2. Nordsjøen Midtre

En oversikt over Region Nordsjøen Midtre, med eksisterende felt, er gitt i figur 4-4.



Figur 4-4. Region Nordsjøen Midtre

#### 4.2.2.1. Sleipner Vest (15/6 og 15/9)

Sleipner Vest ligger på 110 meters havdyp i Sleipnerområdet. Det opereres av Statoil ASA. Feltet består av en ubemannet brønnhodeplattform (Sleipner B) og en gassbehandlingsplattform (Sleipner T). Sleipner T er tilknyttet Sleipner A på Sleipner Øst med en gangbro. Den ubehandlede brønnstrømmen blir transportert i en 12 km lang rørledning fra Sleipner B til Sleipner T. Karbondioksid i brønnstrømmen blir skilt ut på Sleipner T og injisert i en geologisk struktur under havbunnen. Produsert gass leveres via rørledningsnett fra Sleipner, mens kondensat sendes til Kårstø gjennom Sleipner kondensatrør.

#### 4.2.2.2. Sleipner Øst (15/9)

Sleipner Øst ligger på 82 meters havdyp. Det opereres av Statoil ASA. Feltet er bygget ut med en integrert bore-, produksjons- og boligplattform (Sleipner A), to brønnrammer, en stigerørsplattform (Sleipner R) og et flammearn. Gassen fra feltet går i eksportrørledningene Statpipe, Zeepipe og Europipe II til Emden og Zeebrugge. Kondensat sendes til Kårstø gjennom Sleipner kondensatrør. Loke er bygget ut med en enkel havbunnsramme knyttet opp til Sleipner A. Etter at Tyformasjonen var ferdig produsert ble brønnen fordypet til Hugin/Skagerrakformasjonene, og satt i produksjon i 1998. Også undervannsinstallasjonen på det Esso-opererte Sigyn er knyttet opp til Sleipner A plattformen.

#### 4.2.2.3. Glitne (15/5 og 15/6)

Glitne ligger 40 km nordvest for Sleipnerområdet med en havdybde på 110 meter. Feltet er operert av Statoil. Utbyggingsløsningen baserer seg på det innleide produksjonsskipet Petrojarl 1. Oljen blir prosessert og lagret på Petrojarl 1 før den blir overført til tankskip. Gass blir brukt til drivstoff og gassløft, overskuddsgass blir reinjisert. Det er satt inn tiltak for økt oljeutvinning som vil forlenge feltets levetid.

#### 4.2.2.4. Gungne (15/9)

Gungne er et gass- og kondensatfelt som er en del av Sleipner-lisensen, og opereres av

Statoil. Havdypet i området er 83 meter. Produksjonen fra Gungne startet i april 1996 med en brønn boret fra Sleipner A. Ytterligere en brønn ble ferdigstilt i 2001.

#### 4.2.2.5. Sigyn (16/7)

Sigyn opereres av ExxonMobil Exploration and Production Norway AS. Det ligger i Sleipnerområdet, på 70 meters havdyp. Feltet er utbygd med en undervannsinstallasjon og er knyttet opp mot Sleipner A. Tørrgass blir eksportert via tørrgass systemet på Sleipner, mens kondensat blir transportert via Sleipner kondensatrør til Kårstø.

#### 4.2.2.6. Varg (15/12)

Varg opereres av Talisman Energy Norge AS. Feltet er lokalisert øst for Sleipnerfeltet, og har en havdybde på 84 meter. Det er bygd ut med en ubemannet brønnhodeplattform og et produksjonsskip med integrert oljelager. Brønnhodeplattformen og produksjonsskipet er forbundet med fleksible rørledninger for oljeproduksjon, vann- og gassinjeksjon, samt styrings- og kraftkabler. Oljen fra feltet transporteres med skytteltankere. Feltets levetid er forlenget etter nye funn i tilknytting til feltet og gjennom boring av nye produksjonsbrønner.

#### 4.2.2.7. Jotun (25/7 og 25/8)

Jotun er et oljefelt som opereres av ExxonMobil Exploration and Production Norway AS. Feltet ligger på 126 meters havdyp 25 km nord for Balder. Feltet er bygget ut med en normalt ubemannet brønnhodeplattform med boremodul, boligkvarter og et produksjonsskip (FPSO). Jotun mottar også olje og gass fra Balder og Ringhorne for videre prosessering og transport. Olje blir transportert med skytteltankere, og rikgass blir transportert i en rørledning til Statpipe for videre transport til Kårstø.

#### 4.2.2.8. Balder (inkl. Ringhorne) (25/10, 25/11 og 25/8)

Balder er operert av ExxonMobil Exploration and Production Norway AS. Feltet ligger på om lag 125 meter vandyp 190 km vest for Stavanger. Balder er bygget ut med bunnrammer på havbunnen som er tilknyttet et

produksjonsskip. Oljen produseres og lagres på skipet før den transporteres med skytteltankere. Ringhorne er en kombinert bore-, brønn-, og boligplattform med første-trinns separasjonsanlegg. Olje fra Ringhorne transporteres via rørledning til produksjonsskipet Balder for videre prosessering og utskipping. Balder og Ringhorne ble i 2003/2004 koblet til Jotun via tre rørledninger, og fra 2004 kan olje fra Ringhorne også eksporteres via Jotun. Produsert gass fra Balder og Ringhorne blir transportert via Jotun.

#### 4.2.2.9. Grane (25/11)

Grane er et tungoljefelt med små mengder assosiert gass. Feltet er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Grane ligger på 127 meters havdybde 185 km vest for Stavanger og ca. 50 km sørøst for Heimdalplattformen. Grane er bygget ut med en integrert bolig-, bore-, og produksjonsplattform. Oljen fra Grane transporteres via Grane oljerør til Stureterminalen for lagring, måling og utskipping. Oljen produseres ved hjelp av gassinjeksjon og gassløft. Gass for injeksjon og kraftproduksjon blir importert via en rørledning fra Heimdalfeltet.

#### 4.2.2.10. Heimdal (25/4)

Heimdal opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Feltet ligger på 120 meters havdyp og er bygget ut med en integrert bore-, produksjons- og boliginnretning med stålunderstell, Heimdal Main Plattform (HMP1). I forbindelse med ombygging til Heimdal Gassenter (HGS) er det bygget en stigerørsplattform (HRP) i tilknytning til HMP1. Ombyggingen har sikret at ledig produksjonskapasitet kan brukes til å produsere fra felt som Huldra og Vale. Gass fra Heimdal Gassenter transporteres i en rørledning til Statpipe eller i rørledningen Vesterled til rørledningen fra Frigg til St Fergus. Kondensat transporteres i en rørledning til Brae på britisk sektor. Det er også en gassledning til Grane for gassinjeksjon. Oseberg Gasstransport går via HRP hvor den kan fordeles til både Vesterled, Statpipe og Grane.

#### 4.2.2.11. Vale (25/4)

Vale er et gasskondensat-felt som opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Feltet er en undervannsutbygging som ligger 16 km nord for Heimdal. Utbyggingen består av en brønn, en produksjonsramme og en 16,5 km lang rørledning til Heimdal. Brønnstrømmen behandles på Heimdal før den transporteres gjennom det eksisterende rørsystemet fra Heimdal.

#### 4.2.2.12. Skirne Byggve (25/5)

Skirne Byggve er et gasskondensat felt der Total E&P Norge AS er operatør. Feltet er bygget ut med to undervannsbrønner som ligger 14 km og 23 km øst for Heimdal. Brønnstrømmen behandles på Heimdal før den transporteres gjennom det eksisterende rørsystemet fra Heimdal.

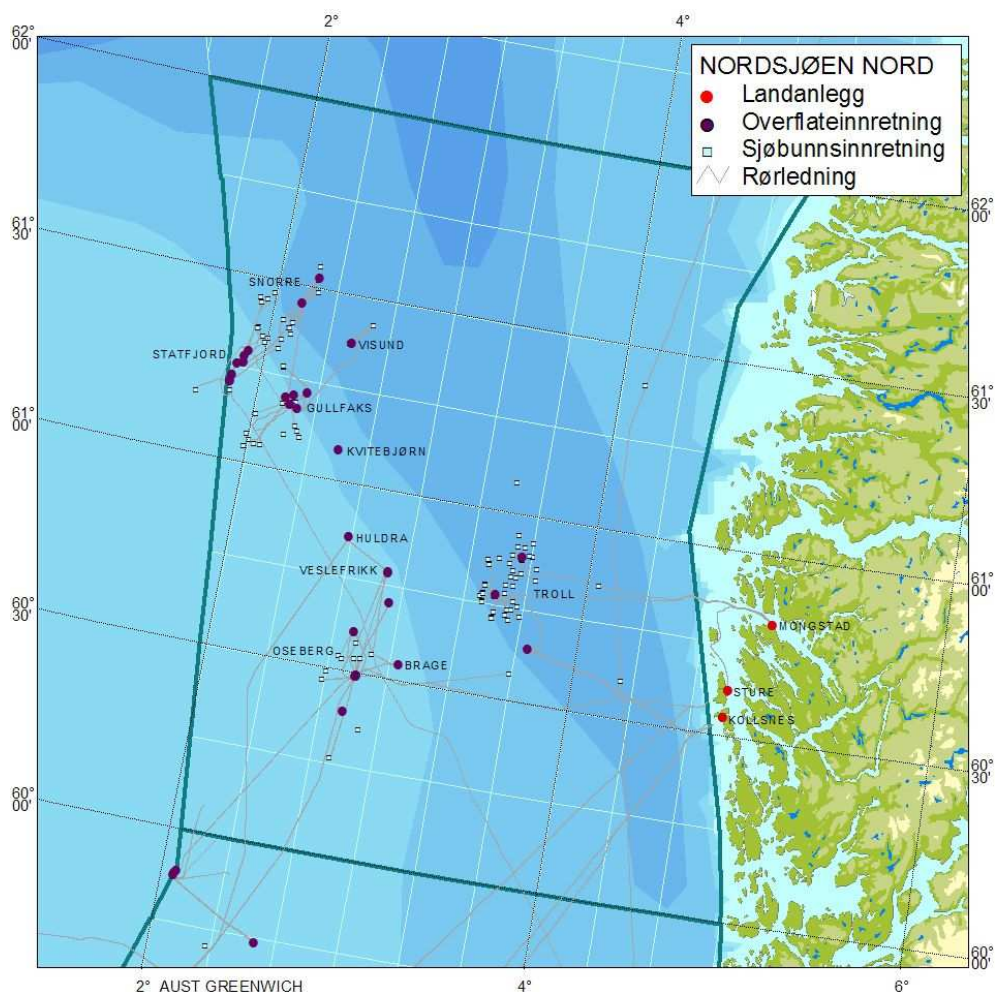
#### 4.2.3. Nordsjøen Nord

En oversikt over Region Nordsjøen Nord, med eksisterende felt, er gitt i figur 4-5.

##### 4.2.3.1. Oseberg (30/6 og 30/9)

Oseberg er et oljefelt med en overliggende gasskappe. Feltet ligger på om lag 100 meters dyp og opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Oljedelen av Oseberg er bygget ut i flere faser. Fase 1 var utbygging av Oseberg Feltsenter med Oseberg A og B. Oseberg A er en prosess- og boliginnretning med betongunderstell. Oseberg B er en bore- og vanninjeksjonsinnretning med stålunderstell. Fase 2 var en utbygging av den nordlige delen av feltet med Oseberg C, en integrert bore-, bolig- og produksjonsinnretning.

Fase 3 omfatter utbygging av gassdelen på feltet. Oseberg D er en gassprosesseringsinnretning med stålunderstell tilknyttet Oseberg Feltsenter. Osebergfeltet blir produsert ved trykkvedlikehold med både gass-, vann- og VAG-injeksjon (alternerende injeksjon av gass og vann). Massiv gassinjeksjon har gitt en svært god fortrengning av oljen, og det er nå utviklet en stor gasskappe som skal produseres i årene fremover. Injeksjonsgass ble tidligere importert fra Troll-feltet (TOGI). TOGI ble nedstengt i 2002. Injeksjonsgass importeres også fra en undervannsbrønn på Oseberg Vest.



Figur 4-5. Region Nordsjøen Nord

Feltsenteret prosesserer også brønnstrøm eller ikke stabilisert olje og gass fra feltene Oseberg Øst, Oseberg Sør, Oseberg Vest, Tune og Oseberg Vestflanken. Oljen som prosesseres på Oseberg Feltsenter blir transportert gjennom rørledningen i Oseberg Transportsystem (OTS) til Stureterminalen. Også olje og kondensat fra feltene Brage, Veslefrikk og Huldra blir transportert i rørledningen via Oseberg Feltsenter til Sture.

Gasseksport startet høsten 2000 gjennom en ny rørledning, Oseberg Gasstransport (OGT), til Statpipesystemet via Heimdal Gassenter.

#### 4.2.3.2. Oseberg Øst (30/6)

Oseberg Øst er et oljefelt som opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Vandypet ved installasjonen er 160 meter. Feltet er bygget ut med en plattform med stålunderstell med boligkvarter, boreutstyr og førstetrinnsseparasjon av olje, vann og gass. Olje blir transportert i rørledning til Oseberg

Feltsenter for videre prosessering og transport til Stureterminalen. Gass blir hovedsakelig reinjisert, men en liten del blir tatt ut på Oseberg Feltsenter og transportert gjennom OGT. Feltet produseres ved hjelp av trykkvedlikehold med både vanninjeksjon og VAG-injeksjon.

#### 4.2.3.3. Oseberg Sør (30/12 og 30/9)

Oseberg Sør ligger på 100 meters havdyp. Feltet opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Feltet er bygget ut med en plattform for delvis prosessering av oljen. Feltet er også bygd ut med en havbunnsramme på K-strukturen og en havbunnsramme på J-strukturen. Den nordlige delen av feltet blir produsert gjennom brønner boret fra Oseberg Feltsenter.

Delvis stabilisert olje fra Oseberg Sør føres i rørledning til Oseberg Feltsenter for videre prosessering og transport til land gjennom Oseberg transportsystem (OTS). Den



produserte gassen på Oseberg Sør blir reinjisert, og eventuell gasseksport vil skje i en senere fase.

#### **4.2.3.4. Tune (30/5, 30/6 og 30/8)**

Tune er et gass- og kondensatfelt som ligger ca 10 km vest for Oseberg Feltsenter. Feltet som ligger på 95 meters dyp, er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Utvinningen foregår ved trykkavlastning. Tune er bygget ut med en sentral havbunnsinnretning som har fire produksjonsbrønner tilknyttet. Feltet er knyttet opp til Oseberg D med to rørledninger og en servicelinje. På Oseberg D er det bygget en Tune mottaksmodul. Kondensat fra Tune stabiliseres på Oseberg før den sendes videre til gjennom OTS til Sture. Gass fra Tune reinjiseres i Osebergfeltet, mens feltets rettighetshavere får tilbakelevert salgsgass fra Oseberg Unit ved innløpet til Oseberg Gasstransport (OGT).

#### **4.2.3.5. Oseberg Vestflanken (30/6)**

Oseberg Vestflanken er et gass- og kondensatfelt som ligger ca 9 km vest/nordvest for Oseberg Feltsenter. Feltet som ligger på 108 meters dyp, er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Utvinningen foregår ved trykkavlastning. Vestflanken vil bli bygget ut med en fire-slotts brønnramme. Feltet er knyttet opp til Oseberg D med to rørledninger og en servicelinje.

#### **4.2.3.6. Brage (30/6, 31/4 og 31/7)**

Brage er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Felt ligger på 140 meters dybde og er bygget ut med en integrert prosesserings-, bore- og boligplattform med stålunderstell. Oljeutvinningen foregår delvis ved vanninjeksjon og delvis ved naturlig trykkavlastning. Produsert olje transporters til Oseberg A for videre transport gjennom Oseberg Transport System (OTS) til Stureterminalen. Gassen blir transportert via en egen rørledning til Statpipe for videre transport.

#### **4.2.3.7. Veslefrikk (30/3 og 30/6)**

Veslefrikk opereres av Statoil. Feltet ligger på 175 meters havdyp og er bygget ut med to innretninger. Veslefrikk A er en fast brønnhodeplattform med boremodul og

stålunderstell. Veslefrikk B er en halvt nedsenkbar innretning med prosessanlegg og boligkvarter. Oljen transporteres i rørledning via OTS til Stureterminalen. Gassen transporteres gjennom Statpipe til Kårstø.

#### **4.2.3.8. Huldra (30/2 og 30/3)**

Huldra er et gassfelt som opereres av Statoil. Feltet ligger på 125 meters havdyp 16 km fra Veslefrikk. Feltet er bygd ut med en normalt ubemannet brønnhodeplattform som fjernstyres fra Veslefrikk. Huldra har et enkelt prosessanlegg som separerer gass og kondensat. Rikgass transporteres i en 145 km lang rørledning til Heimdal for videre prosessering. Kondensat blir transportert i en rørledning til Veslefrikk for prosessering og transport til Sture via Oseberg Feltsenter.

#### **4.2.3.9. Troll (31/2, 31/3, 31/5 og 31/6)**

Troll ligger om lag 65 km fra Kollsnes på over 300 meters havdyp. Feltet er utbygget med Troll A, hvor gassen fra Troll Øst utvinnes, med Statoil som operatør, og med Troll B og Troll C som utvinner olje fra Troll Vest (oljeprovins og gassprovins) med Norsk Hydro som operatør.

Troll A er en fast brønnhodeinnretning med betongunderstell. Gassen på Troll Øst produseres ved trykkavlastning. Gassen fra Troll A transporteres via to flerfaserørledninger til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Tørrgassen transporteres i Zeepipe II A og II B.

Troll B er en flytende betonginnretning, mens Troll C er en halvt nedsenkbar stålinnretning.

Oljen i Troll Vest oljeprovins har en 22-26 meter tykk oljekolonne med en liten gasskappe over, mens Troll Vest gassprovins hadde en opprinnelig oljekolonne på 12-14 meter og en gasskolonne på opptil 160 meter over. Oljen i Troll Vest produseres via ca. 30 havbunnsrammer med over 100 oljeproduserende brønner som er koplet opp mot Troll B og Troll C med rørledninger. Troll Pilot, som er knyttet til en av havbunnsrammene, er et pilotanlegg for havbunnsseparasjon og injeksjon av produsert vann. Produksjonen av olje på Troll Vest skjer gjennom horisontale brønner som

bores like over vann-olje-kontakten i den tynne oljesonen. Produksjonen skjer ved trykkavlasting. Oljeutvinningen har vært ansett som tidskritisk pga risiko for tap av olje når trykket reduseres på Troll Øst. Det har derfor vært boret en rekke brønner/flergrensbrønner på Troll Vest de siste årene, og boreaktiviteten der er fremdeles høy.

Innretningen på Troll C blir også brukt til å behandle olje og gass fra Framfeltet.

Kondensat blir skilt fra gassen og transportert videre i rørledninger til Sture terminalen og Mongstad. Oljen fra Troll B og Troll C transporteres i hhv Troll Oljerør I og II til oljeterminalen på Mongstad. Gassen fra Troll Vest transporteres via Troll A til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes.

#### **4.2.3.10. Fram (35/11)**

Fram er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Feltet ligger om lag 22 km nord for Troll C plattformen. Feltet er i første byggetrinn bygget ut med to havbunnsrammer på Fram Vest som er knyttet opp til Troll C. På Troll C blir gassen skilt fra væsken, og gassen blir reinjisert i reservoaret som trykkstøtte. I andre byggetrinn er Fram Øst bygget ut med ytterligere to brønnrammer som ligger ca. 19 km nord for Troll C. Trykkstøtte til denne delen av feltet sikres gjennom injeksjon av deler av det produserte vannet fra Fram /Troll C.

Oljen fra Fram blir transportert til Mongstad via Troll oljerør II. Mot slutten av feltets levetid vil gassen fra Fram bli eksportert via Troll A til Kollsnes

#### **4.2.3.11. Gullfaks (inkl. Gullfaks Vest) (34/10)**

Gullfaksfeltet opereres av Statoil. Havdybden varierer mellom 130 og 220 meter. Feltet er bygget ut med tre integrerte prosess-, bore- og boliginnretninger med betongunderstell. Gullfaks A og C er begge fullt integrerte plattformer. Olje og gass fra Gullfaks B må overføres til Gullfaks A eller C for videre behandling og lagring/transport. Gullfaks A og C tar i mot olje og gass fra Gullfaks Sør. Innretningene blir også benyttet for produksjon

og videre transport fra Tordis, Vigdis og Visund. Produksjonen fra Tordis behandles i eget anlegg på Gullfaks C.

#### **4.2.3.12. Gullfaks Sør (inkl. Rimfaks og Gullveig) (33/12 og 34/10)**

Gullfaks Sør opereres av Statoil. Feltet som også inkluderer Rimfaks og Gullveig er et satellittfelt til Gullfaks. Gullfaks Sør Fase I omfatter produksjon av olje og kondensat. Assosiert gass blir reinjisert i reservoarene. Fase I består av åtte undervannsinstallasjoner tilknyttet Gullfaks A-plattformen. Gullfaks Sør Fase II omfatter produksjon og eksport av gassressurser og assosierte væskemengder. Utbyggingsløsningen består av undervannsinstallasjoner knyttet opp mot Gullfaks A- og C-plattformene. Rikgass transporteres gjennom et rikgassrør fra Gullfaks til Statpipe og videre til Kårstø. Her skilles våtgassen ut, mens tørrgassen transporteres videre til kontinentet. Olje og kondensat blir stabilisert, lagret og lastet på tankskip fra eksisterende fasiliteter på plattformene.

#### **4.2.3.13 Gulltopp (34/10-47)**

Gulltopp er et oljefelt beliggende innenfor utvinningstillatelsen PL 050, operert av Statoil. Feltet ligger ca. 7 km vest for Gullfaks A-plattformen. Vanndybden i området er omlag 140 meter. Gulltopp utvinnes gjennom en langtrekkende brønn fra Gullfaks A. Produksjonen er antatt å komme i gang i andre halvår 2007. Produksjonsperioden er anslått til 5-6 år.

#### **4.2.3.14 Gimle (34/10)**

Gimle (tidligere Topas) ble påvist i 2004 gjennom en langtrekkende brønn fra Gullfaks C. Pilotproduksjon startet i desember 2004, og søknad om permanent produksjon ble sendt til myndighetene i januar 2006. Statoil er operatør.

#### **4.2.3.15 Tordis (inkl. Tordis Øst og Borg) (34/7)**

Tordis er et oljefelt bestående av fire funn som opereres av Statoil. Feltet ligger på omtrent 200 meters havdyp mellom Gullfaks og Snorre. Det er bygget ut med en

undervannsløsning knyttet opp mot Gullfaks C for prosessering. Feltet er bygget ut med sju separate satellittbrønner og to havbunnsrammer som er knyttet opp mot en sentral havbunnsmanifold. Oljen blir eksportert fra Gullfaks C og gassen blir transportert gjennom Statpipe til Kårstø.

#### 4.2.3.16 Vigdis (34/7)

Vigdis er et oljefelt som opereres av Statoil. Feltet ligger på 280 meters havdyp mellom Snorre og Gullfaks. Vigdis er bygget ut med to havbunnsrammer for produksjonsbrønner og en for vanninjeksjon. Vigdis styres fra Snorre A. Brønnstrømmen transporteres gjennom to rørledninger til Snorre A, hvor den prosesseres i en egen prosessmodul. Stabilisert olje sendes til Gullfaks A for lagring og transport. Gassen blir reinjisert i Snorrefeltet som trykkstøtte.

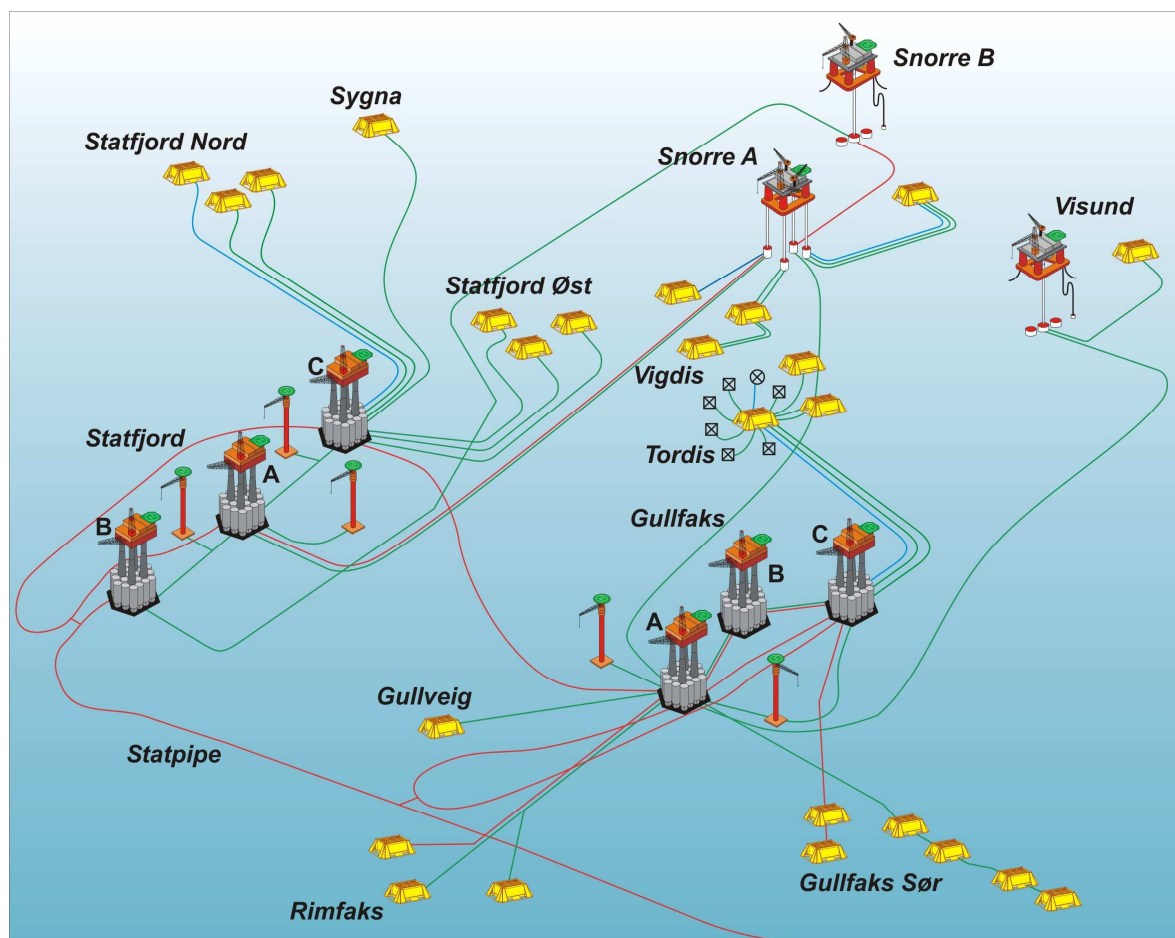
#### 4.2.3.17 Kvitebjørn (34/11)

Kvitebjørn er et gass- og kondensatfelt som ligger sørøst for Gullfaks på 190 meters havdyp. Feltet opereres av Statoil. Det er

bygget ut med en integrert bore-, bolig-, og produksjonsplattform med stålunderstell. Tørrgassen sendes i transportnettet til det europeiske kontinentet, mens væsken går til Mongstad for foredling. Kondensatet transporteres gjennom en ny rørledning, Kvitebjørn oljerør, via Troll oljerør II til Mongstad.

#### 4.2.3.18 Murchison (33/9)

Murchison opereres av CNR International (UK) Limited. Feltet ligger på grensen mellom norsk og britisk sektor med en norsk andel på 22,2 prosent. Murchison er bygget ut med en kombinert bore-, bolig-, og produksjonsplattform med stålunderstell. Olje og NGL transporteres via Brent-systemet til Shetland. Gassen transporteres til St. Fergus i Skottland.



Figur 4-6. Tampen-området

#### **4.2.3.19 Visund (34/8)**

Visund er et oljefelt som opereres av Statoil. Feltet ligger øst for Snorrefeltet på 335 meters havdybde. Visund er bygget ut med en halvt nedsenkbar integrert bolig-, bore- og prosessintretning i stål. Den nordlige delen av feltet er bygget ut med en havbunnsinnretning 10 km nord for Visund A. Oljen fra feltet transporteres i en rørledning til Gullfaks C for lagring og utskipping. Gassen transporteres i en rørledning til Kvitebjørn gassrørledning for transport til Kollsnes hvor NGL blir utskilt og gassen blir eksportert til kontinentet gjennom rørledninger.

#### **4.2.3.20 Snorre (34/4 og 34/7)**

Snorre er et oljefelt som opereres av Statoil. Feltet ligger øst for Statfjord med en havdybde på mellom 300 og 350 meter. Den sørlige delen av feltet er bygget ut med en integrert bolig-, bore- og prosess-strekkstagsplattform (TLP) i stål (Snorre A) og et undervanns produksjonsanlegg. Snorre A har også et eget prosessanlegg for produksjon fra Vigdisfeltet.

Den nordlige delen av feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar integrert bore-, bolig- og prosesseringsinnretning (Snorre B). Olje og gass blir transportert i separate rørledninger til Statfjord A for videre prosessering og eksport. Oljen blir derfra transportert i skytteltankere og gassen blir transportert i Statpipe til Kårstø.

#### **4.2.3.21 Statfjord (inkl. Statfjord Nord, Statfjord Øst og Sygna) (33/12, 33/9 og 34/7)**

Statfjord er et oljefelt som opereres av Statoil. Feltet ligger på grenselinja mellom norsk og britisk sokkel på ca 145 meters vandyp. Feltet er bygget ut med 3 fullt integrerte plattformer (Statfjord A, B og C) med lagerceller og understell i betong. Olje fra feltet blir transportert via 3 lastebøyer til skytteltankere. Den norske andelen av gassen blir transportert gjennom Statpipe til Emden, mens NGL blir skilt ut på Kårstø. Den britiske delen av gassen blir transportert gjennom Northern Leg Gas Pipeline fra Statfjord B til St. Fergus.

Satellittfeltet Statfjord Nord ligger om lag 17 km nord for Statfjord. Feltet ligger på 250-290

meters dyp. Det er et oljefelt som er bygget ut med 2 havbunnsrammer for produksjon og 1 for vanninjeksjon. Statfjord Øst er et oljeproduserende satellittfelt som ligger på 150 til 190 meters havdyp. Feltet er bygget ut med 2 havbunnsrammer for produksjon og en for vanninjeksjon.

Satellittfeltet Sygna er bygget ut med en havbunnsramme for produksjon, og i tillegg er det boret en vanninjeksjonsbrønn fra Statfjord Nord. De tre feltene er koblet opp til Statfjord C med en egen innløpsseparator.

### **4.3 Felt under planlegging**

I henhold til ressurskategoriseringen fra OD betyr dette strengt talt felt i ressursklasse 3. Med den hastigheten vi har i utviklingen av prosjekter fra funn til planer for utbygging og drift, favner denne oversikten her også enkelte funn i RK 5 fra innrapporteringen til RNB 2006.

#### **4.3.1 Nordsjøen Sørøst**

##### **4.3.1.15 Yme (9/2 og 9/5)**

Yme ligger i Egersundbassenget. Yme er et oljefelt, tidligere operert av Statoil, og som produserte frem til april 2000. Infrastrukturen ble da fjernet fra feltet. Talisman vurderer nå å utvikle feltet på nytt. Endelig utbyggingsløsning er under vurdering. En plan for utbygging og drift planlegges levert i løpet av 2006.

##### **4.3.1.16 Trym (3/7)**

Trym er et lite gass/kondensatfelt som opereres av Shell. Feltet ble i 2006 foreslått utbygd med en havbunnsinnretning og en 5km rørledning til Harald-feltet på dansk sektor. PUD ble imidlertid ikke godkjent av norske myndigheter.

##### **4.3.1.17 Freija (2/12)**

Freija er et lite oljefunn helt sør i Nordsjøen, med Amerada Hess som operatør. Det er ikke levert PUD for utbygging av funnet, men ulike løsninger er under vurdering.

## 4.3.2 Nordsjøen Sørvest

### 4.3.2.1 Blane (1/2)

Blane er et oljefelt hvor 18% av ressursene ligger på norsk sokkel og de resterende på britisk sokkel. Feltet planlegges utbygd med havbunnsinnretninger på britisk side og med rørledning tilbake til Ula på norsk sokkel. Talisman er operatør for Blane.

### 4.3.2.2 Enoch

Enoch er et mindre olje- og gassfelt plassert på grenselinjen mellom norsk og britisk sokkel. Talisman er operatør for feltet. Feltet blir bygd ut med en havbunnsinnretning plassert på den britiske kontinentalsokkelen, og blir tilknyttet det britiske feltet Brae.

### 4.3.2.3 Oselvar (1/3)

Oselvar opereres av DONG og tilhører PL 274. Funnet ligger ca 40-50km nord for Ekofisk-feltet. Funnet representerer både olje og gass og planlegges utbygd som en havbunnsutbygging tilknyttet en (uavklart) vertsplattform i området. Funnet er i RNB2006 kategorisert som RK5 og skal nærmere avklares gjennom en avgrensningsbrønn i 2007, og eventuell PUD planlegges levert i løpet av 2007.

### 4.3.2.4 Tommeliten Alpha (1/9)

Tommeliten Alpha er et gass / kondensatfelt som ligger ca 25 km sørvest for Ekofisk. Ulike utbyggingsløsninger er under vurdering. Oppstart av produksjon blir tidligst 2010.

### 4.3.2.5 Vest Ekofisk (2/4)

Vest Ekofisk er et gass - kondensat felt, som ligger 7 km vest for Ekofisk feltet. Feltet var i produksjon fra 1974 til 1998. Re-development av Vest Ekofisk er planlagt som en havbunnsutbygging, med 2 brønner og produksjon til Ekofiskfeltets infrastruktur. Tidligst produksjonsstart er i 2016-17.

## 4.3.3 Nordsjøen Midtre

### 4.3.3.1 Alvheim (24/6 og 25/4)

Alvheim er et oljefelt som opereres av Marathon Petroleum Company (Norway) AS. Feltet ligger på 125 meters dyp vest for

Heimdal. Feltet vil bygges ut med havbunnsinstallasjoner som tilknyttes et produksjonsskip. Olje vil eksporteres ved bøyelasting og assosiert produsert gass vil eksporteres gjennom rørledning tilknyttet eksisterende infrastruktur på britisk sokkel. Oppstart planlegges til februar 2007.

### 4.3.3.2 Vilje (25/4)

Vilje er et oljefelt som opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Feltet ligger på ca 120 meters dyp 11 km nord for Heimdal Gassenter og 18 km nordøst for Alvheim. Feltet bygges ut med to havbunnsbrønner knyttet opp mot produksjonsskipet på Alvheim (oppstart februar 2007).

### 4.3.3.3 Volund (24/9)

Volund er et lite oljefelt (tidligere kalt Hamsun) som ligger ca 10 km sør for Alvheim og planlegges utbygd med havbunnsinnretning og tilknytning til produksjonsskip på Alvheim. Plan for utbygging og drift ble sendt inn medio 2006.

### 4.3.3.4 Gudrun og Sigrun (15/3)

Gudrun- og Sigrun-reservoarene tilhører PL025, operert av Statoil. Reservoarene inneholder olje og gass. Vandybden er ca 109 m. Avstanden til eksisterende installasjoner er hhv 13 km (Brae East), 24 km (Brae B og Miller) og 55 km (Sleipner A.). Foreløpige utbyggingsplaner viser at en havbunnsutbygging med tilknytning til en eller to av de eksisterende installasjonene i området vil være mulig. Gudrun kan utvinnes med 4 oljeproduserende og 3 gassproduserende brønner; mens Sigrun kan utvinnes med 2 oljeproduserende brønner. Andre utbyggingsløsninger kan også være aktuelle. Transport av gass og kondensat forventes å skje gjennom rørledninger. Mulig oppstart er satt til 2011-12.

### 4.3.3.5 Dagny (15/5)

Dagny-feltet er et gass-kondensat funn som ligger i Sleipner-området innenfor utvinningstillatelse PL029 og PL048, operert av Statoil.

Dagny-feltet ligger 27 km fra Sleipner A plattformen, og ca. 9 km fra Alfa nord

bunnrammen ved Sleipner Vest. Vanddyppet i området er ca 120 meter. Dagny planlegges bygget ut som en havbunnsinstallasjon med tilknytning til Sleipner Vest via Alfa Nord bunnramme. Det er planlagt å bore to nye brønner. Gass/kondensat vil bli prosessert på Sleipner T plattformen og transportert gjennom eksisterende rørledninger fra Sleipner-feltet.

#### **4.3.3.6 Volve (15/9)**

Volve er et oljefelt beliggende innenfor utvinningstillatelse PL046, omlag 8 km nord for Sleipner A-plattformen. Volve er operert av Statoil. Vanddybden er ca 90 m. Feltet utbygges med en oppjekkbar plattform med bore- og prosessfasiliteter, knyttet opp mot et flytende lagerskip. Oljen vil bli transportert med skytteltankere. Gassen vil bli transportert gjennom rørledning til eksisterende havbunnsramme SLD på Sleipner Øst, og videre derfra i eksisterende rørledning til Sleipner A-plattformen for videre prosessering og transport. Produksjonsstart i 2007. Produksjonsperioden er anslått til 3 – 4 år.

#### **4.3.3.7 Rev (15/12)**

Rev (tidligere Varg Sør) er et gass/kondensatfelt som opereres av Talisman. Feltet ligger 6km sør for Varg. Feltet vil bli utviklet med havbunnsinstallasjon som knyttes tilbake til Armada-plattformen på britisk sokkel. En plan for utbygging og drift for feltet ble levert i mai 2006.

### **4.3.4 Nordsjøen Nord**

#### **4.3.4.1 Gjòa (35/9 og 36/7)**

Gjòa er et olje- og gassfelt beliggende innenfor utvinningstillatelse PL153. Statoil er operatør i utbyggingsfasen, mens Gaz de France overtar i produksjonsfasen. Feltet er lokalisert omlag 70 km nord for Troll B-plattformen, ca 45 km fra land. Vanddyppet i området ligger på om lag 360 meter. Gjòa planlegges bygget ut med en flytende produksjonsinnretning. Oljen planlegges transportert i ny rørledning tilknyttet Troll Oljerørledning II og videre i eksisterende rørledning inn til Mongstad. Gassen planlegges eksportert i ny rørledning

tilknyttet gasstransportsystemet FLAGS til St. Fergus i Skottland. Produksjonsperioden for feltet er anslått til omlag 10 til 12 år, med produksjonsstart i 2010.

#### **4.3.4.2 Skinfaks/Rimfaks IOR (33/12 og 34/10)**

Rimfaks er et allerede produserende oljefelt. Skinfaks er et oljefelt om lag 20 km sørøst av Statfjord B-plattformen og 15 km sørvest av Gullfaks A-plattformen. Begge er operert av Statoil. Vanddybden i området er omlag 140 meter. Skinfaks bygges ut gjennom installasjon av én brønnramme med 4 brønnsliiser og én satellitt med 1 brønnsliise. Det bores brønner inn i Skinfaksstrukturen, og dessuten inn i Rimafaks-strukturen for å oppnå økt oljeutvinning fra dette eksisterende feltet. Brønnstrømmen fra Skinfaks og Rimfaks IOR ledes i to nye 10" rørledninger via eksisterende L-/M-brønnrammer på Gullfaks Sør og videre inn til Gullfaks C-plattformen. Prosessering og produkttransport vil skje via eksisterende systemer på Gullfaks C-plattformen. Produksjonsstart er foreløpig satt til desember 2006 for Rimfaks IOR, og til 2007 for Skinfaks. Produksjonsperioden er anslått til omlag 8 til 10 år.

#### **4.3.4.3 Valemon (34/10)**

Valemon er et gass/kondensatfelt beliggende i PL 193 og PL 050, operert av Statoil. Feltet ligger ca 10 km vest for Kvitebjørn-plattformen, 13 km sør for Gullfaks C og 27 Km nord for Huldra-plattformen. Vanddybden er ca 135 m. Valemon kan bygges ut med undervannsinstallasjoner og tilknytning til en eksisterende plattform, eller med langtrekkende brønner fra Kvitebjørn. Gass og kondensat planlegges eksportert gjennom eksisterende rørledningssystemer. Produksjonsperioden er anslått til 8-9 år, med oppstart ca 2011-2012.

#### **4.3.4.4 Oseberg Delta (30/9)**

Oseberg Delta er et gass- og kondensatfelt som ligger ca. 8 km vest for Oseberg Feltsenter. Feltet som ligger på 108 meters dyp, er operert av Norsk Hydro Produksjon AS. Utvinningen foregår ved trykkavlasting. Delta vil bli bygget ut med en fire-slotts brønnramme. Feltet er knyttet opp til Oseberg D med to rørledninger og en servicelinje. Oppstart forventes i oktober

2007 når det er ledig produksjons- og transportkapasitet på Oseberg Feltsenter.

#### 4.3.4.5 Hild (30/7)

Hild ligger vest for Oseberg mot britisk sektor. Lisensen opereres av TOTAL. Feltet planlegges utbygget over flere faser, med en testproduksjon av gass som en første fase. Produsert gass planlegges tilbakeført via rørledning til et eksisterende felt på norsk eller britisk side. En plan for utbygging og drift av første fase planlegges levert i 2007.

#### 4.3.4.6 Snorre B IOR (34/4, 34/7)

Snorre B IOR omfatter tiltak for økt oljeutvinning fra eksisterende felt. Dette kan inkludere boring av nye brønner, økt gassinjeksjon og økt vanninjeksjon. Beslutning om gjennomføring vil eventuelt bli fattet i 2007.

#### 4.3.4.7 Snorre A-Vigdis IOR (34/4, 34/7)

Snorre A-Vigdis IOR er et prosjekt for å øke oljeutvinningen fra eksisterende felt, og omfatter følgende suksessive tiltak: Begrenset lavtrykksproduksjon - Snorre, økt vannbehandling samt lavtrykksproduksjon - Vigdis og økt vanninjeksjon - Snorre. Oppstart 2008 - 2009. Full lavtrykksproduksjon og gassinjeksjon - Snorre. Oppstart 2010.

#### 4.3.4.8 Vigdis extension (34/7)

Vigdis Extension Phase 2 har som formål å øke oljeutvinningen i Vigdis Øst gjennom en ny oljeproducent i den nordlige delen av strukturen, og en vanninjektor i sydlig del. Planlagt produksjonsstart er oktober 2007.

### 4.4 Rørledninger i Nordsjøen

Dette kapitlet gir en oversikt over de rørledningene som brukes for å transportere olje og gass fra produserende felter i Nordsjøen, samt rørledninger til og fra landterminaler i Sør-Norge. Figur 4-7 angir rørledninger i hver region.

#### 4.4.3 Europipe I

Europipe I opereres av Gassco med Statoil som teknisk tjenesteyter. Europipe I starter ved stigerørplattformen Draupner E og ender i

Dornum, Tyskland. Derfra går det en 48 km lang rørledning til målestasjonen i Emden. Europipe I ble satt i drift i 1995. Rørledningen har en diameter på 40", er 660 km lang og har en kapasitet på 46-54 mill Sm<sup>3</sup>/dag avhengig av driftsmodus. Europipe I er bygget for en levetid på 50 år.

#### 4.4.4 Europipe II

Europipe II opereres av Gassco med Statoil som teknisk tjenesteyter. Europipe II starter på Kårstø og ender i Dornum, Tyskland. Rørledningen ble satt i drift i 1999. Europipe II har en diameter på 42", er 650 km og har en kapasitet på ca. 71 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Europipe II er bygget for en levetid på 50 år.

#### 4.4.5 Franpipe

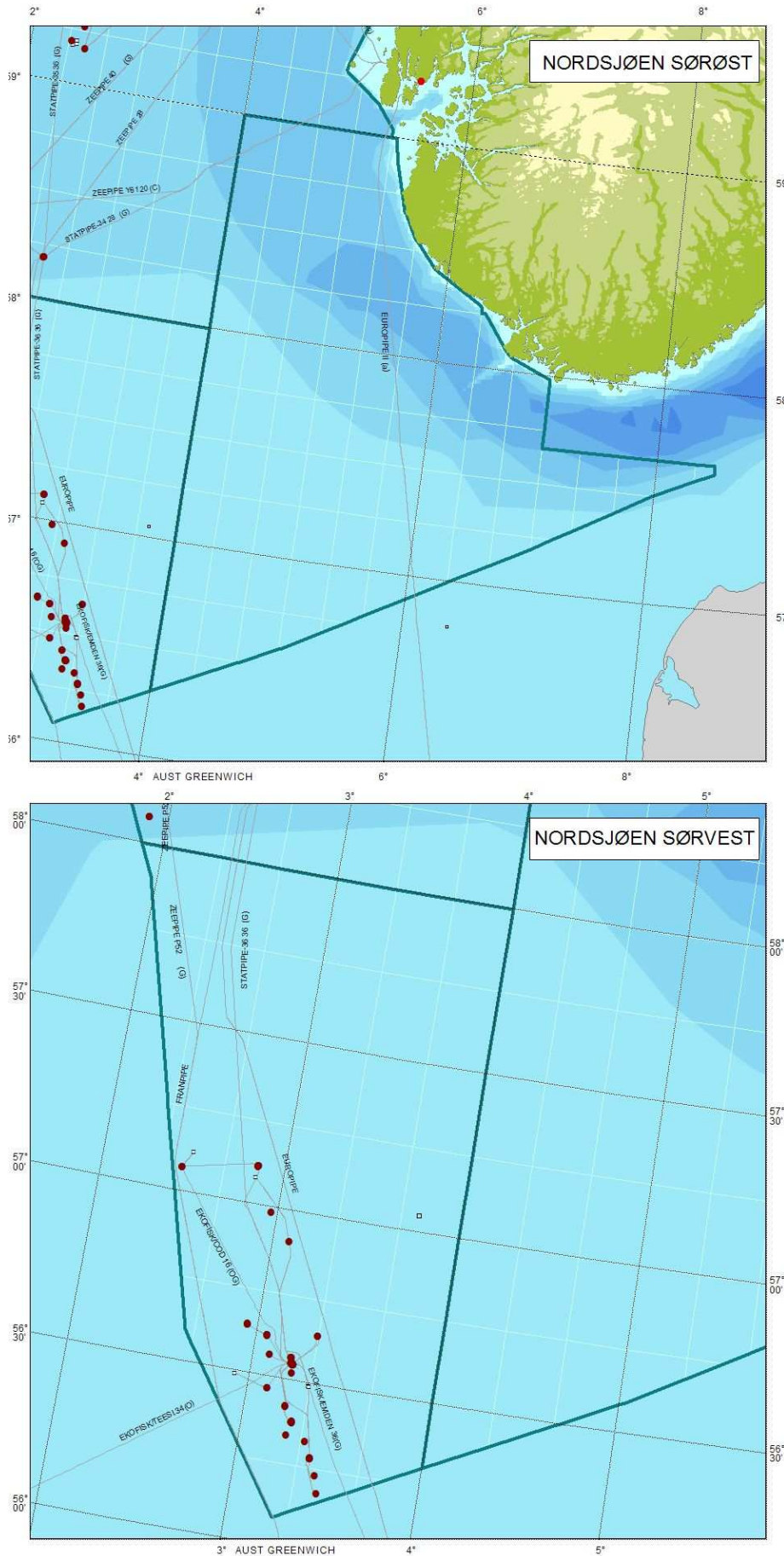
Franpipe opereres av Gassco med Statoil som teknisk tjenesteyter. Franpipe starter ved stigerørplattformen Draupner E i Nordsjøen og ender ved mottaksterminalen i Dunkerque, Frankrike. Rørledningen ble satt i drift i 1998. Franpipe har en diameter på 42", er 840 km og har en kapasitet på ca. 52 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Franpipe er bygget for en levetid på 50 år.

#### 4.4.6 Norpipe Gassrør

Norpipe opereres av Gassco med ConocoPhillips som teknisk tjenesteyter. Norpipe starter ved Ekofisk og ender i Norsea Gas terminalen i Emden, Tyskland. Rørledningen ble satt i drift i 1977. Norpipe har en diameter på 36", er 440 kilometer lang og har en kapasitet på ca. 40 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Norpipe er bygget for en levetid på minimum 30 år. Den tekniske levetiden vurderes fortløpende.

#### 4.4.7 Oseberg Gass Transport (OGT)

Oseberg Gass Transport opereres av Gassco med Norsk Hydro som teknisk tjenesteyter. Oseberg Gass Transport starter ved Oseberg og ender ved Heimdal plattformen. Rørledningen ble satt i drift i 2000. Oseberg Gasstransport har en diameter på 36", er ca. 109 km og har en kapasitet på ca. 40 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Oseberg Gasstransport er bygget for en levetid på 50 år.



Figur 4-7. Rørledninger i delregionene, Sørøst og Sørvest.





#### 4.4.8 Statpipe

Statpipe opereres av Gassco med Statoil som teknisk tjenesteyter. Statpipe består av et 880 km langt rørledningssystem med en stigerørsplattform og et gassbehandlingsanlegg på Kårstø. Systemet ble satt i drift i 1985. Statpipe rørgass starter ved Staffjord og ender på Kårstø. Rørledningen har en diameter på 30", er 308 km og har en kapasitet på ca. 25 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Statpipe tørrgass er tredelt, en del starter på Kårstø og ender på Draupner S. Rørledningen har en diameter på 28", er ca. 228 km og har en kapasitet på ca. 20 mill Sm<sup>3</sup>/dag avhengig av driftsmodus. Videre består Statpipe tørrgass av en rørledning som starter på Heimdal Riser og ender på Draupner S. Denne rørledningen har en diameter på 36", er ca. 155 km lang og har en kapasitet på ca. 30 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Tredje del er rørledningen fra Draupner S til Ekofisk som har en diameter på 36", er ca. 203 km lang og har en kapasitet på ca. 30 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Rørledningene fra Heimdal til Draupner S og fra Kårstø til Draupner S kan og brukes til reversert strømning.

#### 4.4.9 Vesterled

Vesterled opereres av Gassco med Total E&P UK som teknisk tjenesteyter. Rørledningen starter på Heimdal stigerørsplattform og ender i St. Fergus, Skottland. Rørledningen ble satt i drift i 1978, og lagt utenom Frigg i 2001. Vesterled har en diameter på 32", er ca. 350 km lang og har en kapasitet på 38 Sm<sup>3</sup>/dag.

#### 4.4.10 Zeepipe

Zeepipe opereres av Gassco med Statoil som teknisk tjenesteyter. Zeepipe I starter på Sleipner og ender ved mottaksterminalen i Zeebrugge, Belgia. Rørledningen ble satt i drift i 1993. Zeepipe I har en diameter på 40", er ca. 814 km lang og har en kapasitet på ca. 41 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Zeepipe II A starter på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og ender på Sleipner Riser. Rørledningen ble satt i drift i 1996. Zeepipe II A har en diameter på 40", er ca 303 km lang og har en kapasitet på 57 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Zeepipe II B starter på Kollsnes gassbehandlingsanlegg og ender på Draupner E. Rørledningen ble satt i drift i 1997. Zeepipe II B har en diameter på 40", er ca. 300 km lang

og har en kapasitet på 60 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Zeepipe er bygget for en levetid på 50 år.

#### 4.4.11 Åsgard Transport

Åsgard Transport starter ved Åsgardfeltet og ender på Kårstø. Statoil er teknisk tjenesteyter. Rørledningen ble satt i drift i 2000. Åsgard Transport har en diameter på 42", er ca. 707 km lang og har en kapasitet på ca. 69 mill Sm<sup>3</sup>/dag. Åsgard Transport er bygget for en levetid på 50 år.

#### 4.4.12 Grane Gassrør

Grane Gassrør opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Rørledningen ble satt i drift i september 2003. Rørledningen går fra stigerørsplattformen på Heimdal til plattformen på Grane og er 50 km lang, med en dimensjon på 18". Rørledningen transporterer gass som brukes til gassinjeksjon for å utvinne olje fra Granefeltet. Teknisk levetid er 30 år.

#### 4.4.13 Grane oljerør

Grane Oljerør opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Rørledningen Granefeltet i september 2003. Grane oljerør knytter Granefeltet til Stureterminalen. Rørledningen er 220 km lang og har en diameter på 29". Teknisk levetid er 30 år.

#### 4.4.14 Kvitebjørn Oljerør

Kvitebjørn oljerør opereres av Statoil ASA. Rørledningen ble satt i drift samtidig med leveranse av kondensat fra Kvitebjørn 1. oktober 2004. Kvitebjørn Oljerør blir bygget for å transportere kondensatet fra Kvitebjørn til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen koples inn på eksisterende Y-kopling på Troll Oljerør II. Rørledningen har en diameter på 16" og en lengde på om lag 90 km. Teknisk levetid er 25 år.

#### 4.4.15 Norpipe

Norpipe eies av Norpipe Oil AS og opereres av ConocoPhillips Skandinavia AS. Rørledningen er omlag 354 kilometer lang med en diameter på 34". Rørledningen starter på Ekofisk-senteret og ender i Teesside i England. Omlag 50 km nedstrøms Ekofisk er det et innkoblingspunkt for britiske felt. To stigerørsplattformer har tidligere vært

tilknyttet oljerørledningen, men ble forbikoblet i henholdsvis 1991 og 1994. Rørledningen transporterer olje fra de fire Ekofiskfeltene (Ekofisk, Eldfisk, Embla og Tor), fra feltene Valhall, Hod, Ula, Gyda og Tambar, og fra flere britiske felter. Rørledningen er bygget for en levetid på minimum 30 år. Ledningens tekniske levetid vurderes løpende.

#### **4.4.16 Oseberg Transportsystem (OTS)**

Oseberg Transportsystem opereres av Norsk Hydro Produksjon AS. Oljen fra Osebergfeltet transporteres i en 115 kilometer lang rørledning fra A-plattformen til råoljeterminalen på Sture i Øygarden kommune. Rørledningen har en dimensjon på 28". Rørledningen transporterer i tillegg olje og kondensat fra feltene Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra. Rørledningen er bygget for en levetid på 40 år, men forlengelse kan være mulig.

#### **4.4.17 Sleipner Øst kondensat-rørledning**

Sleipner Øst kondensatrørledning opereres av Statoil ASA. Rørledningen går fra Sleipner Øst til Kårstø. Leveransene av kondensat fra Sleipner Øst startet i 1993. Kondensatet transporteres uprosessert gjennom den 245 kilometer lange rørledningen til terminalen på Kårstø, der det blir fraksjonert i kommersielle våtgassprodukter og stabilt kondensat. Rørledningen har en diameter på 20". Kondensatet fra Sleipner Vest, Loke og Gungne er også transportert gjennom denne rørledningen siden 1997.

#### **4.4.18 Troll Oljerør I**

Troll Oljerør I opereres av Statoil ASA. Troll Oljerør I er bygget for å transportere oljen fra Troll B til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen har en diameter på 16", og en lengde på 85 km. Rørledningen var ferdigstilt til oppstart av oljeproduksjonen fra Troll B i september 1995. Konesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023. Troll Oljerør I er bygget for en levetid på 35 år.

#### **4.4.19 Troll Oljerør II**

Troll Oljerør II opereres av Statoil ASA. Troll Oljerør II er bygget for å transportere oljen fra

Troll C-plattformen til oljeterminalen på Mongstad. Rørledningen har en diameter på 20", og en lengde på 80 km. Rørledningen var ferdigstilt til oppstarten av Troll C-plattformen 1. november 1999. Olje fra Fram Vest blir transportert gjennom Troll Oljerør II. Konesjonsperioden for rørledningen utløper i 2023. Troll Oljerør II er bygget for en levetid på 35 år.

#### **4.4.20 Langeled**

Langeled skal transportere gassen fra Ormen Lange fra prosessanlegget på Nyhamna via Sleipner til Easington i England. Frem til Sleipner har rørledningen en dimensjon på 42", derfra 44". Tilgjengelig kapasitet er 74.000 Sm<sup>3</sup>/d. Rørledningen er totalt 1166 km lang og er pt verdens lengste undersjøiske gassledning. Rørledningen opereres av Gassco. Planlagt oppstart av eksport er 1. oktober 2007.

### **4.5 Eksisterende landterminaler**

Dette kapittelet gir en oversikt over landterminaler som prosesserer olje og gass fra Nordsjøen.

#### **4.5.3 Kollsnes gassanlegg**

Kollsnes gassanlegg er en del av Gassled, med Gassco som operatør. Statoil er teknisk tjenesteyter. Kollsnes gassanlegg ligger i Øygarden kommune i Hordaland. Anlegget var ferdigstilt til 1. oktober 1996 som var oppstarten av de kontraktfestede gassleveransene fra Troll. Anlegget mottar ogs gass fra Kvitebjørn og Visund. På Kollsnes separeres brønnstrømmen i gass og kondensat. Gassen tørkes og komprimeres før den sendes til kontinentet. Kondensatet sendes videre til Vestprosessanlegget på Mongstad.

#### **4.5.4 Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg**

Kårstø gassbehandlingsanlegg eies av Gassled, med Gassco som operatør. Statoil er teknisk tjenesteyter. På Kårstø gassbehandlingsanlegg blir rikgassen fra Åsgard transportsystem of fra Tampen (via Statpipe) separert og fraksjonert til metan, etan, propan, isobutan, normalbutan og nafta. Metan og noe etan tørrgass, transporteres i rørledning fra Kårstø. Kårstø kondensatanlegg mottar ustabilisert

kondensat fra Sleipner kondensatledningen og stabiliserer kondensatet ved å ta ut de letteste komponentene. Etan, isobutan og normalbutan lagres nedkjølt på tanker, mens nafta og kondensat lagres på tanker ved omgivelsestemperatur. Propan lagres nedkjølt i store fjellhaller. Disse produktene transporteres i flytende form fra Kårstø med skip. Anleggene på Kårstø består av fire fraksjonerings-/destillasjonslinjer for metan, etan, propan, butaner og nafta, og én fraksjoneringslinje for stabilisering av kondensat.

#### 4.5.5 Mongstad råoljeterminal

Mongstad oljeterminal eies av Statoil og Petoro, og opereres av Statoil. Mongstadterminalen består av tre kaianlegg som kan ta imot skip på inntil 440 000 tonn, samt seks kaverner sprengt ut i fjellet 50 meter under bakken. Kavernene har samlet en lagringskapasitet på 1,5 millioner kubikkmeter råolje. Årlig betjenes ca. 500 anløp med råoljeskip. Råoljeterminalen ble bygget for å sikre markedsføringen av bøyelastet råolje. Råoljen fra felt med bøyelasting (Gullfaks, Draugen, Norne, Åsgard, Heidrun m.fl.) blir lastet til havs på bøyelasterskip. Seilingsområdet for bøyelasterskip er begrenset til Nordvest-Europa, men ved å lagre og omlaste på Mongstad, kan Statoil avsette oljen også i fjernere områder. Mongstad er også ilandføringsterminal for oljerørledningene fra Troll B, C og Troll Blend (Fram), samt bøyelastere fra Heidrun.

#### 4.5.6 Stureterminalen

Stureterminalen eies av Oseberg Transportsystem (OTS), med unntak av LPG-anlegget som eies av Hydro. Råoljeterminalen på Stura i Øygarden kommune mottar olje og kondensat via rørledningen fra Oseberg A plattformen, fra feltene Oseberg, Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune, Huldra og olje fra Granefeltet via Grane oljerør. Terminalen kom i produksjon i desember 1988. Sture-anlegget inkluderer to kaianlegg som kan motta oljetankere på opp til 300000 tonn, fem råoljekaverner med en kapasitet på 1 million Sm<sup>3</sup>, en LPG-kaverne på 60000 Sm<sup>3</sup> og en ballastvannkaverne på 200000 Sm<sup>3</sup>. En separat enhet for behandling av VOC fra tankskip er installert. Et

fraksjoneringsanlegg, som har vært i drift fra desember 1999, prosesserer ustabilisert råolje fra Osebergfeltet til stabil råolje samt LPG-mix. Produsert LPG-mix kan både eksporteres med båt fra terminalen og leveres inn i Vestprosess-rørledningen mellom Kollsnes, Sture og Mongstad.

#### 4.5.7 Vestprosess

Vestprosess eies av 7 selskaper, med Petoro som største eier. Vestprosess-anlegget kom i drift i desember 1999. Gjennom en 56 km lang rørledning blir ustabilisert NGL skipet fra gassterminalen på Kollsnes via oljeterminalen på Sture og videre til Mongstad. På Mongstad skilles det først ut nafta og LPG. Naftaen blir benyttet råstoff i raffineriet, mens LPG blir fraksjonert i et eget prosessanlegg. Fraksjoneringsproduktene, propan og butan, blir lagret i fjellhaller før eksport fra Mongstad. Vestprosess-anlegget benytter overskuddsenergi og hjelpetjenester fra raffineriet.

#### 4.6 Forsyningsbaser

Dette kapitlet inneholder en kort oversikt over forsyningsbaser som brukes i samband med petroleumsaktiviteten i Nordsjøen.

##### 4.6.3 Cost Centre Base (CCB)

CCB ligger på Sotra vest for Bergen. Den har et areal på 450.000 m<sup>2</sup>, og 830 meter kai med en dybde på mellom 7 og 50 meter. Basen leverer forsyninger til feltene Gullfaks, Staffjord og Veslefrikk.

##### 4.6.4 Mongstadbase

Forsyningsbasen Mongstadbasen ligger i Lindås kommune nord for Bergen. Den har et areal på 180.000 m<sup>2</sup>, og 345 meter kai med dybde på mellom 10 og 13 meter. Basen leverer tjenester til feltene Brage, Grane, Oseberg og Troll.

##### 4.6.5 Saga Fjordbase

Saga Fjordbase ligger i Flora kommune. Forsyningsbasen har et totalt areal på 420.000 m<sup>2</sup>, og 350 meter kai med en dybde på mellom 10 og 18 meter. Denne basen forsyner feltene Snorre, Visund, Staffjord, Gullfaks, og Veslefrikk.

#### 4.6.6 Norsesea Tananger

Forsyningsbasen i Tananger ligger i Sola kommune utenfor Stavanger. Dens totale areal er omtrent 400.000 m<sup>2</sup>. Basen leverer forsyninger til feltene Ekofisk, Eldfisk, Embla, Tor, Sigyn, Gyda, Ula, Varg og Valhall.

#### 4.6.7 Norsesea Dusavik

Forsyningsbasen Norsesea Dusavik ligger i Randaberg kommune utenfor Stavanger. Basens totale areal er på 400.000 m<sup>2</sup>, og har 600 meter kai med en dybde på mellom 6 og 11 meter. Basen leverer forsyninger til feltene Balder, Glitne, Heimdal, Jotun, Ringhorne og Sleipner.

#### 4.7 Seismiske undersøkelser og leteboring

Seismiske undersøkelser utføres av norske myndigheter før åpning av nye områder. Etter åpning og eventuelt tildeling av lisenser vil operatørselskaper eller seismikkselskaper gjennomføre ytterligere og mer detaljerte seismiske undersøkelser.

For enkelte felt i drift utføres også seismiske undersøkelser for å undersøke feltenes utvikling og videre potensial.

Det finnes ingen total oversikt over omfanget av fremtidige seismiske undersøkelser i

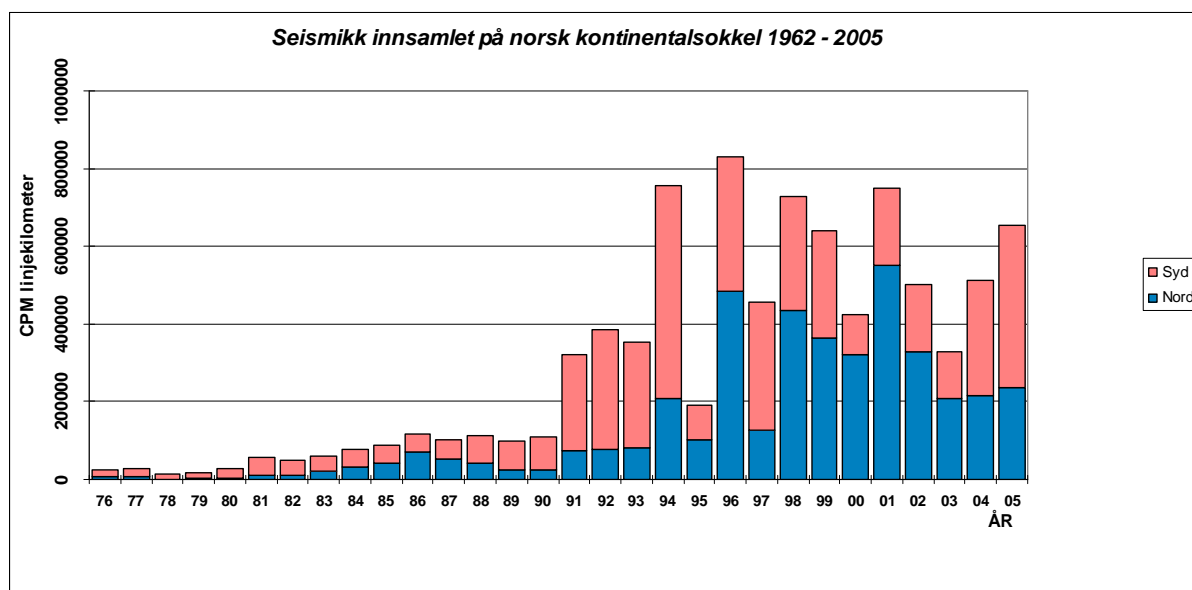
Nordsjøen. Som følge av relativ stor aktivitet i bransjen, og basert på historiske data fra OD (figur 4-8), vurderes det imidlertid som om omfanget av seismisk aktivitet nå er større enn tidligere. Silke forhold varierer imidlertid over tid.

Antall letebrønner som bores avhenger av en rekke faktorer som tilgang på interessante områder, oljepris og tilgang på borerigger. I Nordsjøen i dag er det nok sistnevnte faktor som er mest begrensende. Det er i prognosegrunnlaget lagt inn et omfang med 20 leteboringer pr. år i Nordsjøen. Dette må anses som et høyt anslag.

#### 4.8 Skipstrafikk assosiert med petroleumsvirksomheten

Petroleumsvirksomheten er avhengig av en rekke tjenester levert av maritime fartøy.

Ved innhenting av seismiske data benyttes dedikerte spesialfartøy. Når en borerigg skal ankres, opp benyttes ankerfartøy, og under slep benyttes gjerne større taubåter. Ved rørlegging benyttes spesialiserte rørleggingsfartøy. Her finnes flere typer og størrelser, avhengig av dimensjon og lengde av rør og kabler som skal legges.



**Figur 4-8.** Omfang av seismikkinnsamling (linjekilometer) fordelt mellom nord og sør på norsk sokkel. Sør antas å representere Nordsjøen. Kilde: OD.

For utplassering av undervannsinntallasjoner benyttes andre spesialskip, ofte med dykkere og/eller ROV. For installering av overbygninger på faste innretninger, eventuelt større havbunnsinnretninger, finnes store løftefartøy. Disse brukes også ved fjerning av overbygninger og/eller innretninger. Felles for alle disse typer av fartøytjenester er at de er tidsavgrenset.

For felt i drift vil det kontinuerlig være et beredskapsfartøy på feltet, for å ivareta kravene til sikkerhet. Det vil videre være regulære forsyninger til hvert felt, eller samordnet forsyning til flere felt i et område. En oversikt over seilingsruter og frekvens for disse er presentert i kapittel 11 under omtale av skipstrafikk.

For oljeproduiserende felt som ikke eksporterer via rørledning, foregår oljeeksport med skytteltankere. I tabellen nedenfor er det gitt en oversikt over felt i Nordsjøen som eksporterer olje med skytteltankere, samt frekvens av anløp.

**Tabell 4-2.** Frekvens av skytteltankere fra oljefelt i Nordsjøen.

Felt	Anløp pr. år (2007)
Jotun	32
Balder	51
Varg	16
Gullfaks	219
Statfjord	198
Visund	18
Glitne	14
Volve	22
Alvheim	64

## 5. Datagrunnlaget for utredningen

I dette kapitlet presenteres kort de viktigste datakildene som er benyttet i RKU Nordsjøen. Videre presenteres historiske data og prognoser for utslipp og produksjon.

Hovedkilden til prognoser for produksjon og utslipp er hentet fra selskapenes innrapportering til RNB2006 i oktober 2005. Disse dataene er noe bearbeidet og sammenstilt av Oljedirektoratet (OD), og grunnlaget representerer OD sine oppdaterte anslag per 31.12.2005. Dette datasettet er basert på innrapportering pr felt/funn i ressursklasse RK1-4. For høyere ressursklasser er anslagene i hovedsak basert på OD sine vurderinger.

Dataene er sortert etter geografisk region og ressursklasse. Av konfidensialitets- og kommersielle hensyn er det valgt ikke å presentere data på feltnivå. Alle prognoser er samlet i et eget vedlegg som er tilgjengelig for de enkelte selskapene og myndighetene.

Historiske utslippsdata er basert på Environment Web, EW (OLF november 2005), samt tidligere årsrapporter fra OLF. Historiske prognoser er basert på RKU Nordsjøen fra 1999. EW inneholder historiske utslippsdata på årsbasis pr felt, samt for letevirsomhet. Data som inngår er blant annet:

- Utslipp fra boring
- Produsert vann, drenasjevann og fortrenningsvann: mengde og utslipp
- Utslipp av olje (per kategori kilde)
- Forbruk og utslipp av kjemikalier på komponentnivå
- Utslipp til luft (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, mm.)
- Akutte utslipp
- Avfall

For vurderingene av konsekvenser for fiskeri er det innhentet data fra fartøysporingsordningen fra Fiskeridirektoratet. Dette er en ordning som startet i 2000 og som omfatter norske og utenlandske fartøy over 24m lengde. Det er videre innhentet fangststatistikk fra Fiskeridirektoratet, samt fra fangster levert i Storbritannia og i Danmark for

årene 2000, 2002 og 2004. Data for fangst i tidligere år er hentet fra forrige RKU.

Data for beskrivelse av naturressurser bygger på Marin ressurs Data Base (MRDB), samt grunnlagsrapporter fra henholdsvis Havforskningsinstituttet (havmiljø), Ambio miljørådgiving (kystsone og sjøfugl) og IRIS (sel). Dette er presentert i kapittel 7.

Data på innhold av komponenter i produsert vann er innhentet fra de respektive operatørselskaper for de ulike felt. Slike data er også tilgjengelige i årsrapportene og EW.

I beregningene av miljørisiko fra produsert vann utslipp er det også lagt til grunn utslipp fra utenlandsk petroleumsvirksomhet nær sokkelgrensen mot Norge, dvs. Storbritannia og Danmark. Disse dataene er stilt til rådighet via UK Offshore Operators Association (UKOOA) og de danske operatørene Mærsk, Dong og Amerada Hess.

Data for andre kilder til påvirkning er basert på en rekke ulike offentlige kilder, som er sammenstilt i en egen delutredning av Ambio miljørådgiving.

### 5.1. Fremtidige utbygginger

Det er stor usikkerhet knyttet til omfanget og type av fremtidige utbygginger. Produksjon (og utslipp) i de nærmeste 5-10 år er imidlertid volummessig i hovedsak relatert til de felt som er i drift i dag. I prognosene fra OD er det tatt hensyn til fremtidig produksjon, herunder både funn som i dag ikke er utbygd og såkalte uoppdagede ressurser. Prognosene tar således høyde for kommende virksomhet, uten at denne er spesifisert i forhold til geografisk plassering og type utbygging. Geografisk sett er prognosert produksjon og tilhørende utslipp fordelt innen de fire delregionene. I hovedsak forventes fremtidige utbygginger å nyttiggjøre eksisterende infrastruktur og prosesseringskapasitet. I praksis betyr dette forlenget levetid for en del eksisterende innretninger. I tillegg kan det komme enkelte selvstendige utbygginger.

Det er noe ulik praksis mellom de enkelte operatørselskapene med hensyn til hva en ønsker å presentere av prospekter og mulige fremtidige utbygginger. I virksomhetsbeskrivelsen (kapittel 4 og Vedlegg II) er det derfor presentert prospekter og mulige utbyggingsløsninger for noen operatører, mens andre ikke er presentert. Produksjon og utslipp inngår likevel i prognosegrunnlaget og tar således høyde også for prospekter som ikke er detaljert beskrevet.

## 5.2. Forutsetninger lagt til grunn for prognosene

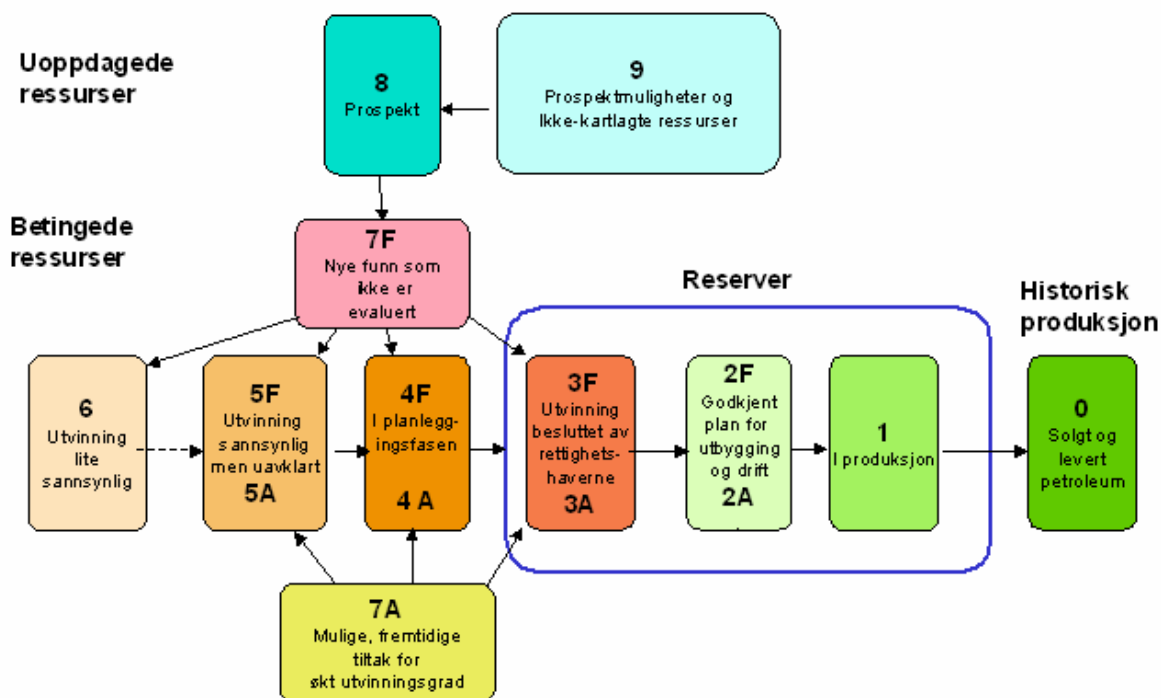
En viktig forutsetning for prognosene er inndeling i ressurskategori. Definisjon av de ulike kategoriene er gitt i tabell 5-1/figur 5-1.

Prognosene som er lagt til grunn i denne utredningen omfatter ressursklassene 1-8, basert på innrapportering til RNB 2006 for RK 1-4 samt OD sine anslag pr. 31.12.2005. Til sammenligning lå kun RK 1-4 til grunn for RKU Nordsjøen i 1999.

Tabell 5-1. Ressurskategorisering (Kilde: OD).

Ressurs-kategori	Definisjon
<b>RK 0+1</b>	Felt i drift, både avsluttede felt (RK0) og felt med produksjon (RK1)
<b>RK 2 og 3</b>	Felt med godkjent utbyggingsplaner som ikke var kommet i produksjon per 31.12.2004
<b>RK4 Felt</b>	Tillegg i petroleumsmengder som er i kategori 1, 2, 3 eller 4F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år.
<b>RK4 Funn</b>	Ressurser som ventes å bli omfattet av en PUD eller fritak fra PUD, der det pågår konkret aktivitet med sikte på å avklare om en utbygging skal igangsettes. Utbygging forventes å kunne bli godkjent av rettighetshaverne innen ca 4 år. Denne kategorien inneholder også tilleggsressurser som kan knyttes opp mot eksisterende felt som har reserver i ressurskategori 1 og 2 og funn som har reserver i kategori 3.
<b>RK5 A</b>	Tillegg (eller fradrag) i petroleumssressurser som er i kategori 1, 2, 3, 4 eller 5F som skyldes prosjekter for forbedret utvinning, og som har samme beslutningsmessige status som ressurser i kategori 5F.
<b>RK5 Funn</b>	Oppdagede, utvinnbare petroleumssressurser hvor utvinning er sannsynlig men uavklart. Oppdagede, utvinnbare petroleumssressurser som for tiden ikke vurderes for utbygging, men som kan bli bygd ut på lengre sikt. Denne kategorien inneholder også tillegg fra nye forekomster som kan knyttes opp mot felt og funn med ressurser i ressurskategori 1, 2, 3 og 4, men hvor det fremdeles er uavklarte forhold vedrørende mulig utvinning.
<b>RK7 A</b>	Utvinnbare petroleumssressurser i felt og funn som har ressurser i kategoriene 1, 2, 3, 4 eller 5 og som eventuelt kan utvinnes ved hjelp av utvinningsteknikker utover det som regnes som konvensjonelle metoder, eller ved hjelp av kjente metoder som det ennå ikke foreligger grunnlag for å anvende. For det enkelte felt eller funn vil dette ressursestimatet typisk være basert på grove anslag. Det kan være stor usikkerhet om tiltakene kan bli gjennomført. Det gis normalt bare estimat for tiltakenes samlede potensiale, ikke for de enkelte tiltak. Denne kategorien omfatter ressurser som tidligere ble kategorisert som "Ressurser fra mulige framtidige tiltak for økt utvinningsgrad".
<b>RK7 F</b>	Utvinnbare petroleumssressurser i nye funn hvor funnevaluerings-rapport ikke var levert per 31.12.2004 og som derfor bare har et foreløpig ressursestimat.
<b>RK8</b>	Uoppdagede ressurser





**Figur 5-1.** Ressursklasseinndeling (Kilde: OD). "A" angir om ressursen er en tilleggssressurs (additional) mens "F" gjelder helt nye ressurser (first).

Noen tekniske forutsetninger gjort i beregningene:

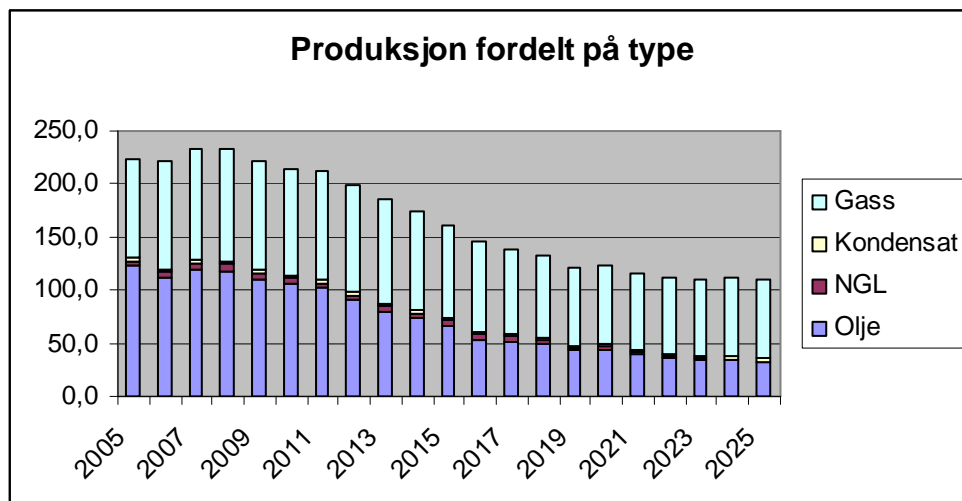
- I tallgrunnlaget fra OD er innrapporterte ressurser i RK8 (uoppdagede ressurser) angitt for norsk sokkel totalt. Det er lagt til grunn at 55 prosent av produksjonen fra slike ressurser i tidsrommet frem til 2024 kommer fra Nordsjøen. Alle tall fra RNB2006 for denne ressursklassen er derfor multiplisert med 0,55, men ikke fordelt på geografiske delregioner i Nordsjøen.
- Tilsvarende er det for ressursklasse RK7F lagt til grunn at 50 % av volumet i funnene er i Nordsjøen. Alle tall fra RNB 2006 for denne ressursklassen er derfor multiplisert med 0,5. Funnene er tilegnet området "Nord".
- Det er antatt her at 90 prosent av fremtidig mulig økt utvinning av olje (utover RK4 og 5) kommer fra Nordsjøen. Alle tall i RK 5A og 7A fra RNB2006 er derfor multiplisert med 0,90 og ikke tildelt noen geografisk

region. Det er ingen gassproduksjon fra denne ressurskategorien i perioden.

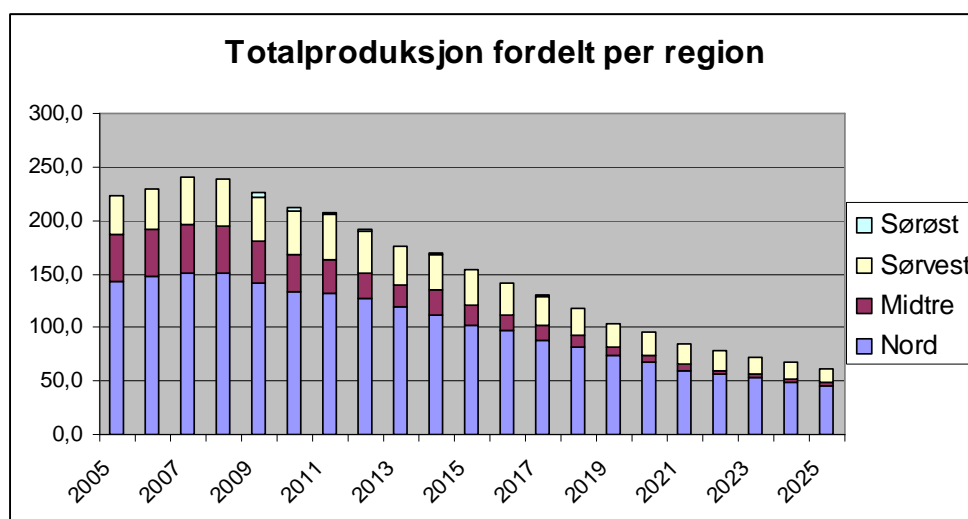
### 5.3. Produksjonsprognoser

Produksjonsprognosene angir en fortsatt vekst i den totale produksjonen i Nordsjøen frem til 2008, hvor denne vil avta noe. Generelt vil oljeproduksjonen avta mest, mens gassproduksjonen vil langt på veg opprettholdes på et høyt nivå (figur 5-2). Produksjonen av kondensat og NGL er lav i den totale sammenhengen.

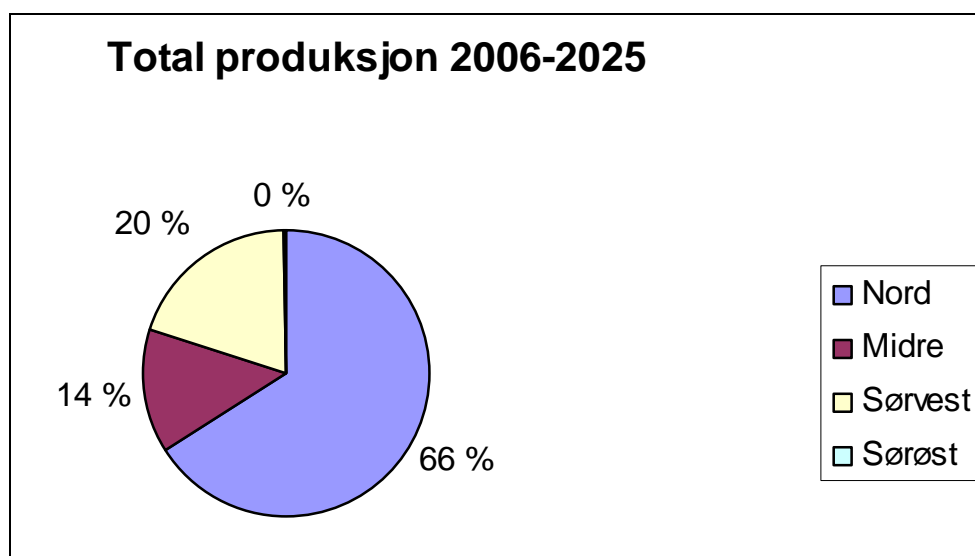
Figur 5-3 viser videre hvordan produksjonen forventes fordelt mellom de ulike geografiske regioner. Produksjonen i region Nord er i 2007 ca 150 millioner Sm<sup>3</sup> oe, mens den for hver av region midtre og sørvest forventes på om lag 45 millioner Sm<sup>3</sup> oe. På lengre sikt vil produksjonen fra alle regioner avta kraftig. Figur 5-4 angir relativ fordeling i produksjon mellom regionene i perioden 2006-2025.



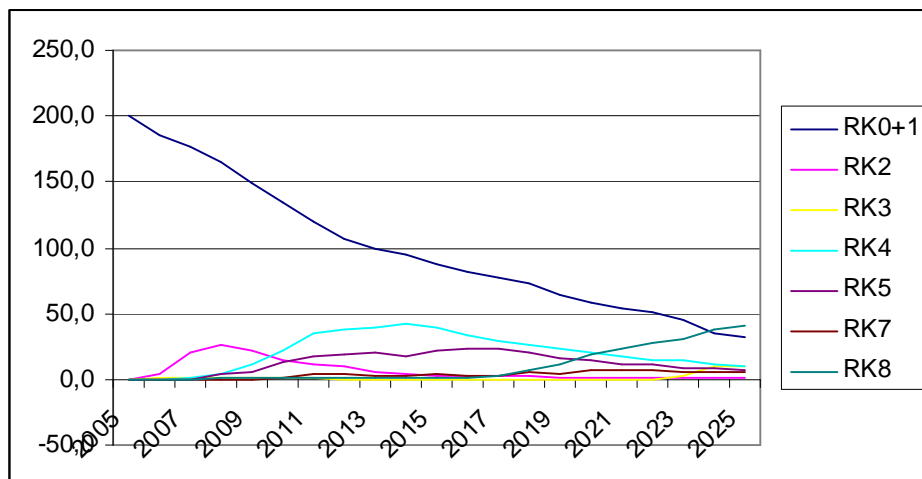
Figur 5-2. Produksjonsprofil for Nordsjøen (mill Sm<sup>3</sup> væske og mrd Sm<sup>3</sup> gass).



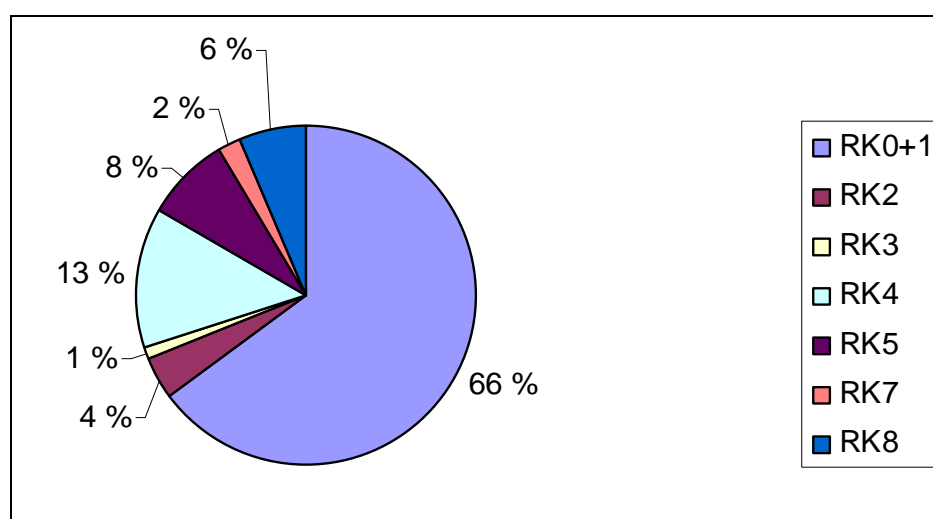
Figur 5-3. Totalproduksjon av petroleum for de ulike delregionene.



Figur 5-4. Relativ fordeling av produksjon mellom delregionene for perioden 2006-2025.



Figur 5-5. Totalproduksjon (mill oe) fordelt på ressursklasse.



Figur 5-6. Relativ fordeling av totalproduksjonen pr. ressursklasse.

Figur 5-5 angir videre hvordan produksjonen er fordelt på ressursklasse. Frem til 2010 vil dette nærmest utelukkende være fra RK 1 og 2, hvor bidrag fra RK4 og 5 vil begynne å bli betydelige. Fra ca 2020 vil også bidraget fra RK8 (uoppdagede ressurser) begynne å bidra vesentlig. Den relative fordelingen i produksjon mellom ressursklassene i perioden 2005-2025 er gitt i figur 5-6. Dette viser at det vil være en betydelig produksjon fra felt som allerede er i produksjon, med 66%. Anslaget på produksjon fra uoppdagede ressurser er 6%, mens RK 4 og 5 vil bidra med hhv 13 og 8%.

#### 5.4. Investeringer og inntekter

Som et grunnlag for vurderingene av samfunnsmessige konsekvenser (kapittel 15) er det benyttet prognoser for investeringer fra OD basert på innrapportering til RNB2006. OD har videre gitt tilgang på historiske data for

investeringer og inntekter fra oljevirkosomheten. Disse dataene er presentert i kapittel 15.

#### 5.5. Prognoser for utslipp til luft

Det er i de neste delkapitlene presentert prognoser for utslipp til luft av henholdsvis CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, nmVOC og metan.

Det er hentet fra OD sine anslag basert på innrapporteringen til RNB2006.

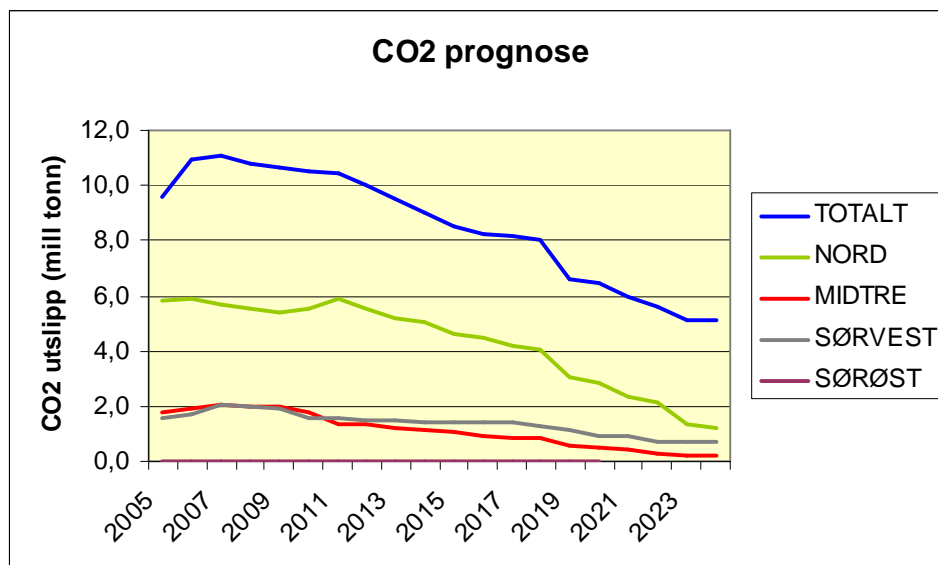
##### 5.5.1. CO<sub>2</sub>-utslipp

Det er sammenstilt prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub> til luft totalt og for hver delregion (figur 5-7). Høyeste utslipp forventes i 2007 med 11,1 millioner tonn, gradvis avtagende over tid. Som beskrevet for produksjonsprognoser er det stor forskjell mellom delregionene, naturlig nok også hva gjelder utslipp. Region

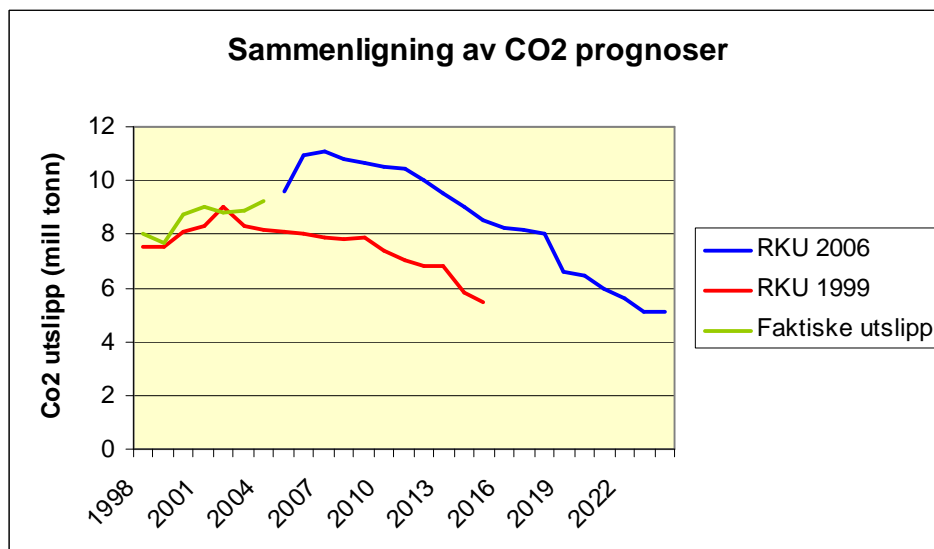
Nord bidrar med de største utslippene, i området 5 – 6 millioner tonn per år til 2015. Regionene Midtre og Sørvest forventes hver å bidra med 1 - 2 millioner tonn per år i samme periode. Utslippene fra region Sørøst forventes å være svært begrensede som følge av lav aktivitet.

Det er foretatt en sammenligning mellom prognose benyttet i forrige RKU Nordsjøen (1999), faktiske tall for utslipp (basert på tall

fra OLFs årsrapporter/EW) samt prognoser basert på OD sine siste estimater (figur 5-8). Det er rapportert noe høyere faktiske utslipp frem til 2004 i forhold til prognosen fra RKU 1999. Det er imidlertid i den oppdaterte prognosen antatt en relativt stor økning i utslippene fra 9,2 millioner tonn i 2004 til 11,1 millioner tonn i 2007. Dette skyldes i hovedsak en høy aktivitet i Nordsjøen.



Figur 5-7. Prognose for CO<sub>2</sub>-utslipp fra innretninger og boring.



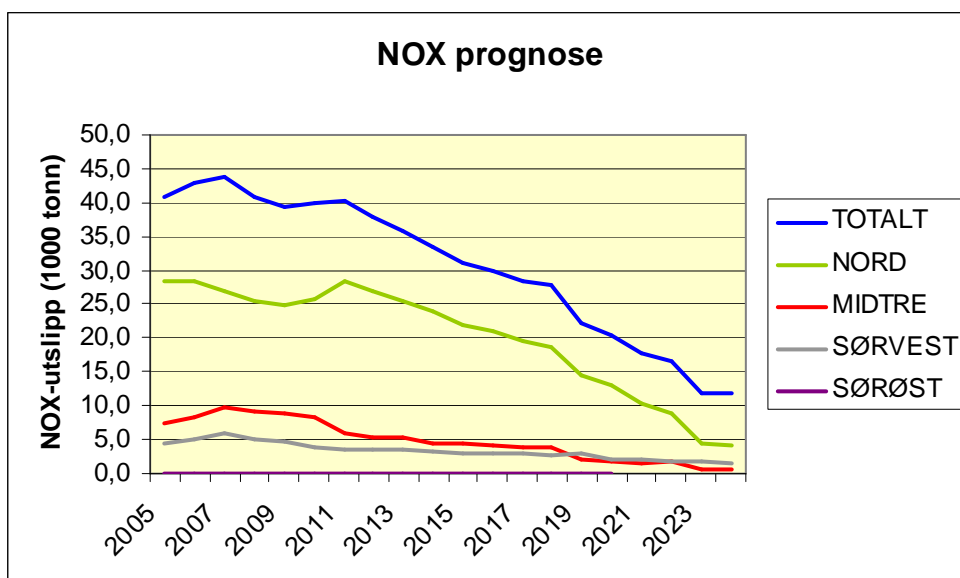
Figur 5-8. Sammenligning av prognoser for CO<sub>2</sub>-utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder angitt for perioden til og med 2004.

### 5.5.2 NO<sub>x</sub>-utslipp

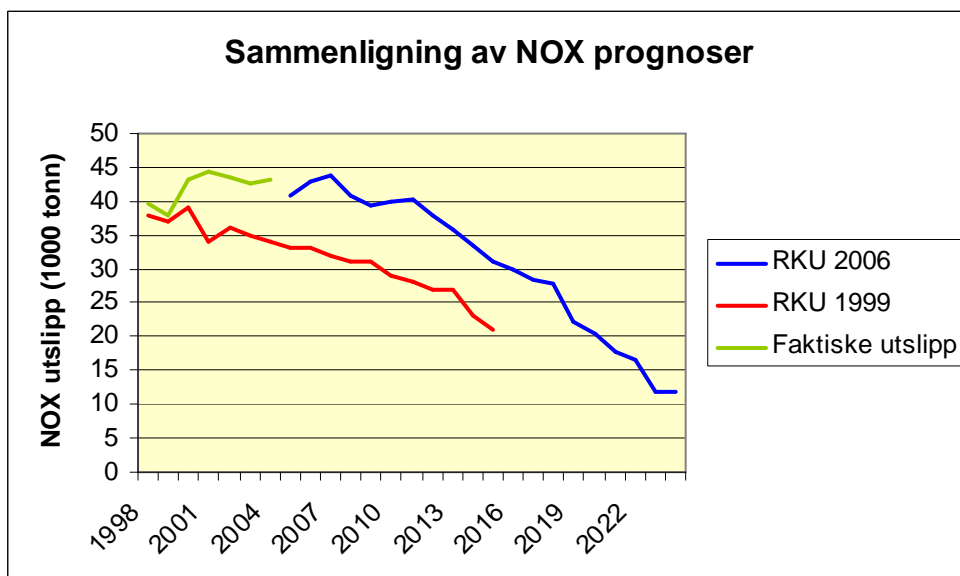
Tilsvarende som for CO<sub>2</sub> er det utarbeidet prognoser for NO<sub>x</sub>-utslipp (figur 5-9a). Høyeste utslipp i prognoseperioden forventes i 2007 med 43.800 tonn. Region Nord vil gi de største bidragene med 27.000 tonn i 2007 (og 28.400 tonn i 2006). Fra region Midtre og

Sørvest er prognosen for 2007 henholdsvis 9.700 og 6.100 tonn.

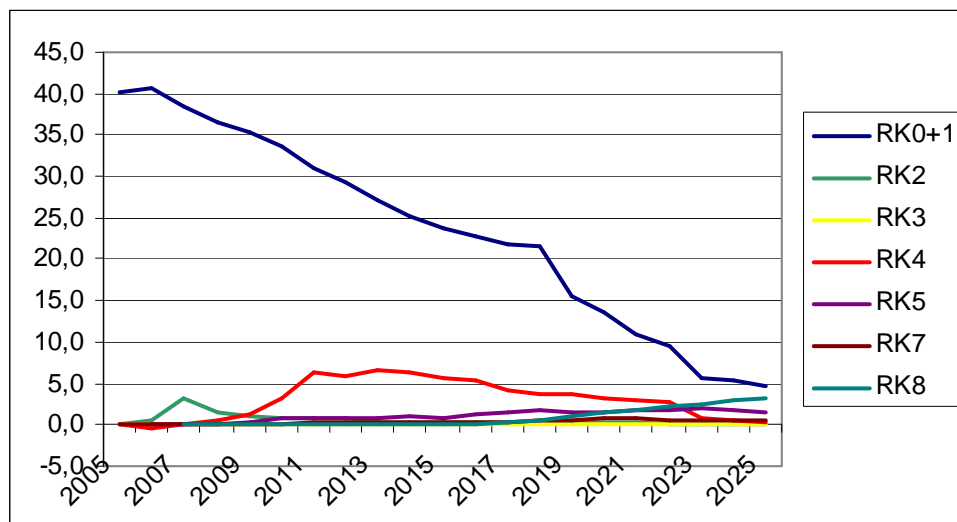
Det er foretatt en sammenligning mellom prognosene benyttet i forrige RKU Nordsjøen (1999), faktiske tall for utslipp (basert på tall fra OLFs årsrapporter/EW) samt prognoser basert på OD sine siste estimater (figur 5-9b).



Figur 5-9a. Prognose for NO<sub>x</sub>-utslipp fra innretninger og boring.



Figur 5-9b. Sammenligning av prognoser for NO<sub>x</sub>-utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktisk utslipp er mengder angitt for perioden til og med 2004.



Figur 5-10. NO<sub>x</sub> fordelt pr ressursklasse

Det har vært betydelig høyere rapporterte utslipp i perioden enn hva som var forventet i RKU 1999. Ca halvparten av den rapporterte økningen i utslipp av NO<sub>x</sub> fra 1999 til 2000 skyldes overgangen til utstyrsspesifikke utslippsfaktorer (OLF årsrapport 2004), og indikerer tidligere underrapportering. Reduksjonen fra 2001 til 2003 er hovedsakelig knyttet til redusert faking og redusert bruk av diesel (mindre bruk av flyttbare innretninger).

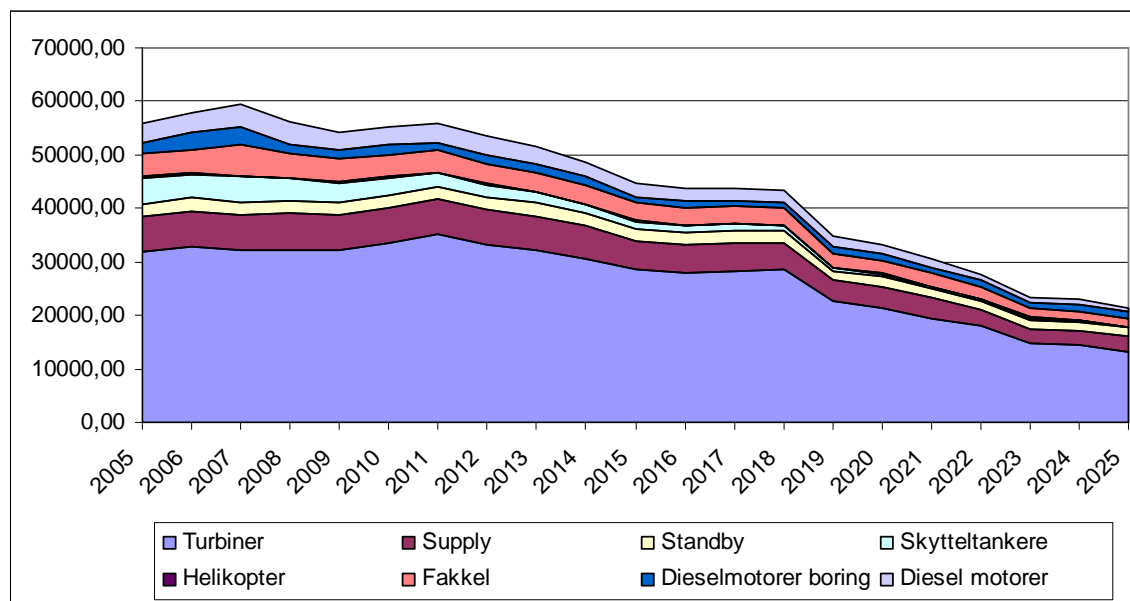
For prognoseperioden er det viktig å understreke at nå er også RK5-8 med, noe de ikke var i tidligere prognoser. Figur 5-10 angir utslipp av NO<sub>x</sub> fordelt på ressursklasse. Dette viser at frem til 2010/2011 er det lave bidrag fra ressursklasser over RK 2, og at RK 1 (felt i produksjon) naturlig nok dominerer utslippsbildet.

I prognosene som presentert over inngår kun utslipp fra innretninger og fra boring (som er omfattet av innrapportering til RNB). I tillegg er utslipp fra petroleumsassosiert skipstrafikk en viktig kilde til NO<sub>x</sub>-utslipp. I figur 5-11 inngår også anslag på utslipp fra fartøyer. De totale NO<sub>x</sub>-utslippene kommer da maksimalt opp mot 60.000 tonn i 2007. Figuren viser at turbiner fra innretningene er største enkeltkilde, men at forsyningsfartøy (supply),

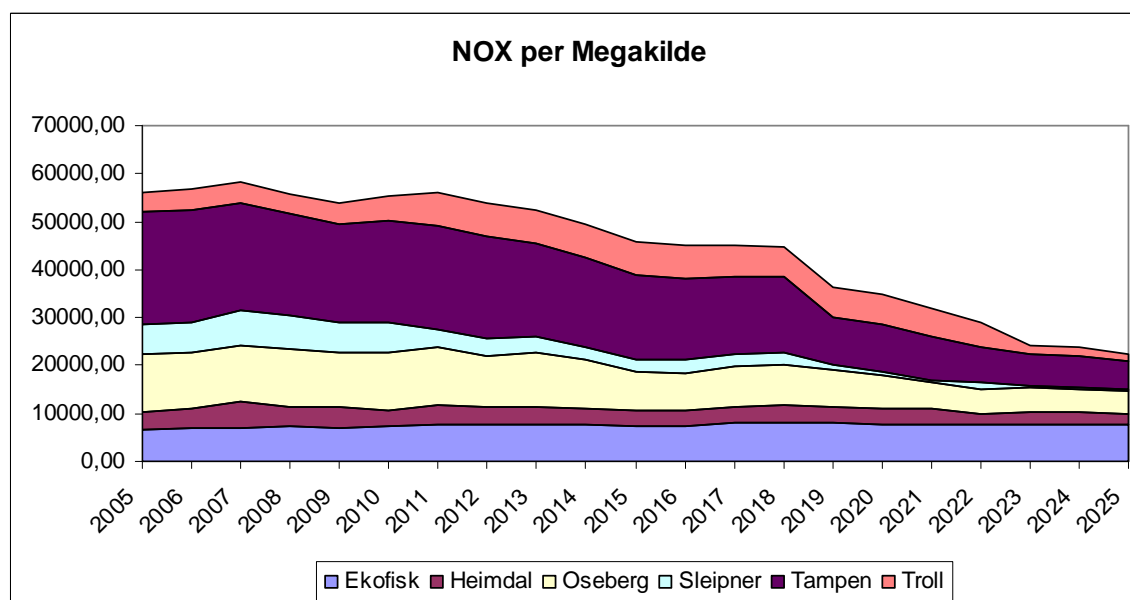
skytteltankere og faking også er viktige bidragsyttere.

I figur 5-12 er det videre angitt fordelingen av NO<sub>x</sub>-utslippene pr. megakilde. Megakildene danner grunnlaget for modellering av utslippene til luft og tilhørende avsetninger på hav og over land. Megakildene er representert ved:

- Tampen (Gulfaks, Statfjord, Kvitebjørn, Snorre, Sygna, Tordis, Vigdis, Visund, Skinfaks, Valemon)
- Troll (Troll, Fram, Gjøa)
- Oseberg (Oseberg, Brage, Tune, Hild, Veslefrikk, Huldra)
- Heimdal (Heimdal, Alvheim, Balder, Ringhorne, Jotun, Grane, Skirne, Vale, Vilje, Peik)
- Sleipner (Sleipner, Gungne, Glitne, Sigyn, Varg, Rev, Gudrun, Dagny, Volve)
- Ekofisk (Ekofisk, Eldfisk, Embla, Gyda, Hod, Tambar, Tor, Ula, Valhall, Blane, Freja, Trym, Flyndre, Tommeliten)



Figur 5-11. NO<sub>x</sub>-utslipp fordelt på kilde. Inkluderer også tilhørende skipstrafikk.

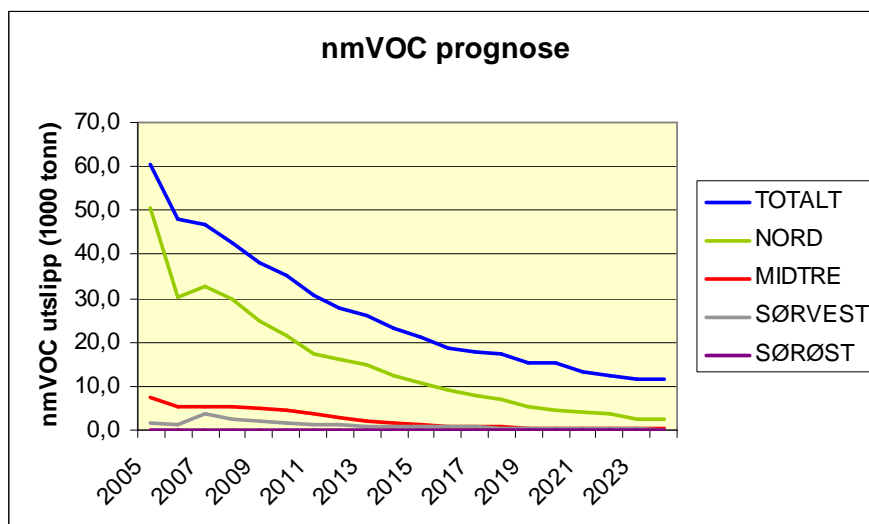


Figur 5-12. NO<sub>x</sub>-utslipp fordelt på Mega kilde, som ligger til grunn for modellering av spredning og N-avsetninger.

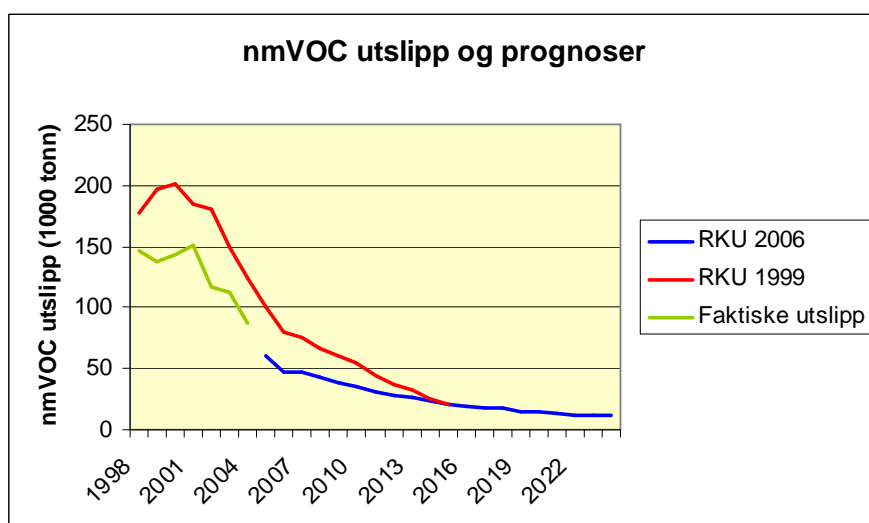
### 5.5.3 nmVOC utslipp

De største kildene til utslipp av flyktige hydrokarboner (nmVOC) er lagring og lossing av olje. I tillegg kommer bidrag fra diffuse utslipp og fra forbrenningsprosesser. Utslipp av nmVOC fra lagring og lossing er fra 2002 regulert, og omfattende rensetiltak er implementert på produksjonsskip, lastebøyer og skytteltankere. Ytterligere reduksjoner er

forventet slik det fremkommer av utslippsprognosene (figur 5-13), fra dagens nivå på om lag 60.000 tonn til ca 20.000 tonn i 2015. Figuren viser videre at region Nord er den enkeltregionen som har det største bidraget. Dette er naturlig, både ut fra produksjonsvolum og type produksjon/infrastruktur.



**Figur 5-13.** Prognose for nmVOC-utslipp fra innretninger og boring. Avviket mellom summen av regionene og TOTALT, spesielt et stykke ut i prognoseperioden, skyldes bidrag fra ressursklasser/aktiviteter som ikke er inndelt geografisk.



**Figur 5-14.** Sammenligning av prognoser for nmVOC-utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder angitt for perioden til og med 2004.

Som for andre utslipp er det foretatt en sammenligning mellom prognose fra 1999 og 2006, samt med faktiske utslippstall som rapportert i perioden (figur 5-14). Dette viser at utslippene i hele perioden har vært betydelig lavere enn hva som var forventet, mens den oppdaterte prognosen viser en fortsatt nedgang i forhold til de siste års utslippsrapporteringer.

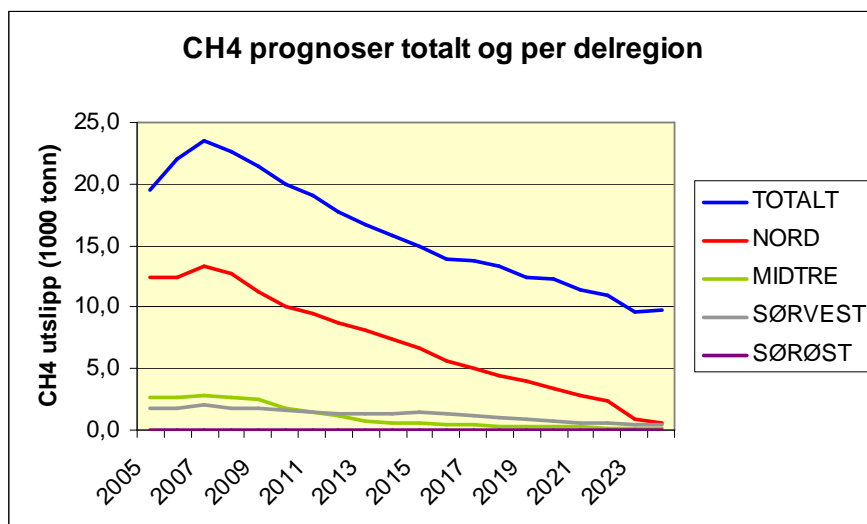
#### 5.5.4 CH<sub>4</sub> utslipp

Prognosen for metanutslipp angir en topp i 2007 på om lag 23.700 tonn, avtagende til ca 15.000 tonn i 2015. Majoriteten av utslippene vil finne sted i region Nord. Avviket mellom

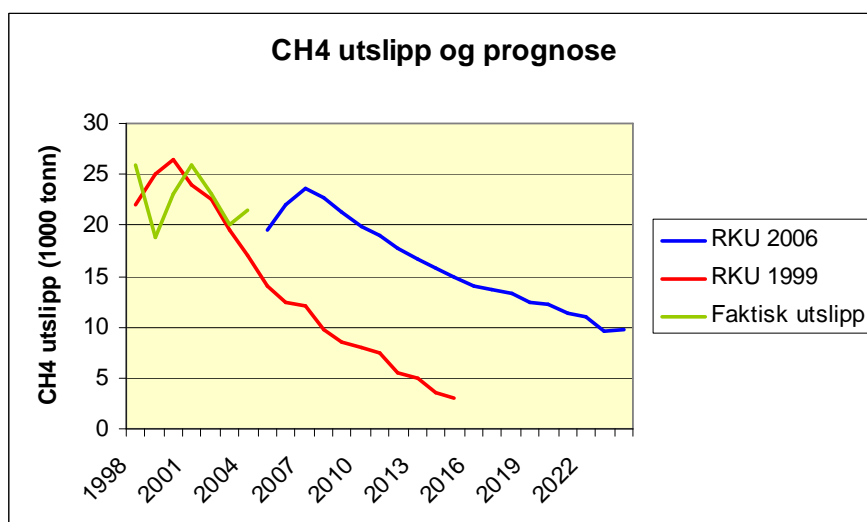
TOTALT og summen av utslippene for de ulike regionene utover i prognoseperioden skyldes utslipp som ikke er tilegnet en geografisk region, men som er basert på OD sine totale anslag for utslipp i Nordsjøen (bidrag fra høye ressursklasser samt ulike faglige justeringer).

Hovedkildene til metanutslipp er diffuse utslipp/kaldventilering, lasting/lagring og fra turbiner. Diffuse utslipp utgjør det mest betydelige bidraget.





Figur 5-15. Prognose for CH<sub>4</sub>-utslipp fra innretninger og boring (RKU 2006).



Figur 5-16. Sammenligning av prognoser for CH<sub>4</sub>-utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder angitt for perioden til og med 2004.

Sammenligningene mellom tidligere prognoser og faktisk utslipp (figur 5-16), viser at faktiske utslipp har vært størrelsesmessig i samsvar med prognosen for RKU 1999 frem til 2003, men med betydelig avvik for enkeltår. Det er videre godt samsvar i trend i faktiske utslipp og oppdatert prognose. Avviket i prognosene mellom RKU 1999 og RKU 2006 ligger delvis i oppdatering av utslippsfaktorer (basert på erfaring), økning i aktivitet (inkludert flere ressursklasser).

### 5.5.5 SO<sub>2</sub> utslipp

Beregninger for utslipp av SO<sub>2</sub> inngår ikke i RNB. Utslippene er betydelig redusert over tid ved at svovelinnholdet i diesel (gassolje) er

redusert. Normalt svovelinnholdet er mindre enn 0,1%.

Grove anslag indikerer at SO<sub>2</sub>-utslippene fra faste og flyttbare innretninger ligger i størrelsesorden 100-150 tonn pr år. Utslipp fra skipstrafikk vil være noe høyere da enkelte drivstoffkvaliteter vil ha høyere svovelinnhold. Det totale SO<sub>2</sub>-utslippet (år 2007) er anslått til 1350 tonn.

## 5.6. Prognoser for utslipp til sjø

### 5.6.1 Produsert vann

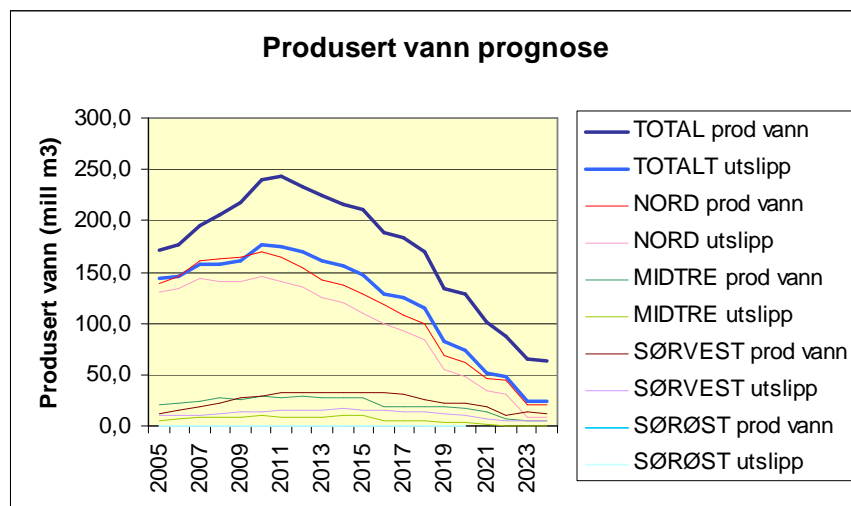
Det er sammenstilt prognoser for henholdsvis produksjon og utslipp av produsert vann (figur 5-17). Prognosene viser en relativt stor økning

i mengde produsert vann frem til 2011. Maksimalt volum produsert vann vil være vel 240 millioner m<sup>3</sup>, med et maksimalt utslipp på om lag 175 millioner m<sup>3</sup>. Differansen mellom produksjon og utslipp vil være vann som injiseres, enten tilbake til reservoaret for trykkstøtte eller for deponering.

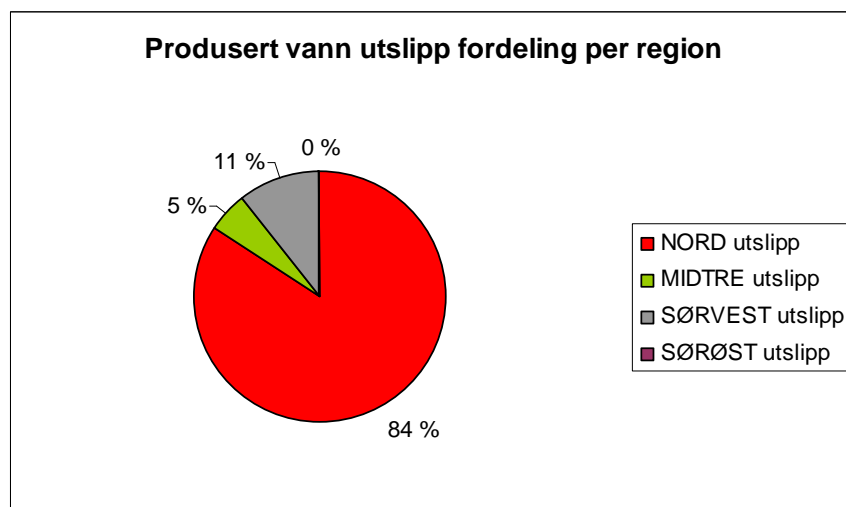
Produsert vann mengde, og utslipp, varierer mye mellom de ulike delregionene, hvor region Nord vil stå for ca 84% av utslippene (figur 5-18). Dette henger sammen med blant annet volum av oljeproduksjon, stadium i produksjonen og reservoarforhold.

Det er foretatt en sammenligning mellom prognose benyttet i forrige RKU Nordsjøen (1999), faktiske tall for produsert vann og utslipp (basert på tall fra OLFs

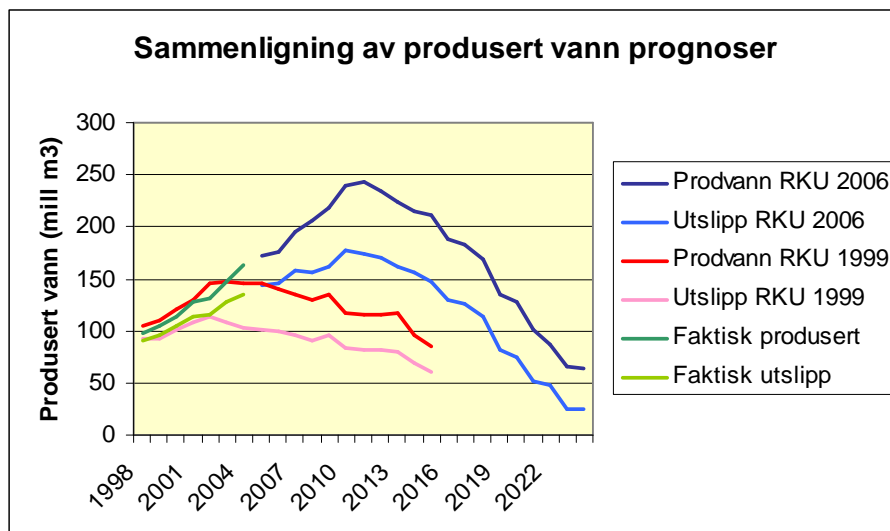
årsrapporter/EW) samt prognoser basert på OD sine siste estimater (figur 5-19). Oversikten viser at prognosene fra forrige RKU stemte forholdsvis bra med de rapporterte tall frem til 2002/2003. Det var da i henhold til prognosene forventet en utflating og reduksjon, mens virkeligheten ble en videre økning. Teknologisk utvikling for økt oljeproduksjon og lengre drift av felt, samt høy oljepris med økt aktivitet og utvinning, må antas å representere en del av årsaken til dette. I tillegg har det generelt ofte vist seg at toppene som antas i prognoser har en tendens til å forskyves fremover, og kan gjerne tilskrives en viss nøkternhet eller pessimisme i prognoseringen.



Figur 5-17. Produsert vann og utslipp av produsert vann, totalt for Nordsjøen og per delregion.



Figur 5-18. Prosentvis fordeling av utslipp av produsert vann mellom de ulike delregioner (RKU 2006).



**Figur 5-19.** Sammenligning av prognoser for produsert vann mengde og utslipp mellom RKU 1999 og RKU 2006. Faktiske rapporterte mengder angitt for perioden til og med 2004.

Oversikt over sammensetning av produsert vann i de ulike felt er gitt i kapittel 9.

### 5.6.2 Boring og utslipp fra boring

Data på forbruk og utslipp av borekjemikalier samt utboret kaksmengde med ulik form for disponering inngår i EW. I 2004 ble det boret fra totalt 137 brønner i Nordsjøen, og totalt vel 125.000 tonn kaks ble generert. Tilsvarende tall for 2005 var 144 brønner og ca 120.000 tonn. Tabell 5-2 gir en oversikt over hvordan kaksen ble sluttdisponert.

**Tabell 5-2.** Disponering av borekaks (tonn).  
Data fra EW.

Disponering	2004	2005
Utslipp	60 812	45 602
Injeksjon	53 417	60 907
Ilandføring	11 175	12 376
Sum	125 479	119 790

I de kommende år forventes antallet leteboringer i Nordsjøen å ligge i størrelsesorden 15-20 brønner per år. Boringer av produksjonsbrønner vil i henhold til prognosene ligge i størrelsesorden 100-150 brønner per år de kommende 4-5 år, for deretter å avta noe, totalt 1500 brønner til 2025.

Data på bruk og utslipp av borerelaterte kjemikalier er gitt i kapittel 9.



## 6. Status for miljøtekniske løsninger, utslippsreducerende tiltak, og virkemidler

Norske miljø- og petroleumsmyndigheter har sammen med petroleumsindustrien gjennom en årrekke arbeidet målrettet for at virksomheten skal foregå med så små miljøkonsekvenser som mulig. En rekke prosesser har medført frivillige tiltak for forbedringer i forhold til miljø, mens andre tiltak er pålagt etter regelverket.

I dette kapitlet gis det en oversikt/status over sentrale prosesser, virkemidler og tiltak som er med på å redusere miljøbelastningen fra petroleumsindustrien i Nordsjøen.

### 6.1. Oversikt over miljøteknologiske løsninger

#### 6.1.1. Tiltak for energi-effektivisering og CO<sub>2</sub>-reduksjon

I forbindelse med nye utslippstillatelser fra SFT stilles det nå krav om etablering av energiledelse. Kravet kommer som en følge av EUs Rådskdirektiv 96/61/EF, der det stilles krav om at energien utnyttes effektivt og at best tilgjengelige teknikker (BAT) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensning (IPPC-direktivet). OLF har nylig utarbeidet en veileder i energiledelse med felles retningslinjer og eksempler for hvordan energiledelse kan etableres og driftes (<http://www.olf.no/miljo/miljorapporter/?31687.pdf>). Bransjen har i stor grad praktisert energieffektivisering på offshore innretningene. Det nye med denne ordningen blir da en systematisk måte å drive energiledelse på. De store effektene er ikke forventet da de mest kostnadseffektive tiltakene allerede er implementert, som en konsekvens av CO<sub>2</sub>-avgiften (jfr. kapittel 6.3.3).

Energiledelse innebærer en metodikk for hvordan en organisasjon kontinuerlig kan arbeide med alle sider ved

energieffektivitet og energibruk. De fleste selskapene har implementert miljøledelse basert på prinsippene i anerkjente standarder for miljøstyring (for eksempel ISO 14001 eller EMAS). OLF veilederen fokuserer derfor på å beskrive hvordan energiledelse kan integreres i selskapenes eksisterende miljøstyringssystem. Energiledelse skal bidra til å sikre kontinuerlig forbedring av energieffektiviteten, og er derfor lagt opp etter samme prinsipper som andre forbedringsprosesser (forpliktet – planlegge – utføre – kontrollere – forbedre).

Formålet med å kartlegge virksomhetens energiforhold er å skape oversikt over hvor energien brukes, dvs. maskiner, utstyr og aktiviteter. Dette gir grunnlag for å identifisere de mest betydelige miljøaspektene knyttet til energi, og dermed for å prioritere innsatsen på områder hvor det er størst mulighet for utslipp- og kostnadsreduksjoner. Slike prosesser er nå utført for en rekke felt i Nordsjøen, men det er ikke sammenfattet hva effektene av disse tiltakene er/vil bli.

Se også kapittel 6.4 om felles tiltak på sokkelen.

#### 6.1.2. Tiltak for NO<sub>x</sub>-reduksjon

Dannelse av NO<sub>x</sub> i turbiner skjer ved forbrenning av hydrokarboner ved høy temperatur. Ved å senke temperaturen i turbinene vil en kunne redusere dannelsen av NO<sub>x</sub>, men dette vil også redusere virkningsgraden. Det er utviklet og er under utvikling flere teknologier for å redusere utslipp av NO<sub>x</sub> fra turbiner. En rekke tiltak er implementert, og tiltak vurderes for både nye og eksisterende felt med utgangspunkt i BAT (ref IPPC direktivet). En statusoversikt over tiltak er gitt i rapporten "Utredning av mulige NO<sub>x</sub>-reducerende tiltak på sokkelen" utgitt av Oljedirektoratet med flere 26. august

2005 (<http://www.npd.no/NR/rdonlyres/-80D2E282-23B9-42FE-8A3A-AB4BD86DA436/0/NOxrapport.pdf>).

Denne rapporten favner hele sokkelen og feltene er anonymisert i vurderingene. Eksempler på teknologi er vanninjeksjon og dampinjeksjon i brennkammeret på turbinen. Dette er teknologi som enda ikke er kvalifisert offshore, men som bransjen vil sette i gang arbeider med i nær fremtid. Ved side av DLE (se under) forventes denne teknologien å være den viktigste i de nærmeste årene. Reduksjonspotensialet er anslått å ligge på omkring 80%.

Tradisjonelle turbiner har NO<sub>x</sub> utslipp på ca 200 ppm. Den mest anvendte teknologien for redusert NO<sub>x</sub> utslipp på sokkelen er DLE (Dry Low Emission) teknologien som gir en NO<sub>x</sub> konsentrasjon under 25 ppm. DLE maskiner krever imidlertid et avansert kontroll- og styringssystem, og drivstoffet føres inn i brennkammeret gjennom flere dyser for å få en kontrollert og jevn forbrenning, og derved senke forbrenningstemperaturen. Den mest anvendte gassturbintypen på norsk sokkel (LM 2500) er kun kvalifisert og utprøvd med DLE-teknologi for ren gassdrift og ikke for kombinert gass- og dieseldrift (dual fuel). Dual fuel DLE planlegges imidlertid nå for første gang (Alvheim-feltet i Nordsjøen), og forventes i drift i 2007.

DLE har vært benyttet på sokkelen siden 1998 og pr. august 2005 var 34 stk installert på sokkelen. Erfaringene viser at det har vært mange problemer med lav-NO<sub>x</sub> og at kostnadene har blitt høye. Etter hvert er både pålitelighet og driftskostnader tilnærmet utjevnet med tradisjonelle turbiner. For nærmere utdyping av erfaringer og utfordringer vises til OD sin rapport.

Selskapenes fokusering på energiledelse/energieffektivisering vil også kunne bidra positivt i forhold til NO<sub>x</sub>-utslippene.

### 6.1.3. Tiltak for nmVOC reduksjon fra bøyelasting

Det generelle kravet for reduksjon av nmVOC fra bøyelasting er 78% effektivitet og en regularitet på 95%. Det er gitt feltspesifikke tidsplaner for implementering, og den overordnede målsettingen er at minst 93% av lastet volum skal behandles med nmVOC reduserende tiltak fra 2006 og 95% av volumet fra 2008.

I juni 2002 ble det etablert et industrisamarbeid for VOC for å møte utslippstillatelsenes krav til nmVOC reduksjon på en teknisk og kostnadmessig optimal måte. Partene i samarbeidet er samtlige 25 oljeselskaper som er medeiere i felt med bøyelasting. Av felt i Nordsjøen inngår Tampen-området (Statfjord, Gullfaks, Snorre og Visund med omkringliggende felt), Glitne (lagring), Jotun, Balder og Varg, og flere nye felt vil etter hvert kunne inngå (Alvheim og Volve fra 2007). Videre inngår alle feltene på Haltenbanken i samarbeidet.

Pr. september 2006 er det installert 17 nmVOC reduksjonsanlegg på tankskip som gjennomfører bøyelasting på norsk sokkel, og det er investert om lag 1,5 mrd kroner. I tillegg planlegges installasjon på 1 skip høsten 2006 og 1 anlegg skal flyttes fra et skip til et annet vinteren 2007. Samtlige skip som regulært utfører bøyelasting på norsk sokkel vil da være utstyrt med nmVOC reduksjonsanlegg.

I perioden 1998-2003 (fase 1) ble det installert 6 absorpsjonsanlegg (virkningsgrad 80%) og 1 kondensasjonsanlegg (virkningsgrad 100%). For absorpsjonsanlegg absorberes nmVOC tilbake i oljelasten. En mulig ulempe kan være noe økt tap av VOC under transport fra oljefelt til leveringssted, spesielt ved dårlig vær med store skipsbevegelser.

I perioden 2004-2005 (fase 2) ble det installert 6 kondensasjonsanlegg (virkningsgrad 100%). Med disse

anleggene samles nmVOC på en separat trykktank, mens metan og rest-nmVOC brennes i en dampkjele som produserer damp som driver kompressorene i anlegget. Anleggene er komplekse, men gir god miljøgevinst.

Industrisamarbeidet utreder videre muligheter for mer robuste og kostnadsoptimale løsninger blant annet ved å kombinere ulike teknologier/tiltak. For å møte kravet om at minst 93% av lastet volum skal behandles med nmVOC reduserende tiltak fra 2006 og 95% av volumet fra 2008, har det vært behov for å installere flere anlegg. Det vil pr. oktober 2006 være installert 3 KVOG anlegg. KVOG (Knutsen VOC, utviklet av Knutsen OAS rederi) er et passivt system og installeres som en integrert del av skipets lastesystem. Systemet bidrar til å redusere avdampingen fra oljen i skipets tanker. Virkningsgraden er minst 50% og investering og driftsmessige forhold er meget fordelaktige sammenlignet med andre teknologier.

#### 6.1.4 Annen miljøteknologi

Nordsjøen favner svært mange felt, og felt som er svært ulike både i alder, produksjonssammensetning, størrelse med mer. På de ulike felt er det derfor forskjellige utfordringer knyttet til teknologiutvikling og det er ikke funnet hensiktsmessige å lage en generell oversikt over teknologiløsninger og – status på de ulike felt og innretninger. Det er imidlertid nedenfor fokusert på de meste sentrale problemstillingene.

I myndighetenes arbeid med utredning av konsekvenser av petroleumsvirksomhet i Lofoten-Barentshavet (ULB) utarbeidet Oljedirektoratet en egen status rapport på miljøteknologi (<http://odin.dep.no/filarkiv/186155/Miljoteknologi2.pdf>). Det henvises til denne for en oversikt over relevant miljøteknologi og teknologiske nyvinninger.

## 6.2. Miljøstatus på enkeltinstallasjoner

En generell oversikt over miljøteknologiske løsninger er gitt blant annet i RKU Norskehavet samt i delutredningen "Miljøteknologi" (datert mars 2003) utarbeidet av Oljedirektoratet som et underlag til ULB. Heller enn å gi en generell oppdatering er det i delkapitlene under gitt en oversikt over viktige miljøteknologiske løsninger på de ulike felt og innretninger i Nordsjøen. Det foregår kontinuerlig endringer og forbedringer på de ulike innretninger, og oversikten er derfor verken komplett eller helt oppdatert.

### 6.2.1. Arbeid med "0-utslipp" tiltak

Nullutslippsmål for sokkelen ble presentert i 1997 i St. meld. Nr. 58 (1996-97) og er senere utdypet i flere Stortingsmeldinger. Kort oppsummert er nullutslippsmålene for petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø:

Miljøfarlige stoffer:

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier,
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut) og SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon)

Andre kjemiske stoffer:

Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av:

- Olje (komponenter som ikke er miljøfarlige)
- Stoffer innen SFTs gule og grønne kategori
- Borekaks

- Andre stoffer som kan føre til miljøskade. Jf. forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften) av 3. september 2001.

Olje- og gassindustrien har investert flere milliarder kroner i en rekke tiltak for å nå nullutslippsmålet. Tiltakene kan fordeles mellom:

- 1) Injeksjon av produsert vann: Produsert vann som følger med oljen og gassen opp fra reservoaret injiseres i større grad tilbake i formasjonene.
- 2) Ny og bedre renseteknologi for produsert vann: Er eller vil bli installert på innretningene offshore i løpet av 2006.
- 3) Fokus på kjemikaliebruk: Utfasing av miljøfarlige kjemikalier og redusert bruk av mulig miljøfarlige kjemikalier.

På nye felt er det som regel mulig å ta i bruk utslippsreducerende teknologi, men på eksisterende felt kan dette av flere grunner være vanskelig. I nullutslippsarbeidet skal det derfor ligge til grunn en helhetstenking basert på miljøkonsekvenser, sikkerhet, reservoartekniske forhold og kostnader.

SFT har ved flere anledninger oppsummert status og fremdrift for olje- og gassindustriens nullutslippsarbeid. I pressemelding fra 6. desember 2005 uttalte SFT: *"SFT er totalt sett fornøyd med arbeidet som er gjort til nå, men vil vurdere større innsats på enkelte felt. Som følge av nullutslippsarbeidet forventer vi betydelige utslippsreduksjoner i 2005 og 2006. Full effekt av tiltakene vil kunne ses i 2007. Etter vår vurdering må ytterligere reduksjoner i utslipp fra offshoresektoren ses i sammenheng med eventuelle miljøeffekter og tiltakskostnader."*

I brev fra SFT til Miljøverndepartementet av 21. november 2006 oppsummerer SFT videre:

*"... Fremskrittene har vært betydelige, og industrien har kommet svært langt mot å*

*nå målet, særlig for kjemikalier som tilsettes i bore- og produksjonsprosessene. Det største gjenstående problemet er utslippene av olje og naturlig forekommende stoffer med produsert vann, særlig fra de eldre, store feltene. ..."*

Nullutslippsarbeidet har vært en prosess mellom norske myndigheter og petroleumsindustrien for sammen å kunne formulere målsetninger for å redusere miljøbelastningen på havmiljøet fra operasjonelle utslipp til sjø. Konkrete planer for hvert selskap/felt er utarbeidet og implementeringen er i full gang. Sentralt i dette arbeidet står en kontinuerlig fokus på substitusjon til mer miljøvennlige kjemikalier. En status for de enkelte felt og kjemikalier er gitt i de feltvise årlige rapportene til SFT, alle tilgjengelige på OLF sin nettside (<http://www.olf.no/miljo/miljorapporter/?32711>). Totalt sett er det for sokkelen i perioden 2000 – 2005 oppnådd en reduksjon i utslipp av henholdsvis svarte og røde kjemikalier på 93 og 89%.

Når det gjelder løsninger for håndtering (injeksjon, rensing og utslipp) av produsert vann er status for de ulike felt pr 15. juni 2006 gitt i tabell 6-1.

### **6.3. Oppfølging av internasjonale avtaler og direktiver**

#### **6.3.1. IPPC-direktivet**

IPPC-direktivet (96/61/EC) er utarbeidet og implementert for å redusere miljøbelastningen fra en rekke industriprosesser, relatert både til utslipp til vann, luft og avfall. I størrelsesorden 50.000 industribedrifter er omfattet av direktivet, herunder offshore petroleumsvirksomhet. Direktivet bygger på noen sentrale prinsipper, herunder helhetlig miljøtenkning, bruk av Best Tilgjengelige Teknikker (BAT), fleksibilitet og involvering.



**Tabell 6-1.** Løsninger for håndtering av produsert vann på de ulike felt i Nordsjøen, samt rensegrad av olje i vann.

Felt	Injeksjon (% i 2005)	Rensing			
		Konvensjonell (mg/l olje i vann <sup>1</sup> , snitt i 2005)	Ctour	EPCON	Annet
Balder	81,3	25,8			
Brage	45	29,8		Ja	
Ekofisk	-	20,8	Fra 2006/07 (1-2 mg/l)		
Eldfisk	-	14,5			
Glitne	82	7,3			
Grane	97	34,7			
Gullfaks	-	5,8			
Gyda	-	9,5			
Heimdal	~100	20			
Jotun	54,6	15,1			
Kvitebjørn	100	0			
Oseberg Sør	99,6	14,8			
Oseberg Øst	100	0			
Oseberg	Fra februar 2006	28,2			Optimalisering av hydroykloner, 50% reduksjon av olje i vann
Sleipner Vest	Vurderes	4,7			
Sleipner Øst	Vurderes	10,2			Cetco filter vurdert
Snorre	81	11,9	2007	2002/2007	
Statfjord	0,6 (SFC, Stanset i 2005 pga forsuring)	6,3	2006		
Tor	-	7,1			
Troll I	-	2,3			
Troll II	0,7	11,3		Impl. på Troll B, i 2006 for Troll C	
Ula	89	11,8			Nye injeksjonspumper installeres
Valhall	12 For fullt fra februar 2006	6,2			
Varg	-	16,3			
Veslefrikk	-	17,1			Vurdering av Pect-F og Epcon
Visund	55,6	6,4			Flere tiltak iverksatt på injeksjonsanlegget i 2005

<sup>1)</sup> Generelt ISO analysemetode, for enkelte felt IR/freon analysemetode.

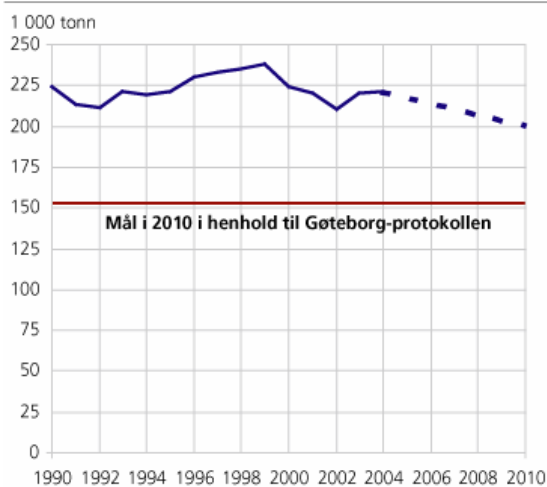
I henhold til direktivet skal BAT implementeres innen 21.10.2007 for eksisterende innretninger, og umiddelbart for nye innretninger.

I Norge implementeres IPPC-direktivet gjennom utslippstillatelser fra SFT. I forhold til tidligere krav, inngår nå utslipp til luft som en del av tillatelsene. I BAT-begrepet tas det hensyn til tekniske og økonomiske vurderinger, herunder vurderinger av regularitet. BAT-tiltak vil derfor ikke være like mellom ulike innretninger eller mellom eldre og nyere innretninger. BAT er generelt implementert på sokkelen, og diskusjoner pågår med miljømyndighetene om løsninger for de enkelte felt og innretninger mhp miljøtekniske tiltak og BAT.

### 6.3.2. Gøteborgprotokollen

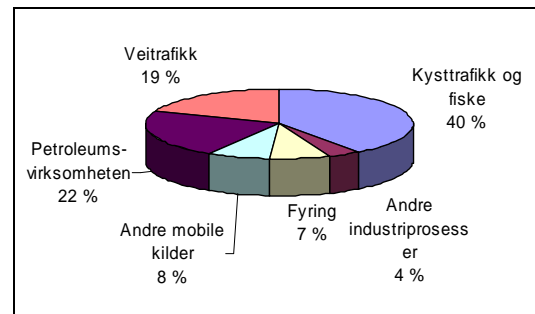
I henhold til Gøteborgprotokollen er Norge forpliktet til å redusere nasjonale utslipp til luft med konkrete måltall for 2010. Protokollen omfatter SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> og nmVOC, og hovedutfordringen for Norge er å møte forpliktelsen til NO<sub>x</sub> reduksjon til maksimum 156.000 tonn til 2010. Dette utgjør 27% lavere utslipp enn 2004-nivå og en 22% reduksjon i forhold til prognosene (44.000 tonn), figur 6-1. Dette er en meget krevende målsetning for Norge.

Utslipp av NO<sub>x</sub>, 1990-2004\*. 1 000 tonn



**Figur 6-1.** Utslipp av NO<sub>x</sub>, samt prognose. Kilde: St. Meld. Nr. 21 (2004-2005) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.

Olje- og gassproduksjonen står for 22% av de norske NO<sub>x</sub>-utslippene (2004), figur 6-2. De totale utslippene for sokkelen i 2004 var på 51.939 tonn, mens bidraget fra Nordsjøen var på ca. 43.300 tonn.



**Figur 6-2.** Fordeling av NO<sub>x</sub>-utslipp mellom ulike kilder (Kilde: OED).

I St. meld. Nr. 2 (2005-2006) ble det gitt signaler om en ny NO<sub>x</sub> avgift fra 2007, for å bidra til å oppfylle kravet etter Gøteborg-protokollen. Dette er stadfestet gjennom Statsbudsjettet (St prp 1). Avgiften vil omfatte kjeler og turbiner i energianlegg med effekt over 10MW, og antas således å favne de fleste offshore innretninger. Avgiften vil gjelde fra januar 2007 og være på kr 15,- pr kg. Regjeringen varsler at avgiftsnivået vil stige, og antyder et nivå rundt kr 50,- pr kg.

SFT gjennomførte i 2005 en tverrsektoriell tiltaksanalyse for NO<sub>x</sub> (<http://www.sft.no/-publikasjoner/luft/2155/ta2155.pdf>).

Analysen viser at det er stor spredning i tiltakskostnader knyttet til gjennomføring av NO<sub>x</sub>-tiltak innenfor ulike sektorer. De rimeligste tiltakene finnes innenfor skipsfart hvor også reduksjonspotensialet er størst. Fastlandsindustrien har et lavere potensial med hensyn til volumreduksjon til relativt lave tiltakskostnader. I offshoresektoren er tiltak gjennomgående mer kostnadskrevenne enn innenfor øvrige industrisektorer. Oljeindustrien har derfor anbefalt en løsning med et NO<sub>x</sub>-fond og tredjepartsløsninger, for å oppnå størst miljøgevinst av investeringene.

### 6.3.3. Kyotoavtalen

Kyoto-protokollen inneholder en forpliktelse om at industrilandene skal redusere de samlede utslipp av klimagasser med minst fem prosent i forhold til 1990-nivå, beregnet som gjennomsnitt for perioden 2008-2012. Gjennom ratifikasjon av Kyoto-protokollen, har Norge forpliktet seg til at de gjennomsnittlige utslippene i perioden 2008-2012 ikke skal være mer enn én prosent høyere enn i 1990. SFT har beregnet at dersom nye tiltak og virkemidler ikke iverksettes, forventes de norske utslippene frem til 2010 å ligge på om lag 11 millioner CO<sub>2</sub>-ekvivalenter over 1990-nivå. Regjeringen har uttrykt en klar målsetting om at Norge skal oppfylle sine klimaforpliktelser, men har ikke tatt stilling til hvilke klimapolitiske virkemidler som vil bli tatt i bruk fra 2008.

Utslipp av klimagasser er en global utfordring som må løses på lang sikt. Dette krever forpliktende avtaler, utvikling av ny teknologi og nye løsninger. Virksomheter som betaler CO<sub>2</sub>-avgift i dag er utelatt fra det tidlige nasjonale systemet for kvotehandel som gjelder for perioden 2005-2007.

CO<sub>2</sub>-avgiftens overordnede målsetting har vært å fremme utvikling og implementering av CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak på de ulike felt og innretninger. Fra CO<sub>2</sub> avgiften ble innført i 1991 og frem til i dag har en rekke CO<sub>2</sub>-reduserende tiltak blitt gjennomført, med reduserte utslipp av CO<sub>2</sub> med mer enn 10 millioner tonn på sokkelen. Over tid vil gjennomførte og planlagte tiltak bidra til en utslippsreduksjon på over 50 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Dette har resultert i at utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert enhet fra norsk sokkel i dag er blant de laveste i verden og er nede i en tredjedel sammenlignet med den internasjonale olje- og gassindustrien. Olje- og gassvirksomheten står likevel for en betydelig del av klimagassutslippene i Norge. Det er derfor både naturlig og nødvendig at industrien bidrar konstruktivt til at Norge når sine klimaforpliktelser under Kyoto-protokollen.

I dag er imidlertid de fleste tiltak som er lønnsomme innenfor CO<sub>2</sub>-avgiftsrammen enten iverksatt eller besluttet iverksatt. Avgiften i seg selv vil derfor i fremtiden gi få incentiver for ytterligere reduksjoner i eksisterende virksomhet.

Industrien, ved OLF, har derfor fremmet et forslag som en mener på en mer kostnadseffektiv måte vil bidra til å møte Norges klimapolitiske utfordringer enn en videreføring av dagens CO<sub>2</sub> avgift:

- a) Offshoreindustrien deltar i kvotehandel med CO<sub>2</sub> i perioden 2008-2012 med betingelser som bidrar til at Norge oppfyller sine Kyoto-forpliktelser
- b) Offshorevirksomheten bidrar med midler til gjennomføring av utslippsreduserende aktiviteter i perioden 2008-2012

Forslaget innebærer at offshore sektoren tilbyr seg å kjøpe det antall kvoter som er nødvendig for at Norge skal innfri Kyoto-forpliktelsene. Nødvendig kvotemengde representerer differansen mellom Norges totale kvotebehov og den mengde kvoter som tildeles andre kvotepliktige sektorer. Dette er oppad begrenset til størrelsen på egne utslipp (om lag 12 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per år i Kyoto-perioden).

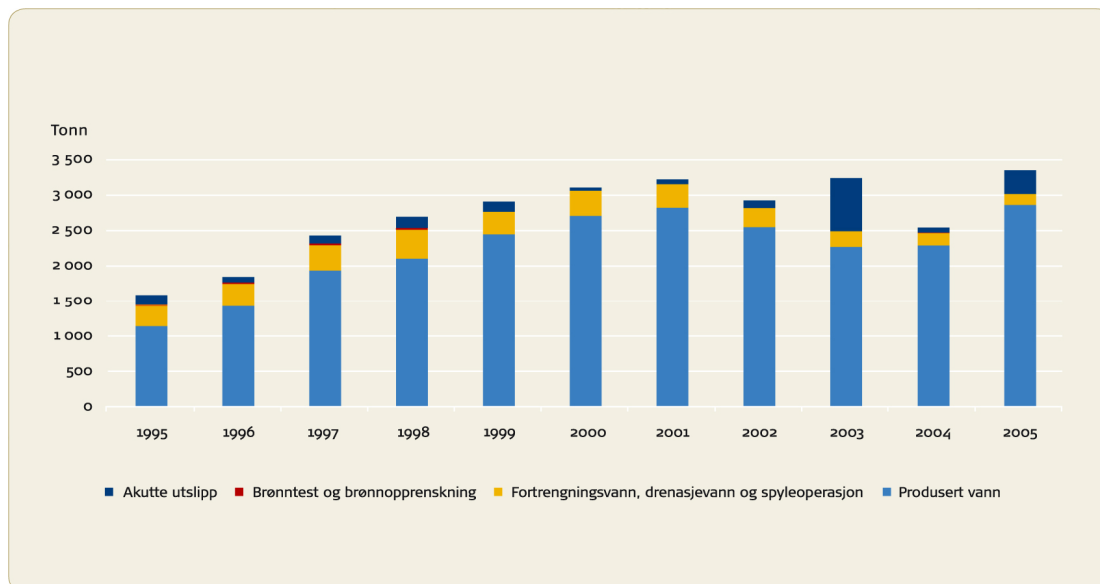
### 6.3.4. OSPAR

OSPAR konvensjonen stiller krav til utslipp fra landbasert virksomhet samt offshore petroleumsvirksomhet. De ulike vedtak og føringer implementeres i nasjonalt regelverk, og medfører at en del felles målsetninger og krav innføres i Nordsjølandene. Sentrale føringer fra OSPAR er rettet mot bruk og utslipp av offshore kjemikalier, herunder samordning av miljøtesting og kategorisering av kjemikalier. Viktige målsetninger er også satt for reduksjon av oljeutslipp, herunder bla. (2001/1):

- Reduksjon av oljeutslipp til sjø med 15% i 2006 i forhold til 2000
- Redusere utslippsgrense for olje i vann til 30 mg/l fra 2007

Som angitt i tabell 6-1 er utslippskonsentrasjonen av olje i produsert vann fra norske felt allerede i all hovedsak langt under grensen på 30 mg/l. Målsetningen om 15% reduksjon av de totale oljeutslippene synes vanskeligere å nå. Dersom en ser bort fra akutte utslipp

synes de totale utslippene for sokkelen å være omtrent som i 2000 også i 2005 (OLF miljørapport 2005), figur 6-3. Årsaken til økningen fra 2004 til 2005 er relatert til endring i analysemetoder. Grunnlaget for vurdering i forhold til basisåret 2000 er derfor komplisert.



**Figur 6-3.** Historisk utvikling for oljeutslipp til sjø fra ulike kilder på norsk sokkel. (Kilde: OLF miljørapport 2005)

## 6.4. Fellestiltak

I dette delkapitlet gis en kort status for en del felles tiltak som er implementert eller har vært utredet med tanke på å redusere miljøbelastning fra offshore petroleumsvirksomhet.

### 6.4.1. Samordnet kraftforsyning

Omfattende studier av mulige alternativer for samordnet kraftforsyning er utført for innretninger og felt i Tampen-området, gjennom flere faser. Siste studie ble avsluttet i 2004. De ulike alternativer har vurdert løsninger som omfatter flere kombinasjoner med kabler mellom enkelte eller samtlige av de 8 innretningene i området, samt ulike tiltak på selve kraftproduksjonen. Ulike variasjoner av effekt og spenning er utredet. Den totale elkraftkapasiteten i området er 440 MW og den mekaniske effektkapasiteten om lag 330 MW, knyttet til mekaniske drivere

av gasskompresjon og vanninjeksjon. Det ble vurdert å være en mulighet for energieffektivisering og optimalisering gjennom varmegjenvinning og/eller dampturbiner. Arbeidet omfattet også en utredning av elkraftforsyning fra land. Det ble i 2004 konkludert med at en kabel mellom Snorre A og Snorre B kunne være et lønnsomt alternativ. Med Snorre IOR er imidlertid kraftprofilene på feltet endret og det er konkludert med at det pr. i dag ikke lønner seg med samordnet kraftproduksjon på Tampen.

ConocoPhillips installerte i 2005 en strømkabel mellom Ekofisk 2/4J og Ekofisk 2/4K for å forsyne Ekofisk 2/4K med kraft fra Ekofisk 2/4J, hvor kraften genereres med lav NOx turbiner med høy energieffektivitet. Strømkabelen resulterer i at gamle turbindrevne kraftgeneratorer på Ekofisk 2/4K nå kun er stand by maskiner.

#### 6.4.2. Elkraftforsyning fra land

Som et ledd i arbeidet med energieffektivisering og for å redusere utslippene til luft fra offshore petroleumsvirksomhet har muligheten for elkraftforsyning fra land blitt undersøkt. I første omgang er dette gjort for enkeltfelt (blant annet Troll) og for flere felt i et område (blant annet Ekofisk II (1998), Ekofisk-Valhall-området (2002), og Tampen (se over)). Det finnes i dag elkraftforsyning fra land til Troll, og slik forsyning er vedtatt for ombyggingen av Valhall, i drift fra 2010. Det planlegges også for andre felt, blant annet Gjøa. For å undersøke muligheten for elkraftforsyning fra land i et mer totalt perspektiv ble det utført en studie i regi av OD/NVE (Kraftforsyning fra land til sokkelen Muligheter, kostnader og miljøvirkninger (<http://www.npd.no/NR/rdonlyres/438C24CB-3C11-4581-BF17-9AECAD9A9A36/0/krafttilsokkelen1.pdf>)) i 2002. Studien konkluderte med at dette tiltaket ikke er økonomisk gunstig på generell basis. Utover de betydelige investeringene et slikt tiltak ville medføre, vil det også ha signifikant innvirkning på elkraftsituasjonen i Norge. Norske myndigheter fokuserer derfor også på andre tiltak for energieffektivisering/utslippsreduksjon på sokkelen, men selskapene vurderer og utreder likevel muligheten for elkraftforsyning fra land knyttet til konkrete prosjekter.

#### 6.4.3. Rørtransport av olje/kondensat til land

Valg av transportløsning for de ulike felt avhenger av en rekke forhold som blant annet produksjonsrate, feltlevetid, nærhet til land/terminaler, nærhet til eksisterende infrastruktur for transport av olje og/eller gass, alt sett i relasjon til prosjektets totale økonomi. For en del felt foregår transporten med skytteltankere, mens det i andre områder er lagt rørledninger som transporterer olje til terminaler i Norge eller terminal/infrastruktur i Storbritannia.

Rørtransport gir generelt forventninger om bedret lønnsomhet som følge av økt

markedstilgang, stabil produktkvalitet, stort volum, stabil leveranse og logistikkbesparelser. Dessuten har en hatt forventninger om at rørtransport vil gi reduserte utslipp til luft, og i noen tilfeller også forbedret sikkerhet og redusert risiko for uhellsutslipp av olje, sammenlignet med bøyelasting og skytteltankertransport. Dette er imidlertid forhold som vil variere mellom felt og de aktuelle forutsetninger som gjelder.

De felt i norsk del av Nordsjøen som har rørtransport av olje/kondensat til land i dag er:

- Ekofisk-olje til Teesside i England, inkludert oljeproduksjon fra feltene Hod, Valhall, Eldfisk, Embla, Tor, Ula, Tambar, Gyda.
- Sleipner kondensat til Kårstø, inkludert kondensat fra Sigyn, Loke og Gungne.
- Heimdal kondensat til Brae-feltet på britisk sokkel. Inkluderer også kondensat fra tilhørende satellittfelt (Vale, Skirne)
- Grane-olje til Sture
- Oseberg olje til Sture, inkludert olje fra tilhørende satellittfelt samt fra Brage, Veslefrikk, og kondensat fra Tune.
- Troll olje til Mongstad, inkludert olje fra Fram og Kvitebjørn. Noe kondensat fra Troll går også til Sture.

#### 6.4.4. CO<sub>2</sub> fangst og lagring

I de siste 2-3 år er det fokusert betydelig på muligheten for separasjon av CO<sub>2</sub> og bruk for trykkstøtte offshore, for å øke oljeproduksjonen (IOR). Tidligere initiativer var knyttet til enkeltfelt (Gullfaks) og viste at denne problemstillingen er meget komplisert, og strekker seg langt utover det rent tekniske og feltspesifikke. Fangst og lagring av CO<sub>2</sub> (CCS; Carbon Capture and Storage) inngår som en del av en større sammenheng, omtalt "Verdikjede for CO<sub>2</sub>". Herunder inngår blant annet følgende teknisk relaterte faser:

- CO<sub>2</sub> fangst

- Infrastruktur for transport av CO<sub>2</sub> fra kilde til bruker/lager
- Lagring i geologiske formasjoner
- Injeksjon
- Prosessering av produsert gass

En rekke tekniske utfordringer er knyttet til verdikjeden, og en rekke felt-/reservoarspesifikke forskjeller finnes. Videre er det mange uavklarte spørsmål knyttet til utenomtekniske forhold; eierskap, drift, investering/økonomi, men også forholdet til internasjonale konvensjoner innebærer usikkerhet. Stor innsats er lagt ned både fra myndigheter, industrien og frivillige organisasjoner for å belyse de relevante problemstillinger og for å søke å finne realistiske muligheter. Regjeringen igangsatte blant annet i desember 2005 en prosess for å utrede relevante forhold ved transport og injeksjon knyttet til en CO<sub>2</sub> verdikjede.

Første ledd var innledende forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en verdikjede. Arbeidet ble ledet av Gassco, og konkluderte at det så langt ikke er funnet bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere i CCS tiltak på norsk sokkel.

Industrien ser imidlertid på CO<sub>2</sub> fangst og lagring som ett mulig klimatiltak og som ett mulig tiltak for økt oljeutvinning, og er positive til at mulighetene for realisering av en verdikjede for CO<sub>2</sub> nå utredes. Realisering av en verdikjede for CO<sub>2</sub> vil imidlertid kreve betydelig finansiering fra myndighetenes side. Per i dag eksisterer det flere barrierer som må overkommes for å realisere CO<sub>2</sub> fangst og lagring som klimatiltak og som tiltak for økt oljeutvinning:

- Det totale kostnads- og inntektsbildet er en kompleks utfordring
- Reservoartekniske vurderinger
- Tilstrekkelige CO<sub>2</sub> mengder
- Godkjenning av CCS som tiltak under Kyoto-protokollen
- Godkjenning av deponering av CO<sub>2</sub> i grunnen i henhold til London Dumping Convention

Det foregår betydelig forskning på de ulike faser av CO<sub>2</sub> verdikjeden. Dette er kort omtalt under FoU virksomhet (kap 18).

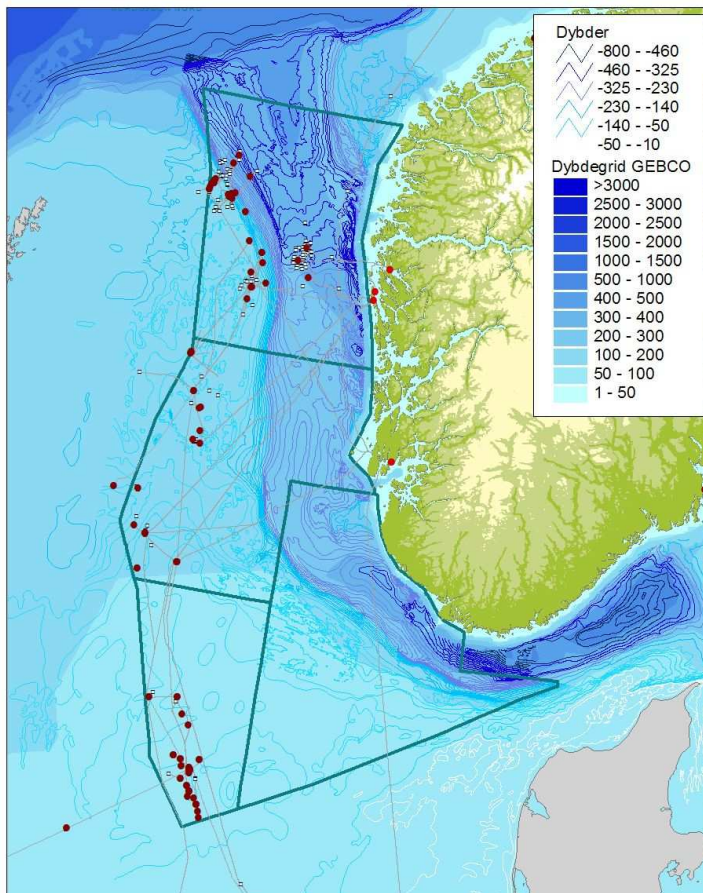
## 7. Økosystembeskrivelse

Dette kapitlet bygger på tre delutredninger:

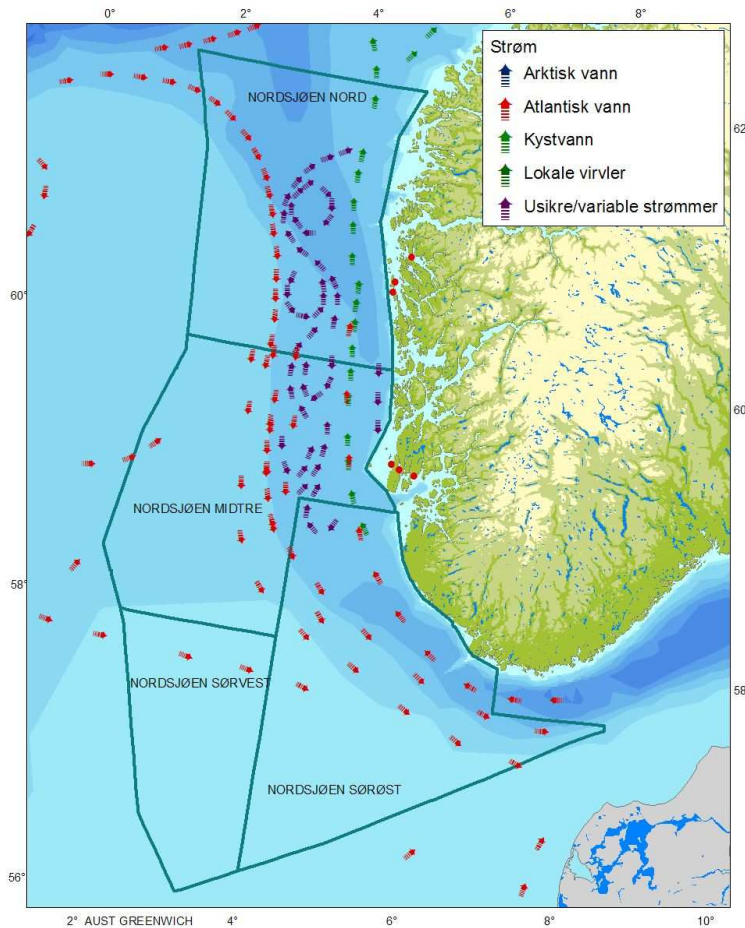
- "Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen", Havforskningsinstituttet (2006); Geir Huse, Jarle Klungsøyr, Einar Svendsen, Jon Alvsvåg og Reidar Toresen.
- "RKU Nordsjøen - Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl", Ambio miljørådgiving (2006); Ulla P. Ledje, Asbjørn Folvik, Vegard Larsen.
- "RKU-Nordsjøen – status for havert *Haliobacter grypus*", IRIS (2006); Gunnar Henriksen.

### 7.1. Om økosystemet i Nordsjøen

Nordsjøen, inkludert fjorder og estuarier, har et overflateareal på ca. 750.000 km<sup>2</sup> og et volum på 94.000 km<sup>3</sup>. Det er et meget grunt hav sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet. To tredje-deler av Nordsjøen er grunnere enn 100 m. Den dypeste delen er Norskerenna nær norskekysten, som har dybder på over 700 m (i Skagerrak), og som strekker seg fra Skagerrak og opp langs Vestlandet. Terskeldypet i Norskerenna er på 270 m (utenfor Jæren), mens den er dypere både lenger nord og lenger sør (figur 7-1). Dybdeforholdene er viktige for sirkulasjonen, da topografien i stor grad styrer vannmassenes bevegelse.



Figur 7-1. Vanndybder i Nordsjøen.



**Figur 7-2.** De viktigste trekkene ved sirkulasjonsmønstre og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerrak.

Økosystemet Nordsjøen skiller seg fra for eksempel Barentshavet og Norskehavet ved at det i mye større grad er påvirket av menneskelig aktivitet. Dette er et av de mest trafikkerte sjøområdene i verden, med to av verdens største havner (Rotterdam og Antwerpen). Her foregår et stort fiskeri, utvinning av olje og gass, uttak av sand og grus og dumping av mudder. Rundt hele Nordsjøen ligger det tett befolkede og høyt industrialiserte land. Som en konsekvens er økosystemet påvirket av utslipp fra bebyggelse, jordbruk og industri. Utslippene tilføres i stor grad fra elvene som renner ut i Nordsjøen. Disse har et totalt nedslagsområde på 850.000 km<sup>2</sup> med en årlig ferskvannstilførsel i størrelsesorden 300 km<sup>3</sup>. Nordsjøen påvirkes også av innstrømningen fra Østersjøen, som har et nedslagsområde på ca. 1.650.000 km<sup>2</sup> med en årlig ferskvannstilførsel i størrelsesorden 470 km<sup>3</sup>.

## 7.2. Fysiske forhold

### 7.2.1. Vannsirkulasjon

Nordsjøen og Skagerrak er møtested for atlantehavsvann og ferskvann, som i utgangspunktet har forskjellige egenskaper mht. egenvekt, saltinnhold og temperatur. Vannmassene i Nordsjøen strømmer for det meste mot klokken, svinger innom Skagerrak og fortsetter så nordover som en del av Den norske kyststrømmen (Figur 7-2).

Variasjoner i strømbildet har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen. Om vinteren er vertikalblandingen stor i de fleste områdene, slik at det blir liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren gjør oppvarmingen i det øvre vannlaget at det blir et klart temperatursprang i 20–50 m dyp.



RKU Nordsjøen inndeles i fire forskjellige områder. Strømningsmønsteret i disse forskjellige områdene varierer en del og har selvsagt relevans for spredningen av utslipp fra petroleumsvirksomhet.

Innstrømmingen av atlantehavsvann er topografisk styrt og følger i stor grad den vestlige delen av Norskerenna, mens Kyststrømmen dominerer strømbildet nærmere land. Strømmen, særlig i overflaten, er i stor grad vindstyrt, noe som gjør at strømbildet kan avvike ganske mye fra det som er vist i Figur 7-2.

Nordsjøen Nord er et område preget av innstrømming av atlantiske vannmasser i den vestlige delen, mens de sentrale og østlige delene er preget av den nordlige Norske kyststrømmen.

Nordsjøen Midtre er preget av det samme mønsteret med sørgående vannmasser i vest og kyststrømmen i øst. Dessuten kommer innstrømmingen mellom Shetland og Orknøyene inn fra vest i dette området. Denne strømmen er delvis topografisk

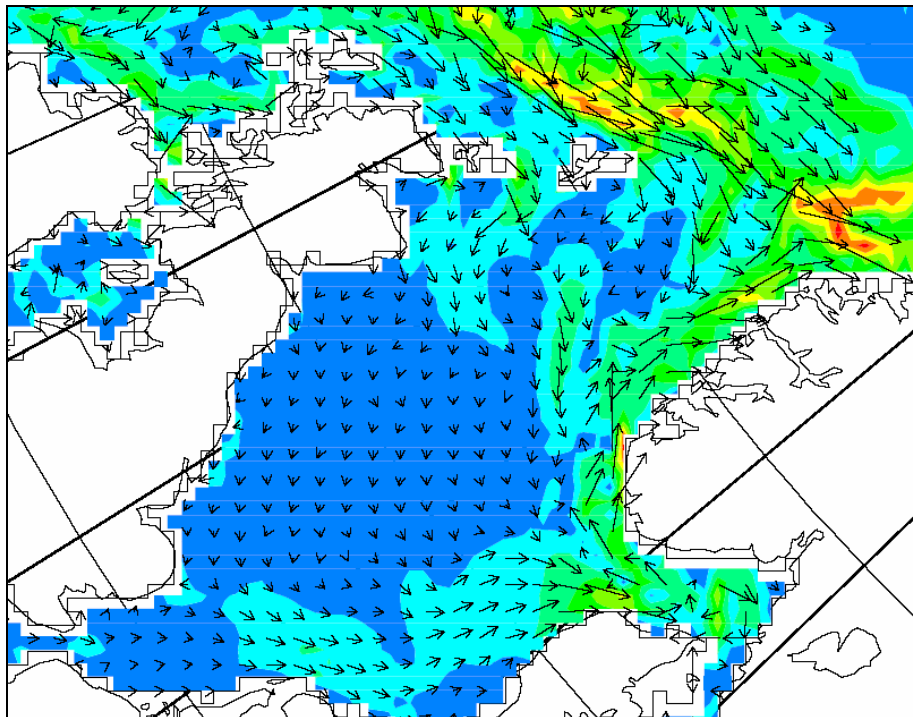
styrt og følger 100m konturen (se Figur 7-2).

Nordsjøen Sørvest er et område uten særlig sterke strømmer (Figur 7-2, 7-3) og med liten tidevannsforskjell.

Nordsjøen Sørøst domineres av den nordlige kyststrømmen nær land, mens innstrømming av atlantiske vannmasser dominerer strømbildet lenger fra kysten. Som nevnt vil det være stor variasjon i strømmønster avhengig av vindstyrke og -retning.

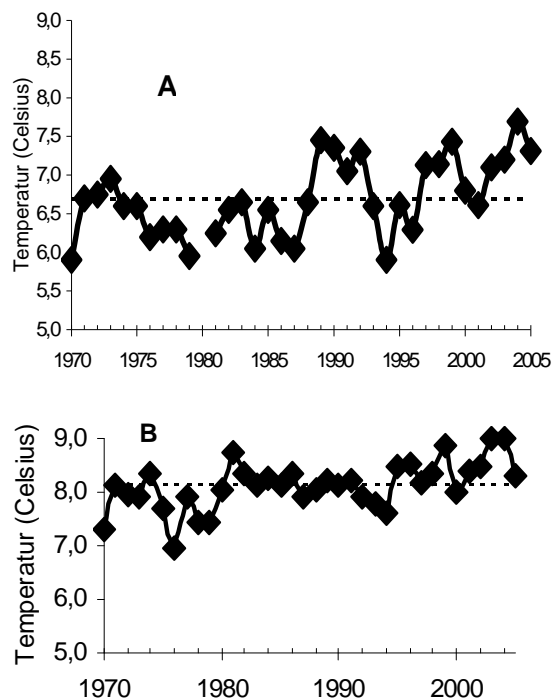
### 7.2.2. Temperatur

Variasjoner i strøm, temperatur og turbulens har stor effekt på økosystemet i Nordsjøen. Ved inngangen til 2006 var temperaturene i overflaten ekstremt høye, rundt 2 °C over normalen, og i første halvdel av 2006 ser Nordsjøen fortsatt ut til å kunne bli vesentlig varmere enn normalt. De viktigste årsakene til variasjonene er endringer i innstrømming av atlantisk vann, vindforhold, varmeutveksling med atmosfæren og ferskvannstilførselen.



**Figur 7-3.** Strømhastighet ( $\text{ms}^{-1}$ ) i 10 meters dyp for perioden januar-mars (middel 1955-2005). Blått, grønt og rødt indikerer lav, middels og høy hastighet. Kilde: HI.

Temperaturen i de øvre vannmassene var ved begynnelsen av 2005 1-1,5 °C varmere enn normalt stort sett i hele Nordsjøen. Milde sørvestlige vinder i desember (2004) og januar ble etterfulgt av relativt kjølig vintervær og medførte en rask normalisering av temperaturen som holdt seg nær normalen frem til høsten. Uvanlig varmt vær på ettersommeren og høsten medførte at temperaturen i øvre vannlag mot slutten av året var rundt 2 °C varmere enn normalt, som er det varmeste observert de siste 35 år (figur 7-4).



**Figur 7-4.** Temperatur nær bunnen i den nordvestlige del av Nordsjøen og i kjernen av atlantisk vann i vestskråningen av Norskerenna om sommeren i årene 1970–2005. Kilde: HI

### 7.2.3. Vind- og bølgeforhold

#### Nordsjøen 58-62 °N

I dette området viser bølgeklimaet store variasjoner gjennom året. De største bølgehøyder forekommer hyppigst i

høstsesongen. I vår- og sommersesongen er bølgeklimaet roligere.

Dominerende vindretning er fra sør og sørvest om vinteren, med økende innslag av nordlige vinder i sommerhalvåret. Nærmere kysten blir vindretningen i sterkere grad influert av kystkonturen, slik at vindretninger mot nord og sør blir dominerende.

Gjennomsnittlig vindhastighet i januar/februar ligger på 10-10,5 m/s, og tilsvarende tall for juli-august er 5,5-6 m/s (Børresen 1987). Årsgjennomsnittet ligger på ca 8,2 m/s.

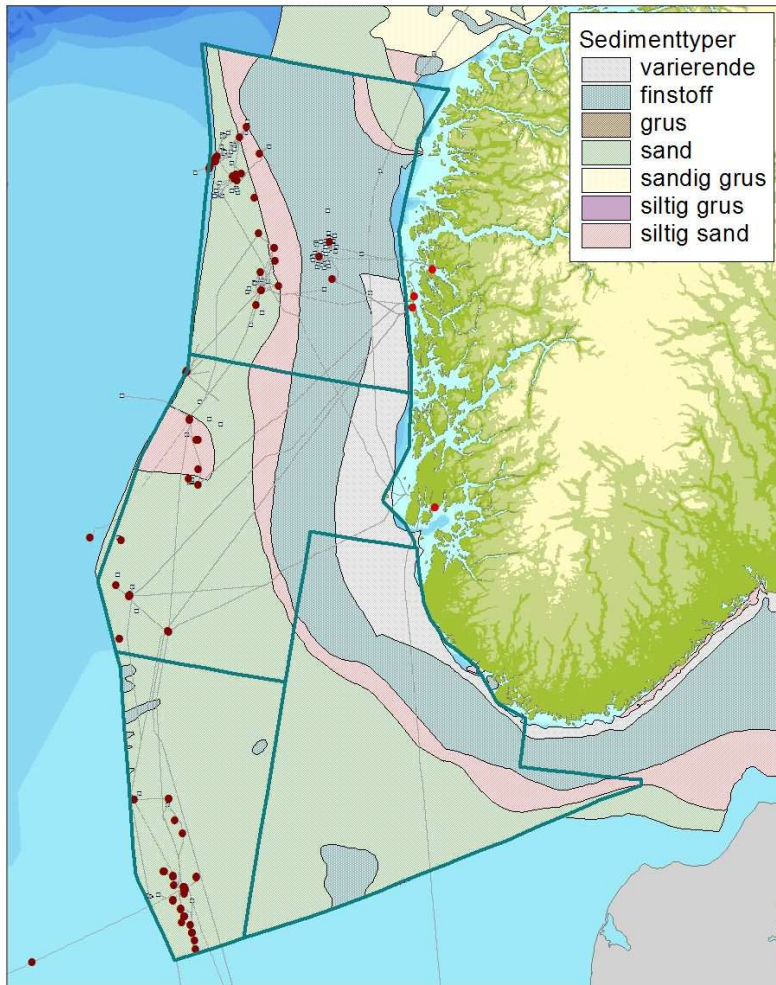
#### Nordsjøen 56-58 °N

Dominerende vindretning i løpet av året er fra sørvest, med et sterkere innslag av vestlige og nordlige vinder om sommeren. Gjennomsnittlig vindhastighet i januar/februar ligger også her i området 10-10,5 m/s, og tilsvarende tall for juli-august er 5,5-6 m/s (Børresen 1987). Årsgjennomsnittet i området ligger på 8,0-8,1 m/s. Generelt er det noe svakere vindhastighet i den sørlige delen av området i forhold til områdene lengre nord, og vindhastigheten er statistisk noe svakere inn i Skagerrak enn i Nordsjøen.

### 7.2.4. Havbunn

Sedimentforholdene i området gjenspeiler bunntopografien og strømmønsteret. De grunnere partiene har som regel grove sedimenter (sandbunn) mens de dypere områder har sedimenter bestående av silt og leire.

Sokkelområdet er belagt med et sedimentlag avleiret fra de omkringliggende landområdene. Bunnsubstratet er hovedsakelig sand, skjellsand og grus på grunt vann og mudder i de dypere områdene. Figur 7-5 gir en oversikt over sedimentene i den norske sektoren av Nordsjøen.



**Figur 7-5.** Sedimentfordeling i Nordsjøen (Kilde: DNV basert på data fra NGU).

### 7.3. **Biologisk produksjon**

Fysiske faktorer, spesielt lagdeling grunnet tetthetsforskjeller i vannet, spiller en viktig rolle for økosystemet i Nordsjøen. Dette gjør seg spesielt gjeldende i forandringer i strukturen av planktonnæringsnettet, energisykluser innen vannsøylen og fluksen av stoffer til bunn. I grunne havområder som Nordsjøen er ofte de pelagiske og bentiske prosessene nær koblet, noe som bidrar til høy produktivitet og biologisk avkastning. Om vinteren er planteplanktonproduksjonen begrenset av lite lys og lav temperatur. Da øker næringsinnholdet i de øvre vannlag som et resultat av økt vertikal vindblanding og større tilførsler fra land. Om våren, når lysforholdene blir bedre og vindblanding avtar, ligger forholdene til rette for en oppblomstring av planteplankton som er

grunlaget for hele den videre næringskjeden via dyreplankton og fisk til topppredatorer som fugl, sel og hval. I åpent hav skjer primærproduksjonen utelukkende gjennom planteplankton, mens tang og tare står for en vesentlig del av primærproduksjon i kystfarvannene.

Planteplanktonets primærproduksjon foregår i de øverste 30-50 m av vannmassene og er størst under våroppblomstringen i mars/april, med en noe mindre topp under høstoppblomstringen i september/ oktober. Våroppblomstringen kommer som følge av større lysinnstråling, et høyt næringssaltinnhold i de øvre vannlag og dannelse av et stabilt overflatelag som sørger for at planteplankton ikke føres ut av lyssonen. Viktige planteplankton-grupper er grønnalger, kiselalger og dinoflagellater.

Nordsjøen er oppvekstområde for flere kommersielt viktige fiskearter. Fødeforhold, predasjon og transport i den planktoniske livsfasen hos fisk har stor betydning for styrken av årsklassene. Økt kunnskap om variasjoner i nedre del av næringskjeden er nødvendig for å være i stand til å forutsi hvordan menneskeskapte eller naturlige endringer vil kunne påvirke det totale økosystemet. Samlet sett utgjør de pelagiske bestandene i Nordsjøen en atskillig større andel av økosystemets biomasse i dag enn for 15–20 år siden. Langtidsvariasjoner i mengde og sammensetting av dyreplankton i Nordsjøen er knyttet til regionale endringer i klima (vind, temperatur) og endringer i størrelsen av innstrømming av atlantisk vann. I tillegg vil endringer i geografisk utbredelsesmønster i Nord-Atlanteren påvirke artssammensetning av dyreplankton i innstrømmende atlantiske vannmasser. Dette er igjen relatert til klimatiske forhold over Atlanterhavet.

Grovt sett kan Nordsjøen deles inn i fire områder (nord, sentralt, sør og Norskerenna) hvert med sin karakteristiske økologiske profil. Disse områdene følger i stor grad dybdekonturene vist i Figur 7-1. I nord, med dybder på 100–200 m, finner vi ofte voksen torsk, sei, sild, hyse og øyepål. Om høsten besøkes området av makrell og hestmakrell som beiter på dyreplankton og fisk. I Norskerenna finner vi også voksen sild og makrell nær overflaten, mens dypet er en verden for seg. Her er oppvekstområder for kolmule, og ellers domineres bildet av dyphavsarter som vassild, skolest, svarthå, osv. Disse områdene er preget av oseaniske dyreplanktonarter, der raudåte (*Calanus finmarchicus*) er den viktigste komponenten. I mai/juni utgjør denne arten opptil 80 % av den totale dyreplanktonbiomassen, og er den viktigste arten for dyreplanktonspisende fisk i denne delen av Nordsjøen. Sesongmessig produksjonssyklus og produktivitet av *C. finmarchicus* varierer mellom år, og mye tyder på at bestanden av *Calanus* i Nordsjøen avhenger av en årlig tilførsel fra

atlantiske vannmasser. *C. finmarchicus* er avhengig av dypere områder for overvintring, f.eks. Norskerenna (300–700 m dyp). Omfanget av overvintring i Nordsjøen er imidlertid ikke kjent, og heller ikke forholdet mellom tilførte og lokale populasjoner av *C. finmarchicus*. De siste tiårene har det vært en nedgang i mengden av *C. finmarchicus* i Nordsjøen, og en samtidig økning av mengden av *C. helgolandicus* (Beaugrand et al. 2002). Disse endringene er knyttet til endringer i strømningsmønster og dermed klima i Nordsjøen. Det dype Norskehavet er et kjerneområde for *C. finmarchicus*, mens Nordsjøen for det meste er for grunn til å kunne opprettholde en stor stående biomasse av denne arten. Mengden av *C. finmarchicus* i Nordsjøen er dermed avhengig av importen fra Norskehavet som igjen er avhengig av strømningsmønsteret.

I det sentrale Nordsjøen avløses den voksne silda av ungsild, brisling forekommer, og torskefiskene domineres av hvitting og hyse. Store deler av dette området er generelt mindre fiskerikt enn lenger nord, og det er preget av lav årlig primærproduksjon. I øst, med dybder på 50–100 m, er det oppvekstområder for sild og torsk, og viktige tobisområder. Den sydligste delen er gruntvannsområder som er viktige for oppvekst av sild og torsk. Her er også viktige tobisområder, og det er hovedområdet for flatfisk. Dyreplanktonet i kystnære og sørlige områder domineres av små, omnivore arter (lever av både plante- og animalsk føde) som har stor tåleevne i forhold til forurensning og fluktuasjoner i hydrografi.

Forholdet mellom fiskebestandenes størrelse og utbredelse i Nordsjøen er mer stabilt enn i Barentshavet og Norskehavet. Likevel ser vi betydelige endringer over tid. Det har vært perioder der torskefiskene har ekspandert, for eksempel på 1960-70 tallet (Cushing 1980). Videre har det vært vekslinger mellom sild og brisling som dominerende sildefisk. Den vestlige bestanden av makrell har gradvis forflyttet beiteområdet sitt til Nordsjøen.

Dermed har den overtatt deler av nordsjømakrellens område etter at denne bestanden falt sammen i 1970-årene. Generelt utgjør de pelagiske bestandene en atskillig større del av biomassen nå enn for 15–20 år siden. Årsakene til slike endringer kan være mange. Både miljøforandringer og fiskepress kan ha hatt betydning, muligens også at artene beiter på hverandre (Hislop 1996). I tillegg kan endringer i strømmønsteret føre til at larvene bringes mer eller mindre effektivt til egnede oppvekstområder.

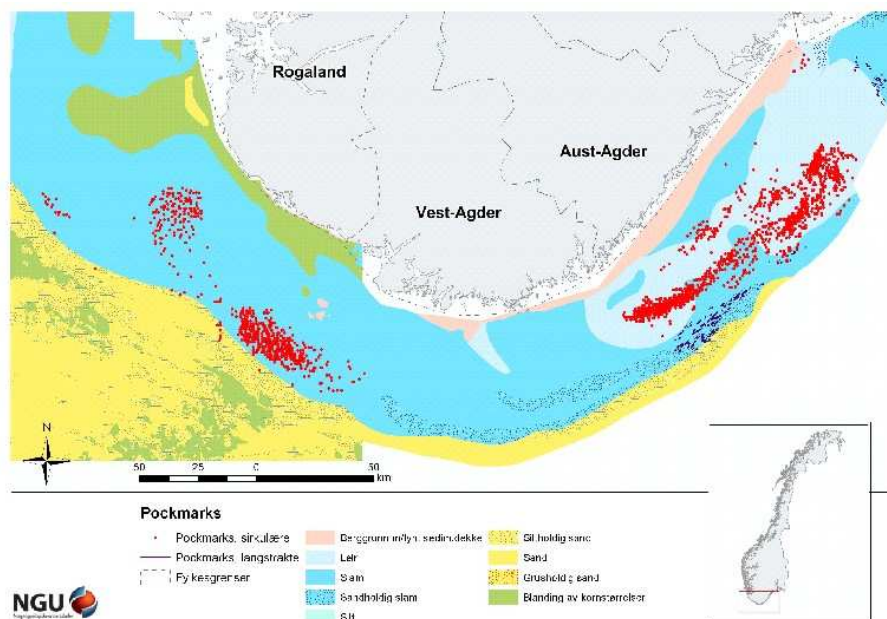
#### 7.4 Marin bunnfauna og plankton

Sammensetningen av evertebrater som lever på bunnen i Nordsjøen viser et skille mellom en sørlig artssammensetning dominert av frittlevende organismer, mens den nordlige komponenten er mer dominert av fastsittende bunnorganismer. Grensen mellom de to sammensetningene følger 50 m-koten. Tallet på arter er høyere i nord enn i sør. Biomassen av denne faunakomponenten viser et generelt trekk med høyest biomasse nær kysten, og lavere biomasse lenger ute (Anon. 2005).

Pockmarks er små naturlige gasslekkasjer på havbunnen og er velkjent fra store deler

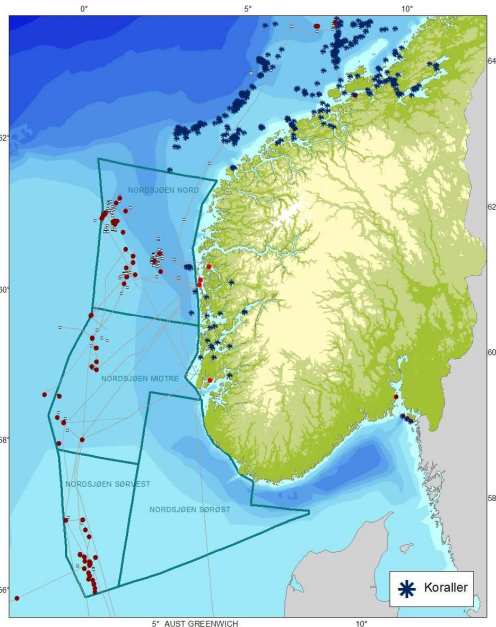
av Nordsjøen. I pockmarks lekker hydrokarboner naturlig ut fra grunnen og fører til en lokal anrikning av sediment og vann. Denne økte tilgang på organisk materiale gir grunnlag for økt lokal produksjon, og slik lokal anrikning av næring har blant annet blitt knyttet til forekomsten av kaldtvannskoraller (Hovland & Mortensen 1999). Figur 7-6 gir en oversikt over slike pockmarks i Norskerenna, men der er i tillegg forekomster over deler av Nordsjøplatået.

Der er rike forekomster av korallrev av kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa* på kontinentalskråningen langs store deler av Norskekysten. *L. pertusa* er en steinkorall med en vid geografisk utbredelse, og forekommer i alle verdenshav med unntak av polare områder. Denne korallen har kolonier med kalkskelett som akkumuleres og danner rev dersom den får vokse i fred noen hundre år. Revene er habitat for et stort antall andre dyrearter, og har i mange generasjoner vært kjent av fiskere som rike fiskeplasser. *Lophelia*-revene har en rik assosiert fauna og er muligens viktige for omsetningen av partikulært organisk materiale. I likhet med de andre artene av dypvannskoraller er biologien til *Lophelia* lite kjent.



Figur 7-6. Registrerte pockmarks i deler av Norskerenna. Kilde: NGU

Det er ikke rapporterte forekomster av koraller i åpne havområder i Nordsjøen og Skagerrak, kun nær kysten (figur 7-7). Der er imidlertid tett kobling mellom vannmassene i Nordsjøen og revstrukturene langs Norskekysten.



**Figur 7-7.** Korallrev langs kysten av Sør-Norge. Kilde: MRDB.

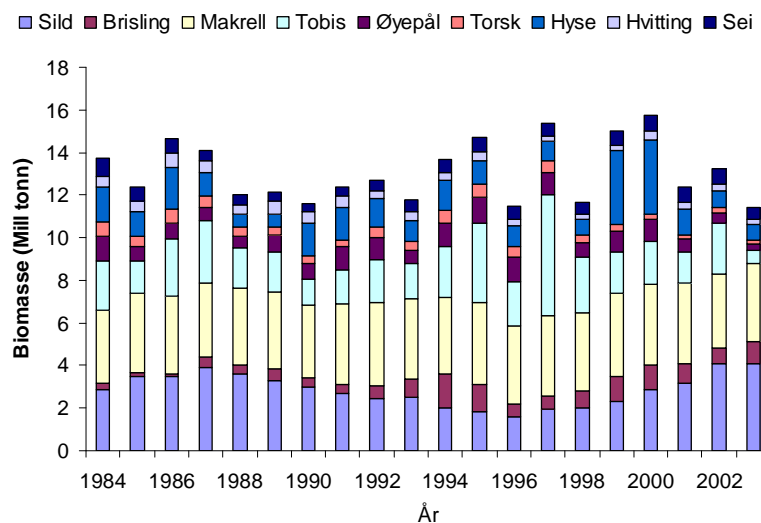
### 7.5. Fiskeressurser

En detaljert beskrivelse og status for de mest sentrale fiskeressursene i Nordsjøen er gitt i grunnlagsrapporten "Miljø- og naturressursbeskrivelse" utarbeidet av Havforskningsinstituttet (Huse et al.

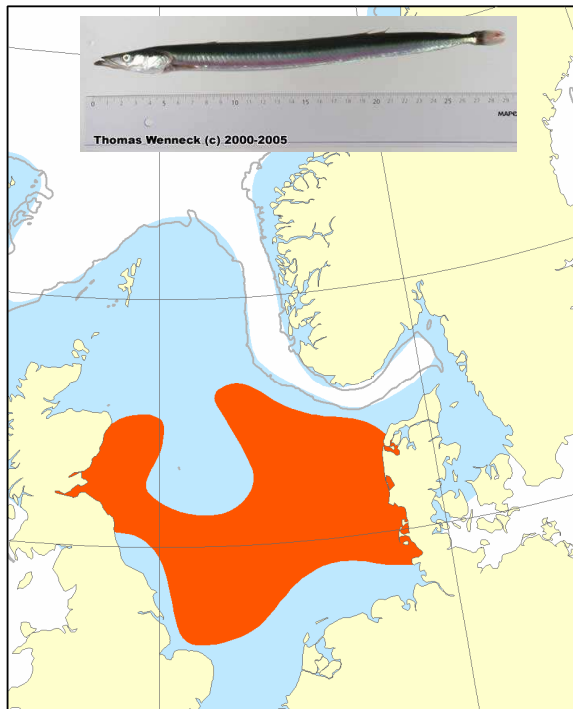
2006). En kort oppsummering er gitt i det følgende.

Til tross for at fordelingen av biomasse mellom forskjellige utnyttede fiskearter i Nordsjøen har variert de siste 20 årene, har totalbiomassen holdt seg relativt stabil (Figur 7-8). Totalbiomassen var i 2003 den laveste som er registrert de siste 20 årene.

Kort oppsummert er sildebestanden, makrellbestanden, og seibestanden i relativt god forfatning, mens torsk, hyse, tobis og øyepål er i dårlig forfatning. Tilstanden til de kommersielt utnyttede fiskeartene i Nordsjøen varierer altså, men et felles trekk de siste årene har vært sviktende rekruttering. Havforskerne jobber for tiden med å analysere dette problemet, og en vet enda ikke helt sikkert hva dette skyldes. En mulig årsak er den observerte reduksjonen i innstrømming av dyreplankton (Beaugrand et al. 2002). En annen faktor er predasjon på fiskelarver fra sildebestanden som for tiden er tallrik og fordelt over store deler av Nordsjøen. Nedenfor følger kart som angir utbredelse og viktigste gyteområder for de kommersielt sett viktigste fiskeartene (figur 7-9).



**Figur 7-8.** Biomasse av de viktigste utnyttede fiskebestandene i Nordsjøen. Dataene er hentet fra ICES arbeidsgrupperapporter (<http://www.ices.dk>).



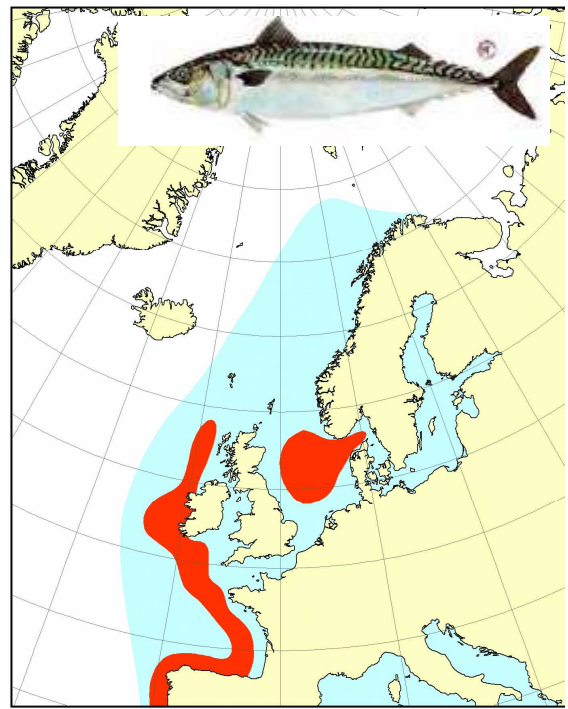
Utbredelsesområde    Gyteområde

Tobis



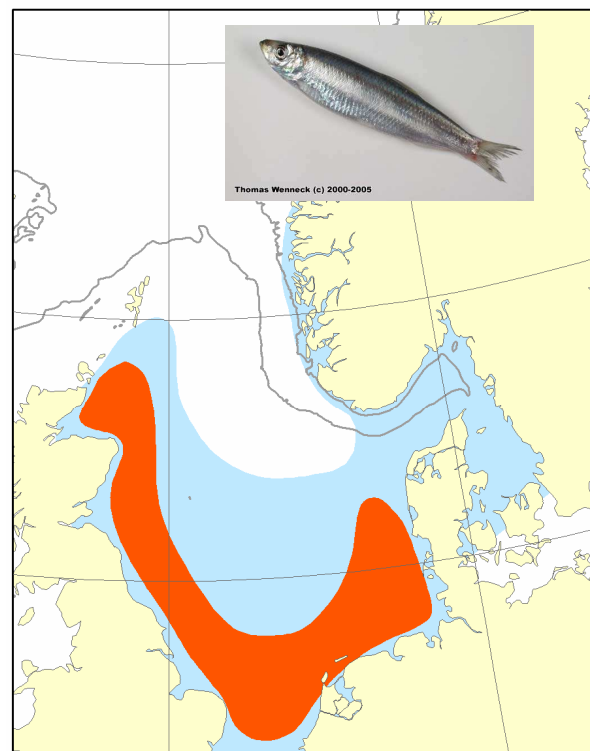
Utbredelsesområde    Gyteområde

Hestmakrell



Utbredelsesområde    Gyteområde

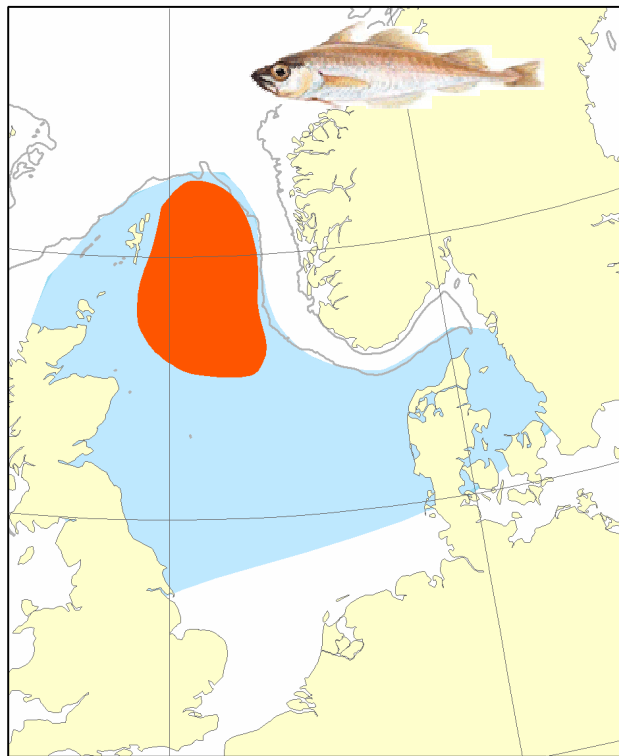
Makrell



Utbredelsesområde    Gyteområde

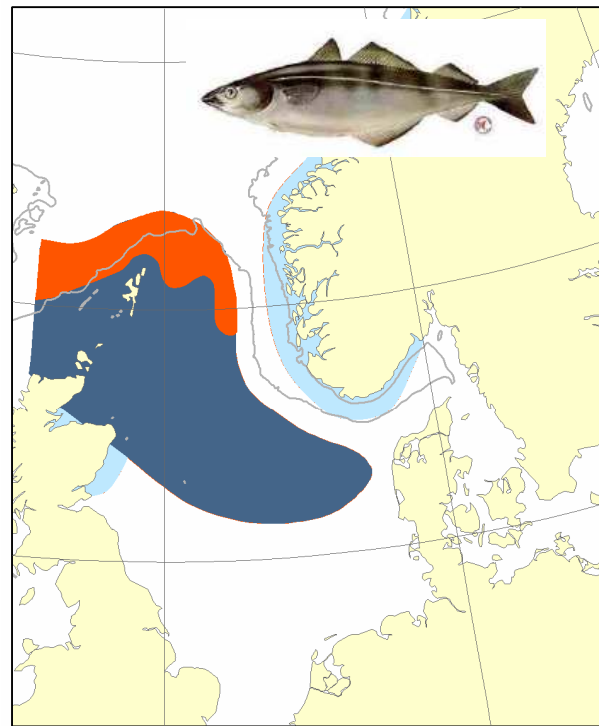
Brisling

**Figur 7-9.** Utbredelses- og gyteområde for sentrale arter i Nordsjøen.



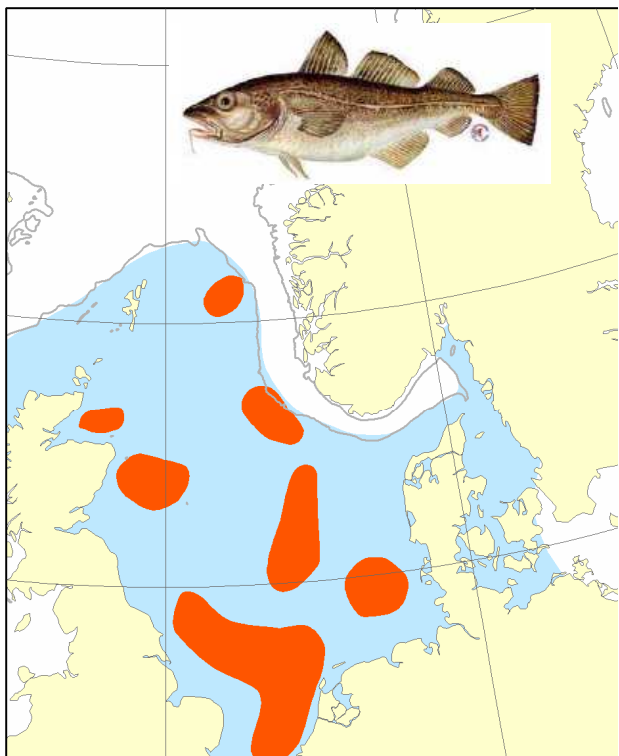
Utbredelsesområde Gyteområde

Øypål



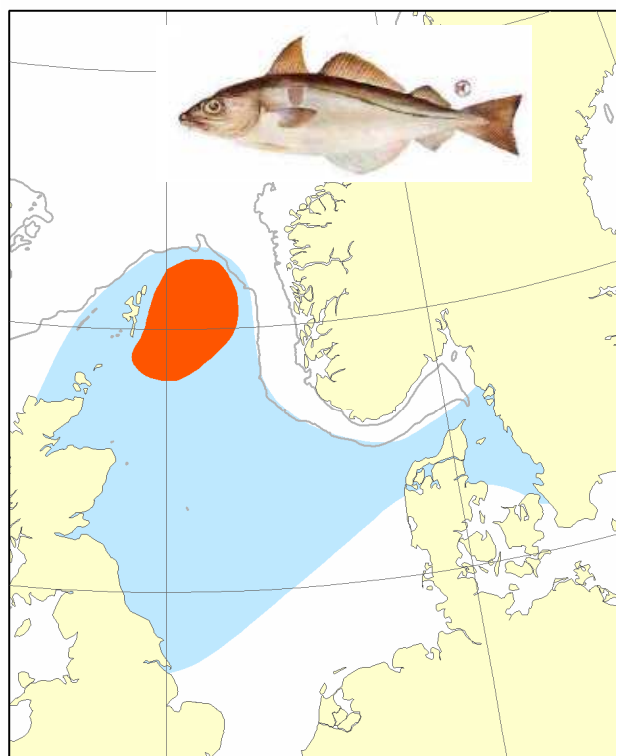
Oppvekstområde (1-3 år) Gyteområde  
Beiteområde (3 år og eldre)

Sei



Utbredelsesområde Gyteområde

Torsk

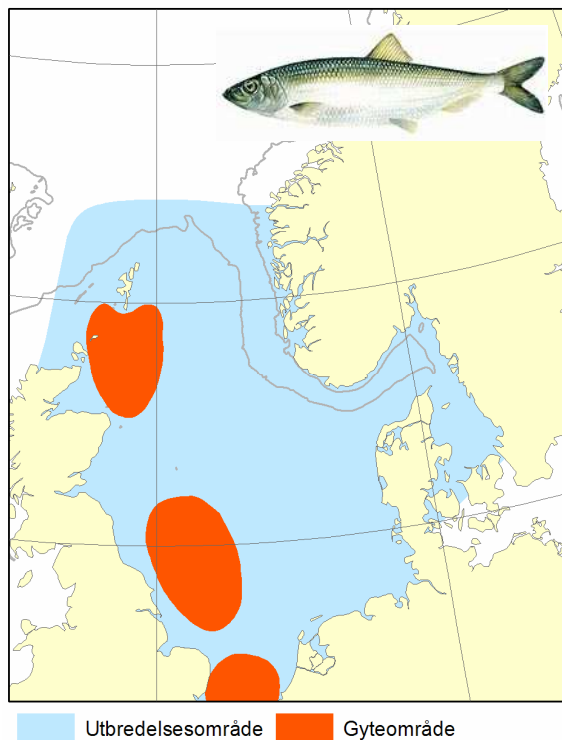


Utbredelsesområde Gyteområde

Hyse

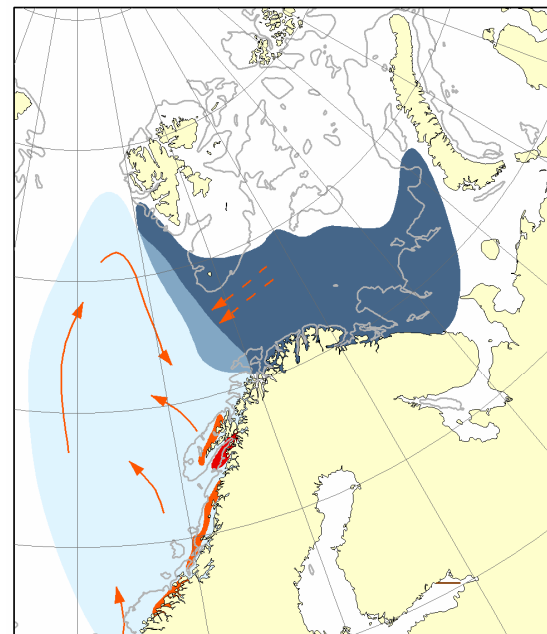
**Figur 7-9.** forts. Utbredelses- og gyteområde for sentrale arter i Nordsjøen.





Sild

Figur 7-9. forts. Utbredelses- og gyteområde for sentrale arter i Nordsjøen.



Vårgytende sild

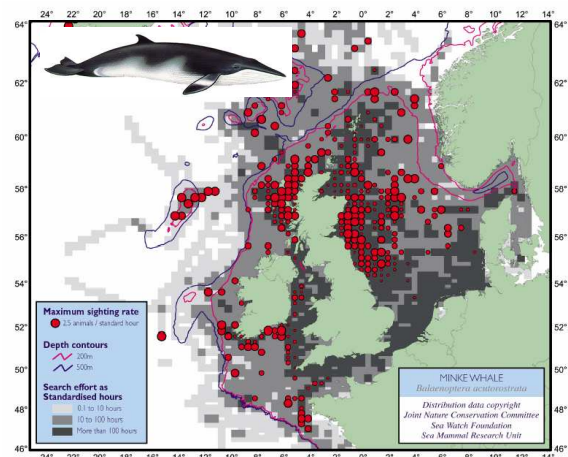
## 7.6. Marine pattedyr og oter

### 7.6.1. Hval

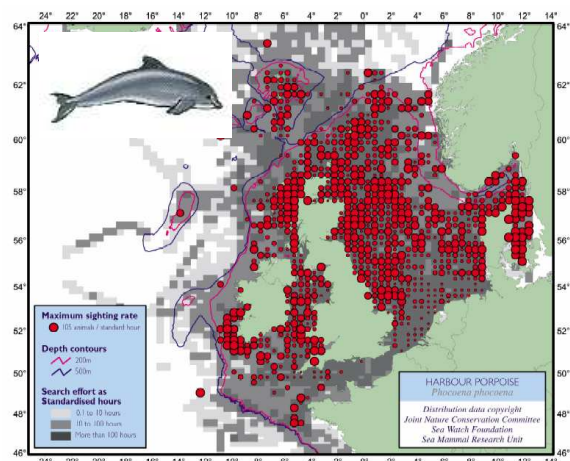
Få arter av hval opptre regelmessig i Nordsjøen. I hovedsak finner man tre hvalarter; vågehval, nise og springere. Vågehvalen holder seg først og fremst i den nordlige delen av Nordsjøen (Figur 7-10), og spesielt i områdene rundt Storbritannia. Dette var da også viktige fangstområder for norske hvalfangere inntil innføringen og utvidelsen av økonomiske soner på 1970-tallet. I området som omfatter Nordsjøen og farvannene nord til 65°N, er det om lag 20.000 vågehval. I Nordsjøen ser småsil ut til å være det viktigste byttedyret for vågehval, i tillegg kommer makrell, sild og andre fiskearter.

Nise er en svært tallrik art i Nordsjøområdet og forekommer over hele området (Figur 7-11). Basert på et stort tokt gjennomført i 1994, SCANS, ble nisebestanden i Nordsjøen med tilleggende farvann beregnet til 340.000 individer. Nise er imidlertid svært utsatt for bifangst i garnfiske. Niser har en variert diett

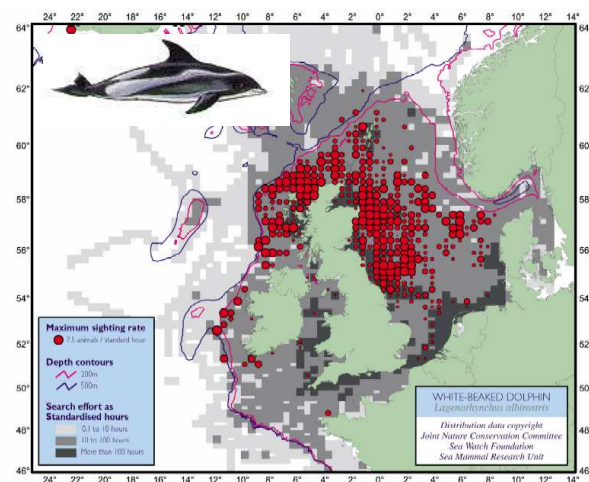
som inkluderer småfisk, blekksprut og krepsdyr – i Nordsjøen er makrell, sild og småsil viktige ved siden av torskefisk.



Figur 7-10. Observasjoner av vågehval i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>)



**Figur 7-11.** Observasjoner av nise i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>).



**Figur 7-12.** Observasjoner av kvitnos i Nordsjøen og omliggende farvann. Figuren er hentet fra Joint Nature Conservation Committee sin hjemmeside (<http://www.jncc.gov.uk/page-3355>).

Springere brukes som et fellesnavn på flere delfinliknende arter, men den absolutt vanligste i området er kvitnosen. Dens nære slektning kvitskjevingen lever vanligvis på dypere vann. I Nordsjøområdet er det rundt regnet 10.000 individer av disse to artene. Mesteparten av observasjonene av kvitnos gjøres i den vestlige delen av Nordsjøen (Figur 7-12). Fordi vi har en innstrømning av varmt vann i Nordsjøen, dukker det også opp en del varmekjære delfinarter som vanlig delfin, stripedelfin og Rissodelfin i våre farvann.

Disse betraktes som tilfeldige gjester som ikke har fast opphold hos oss.

### 7.6.2. Sel

Omtalen av sel er basert på delutredningen fra Havforskningsinstituttet (Miljø og naturressursbeskrivelse) samt spesifikk delutredning på havert fra IRIS (Henriksen 2006). Ytterligere kartmaterieell er hentet fra MRDB.

Steinkobbe og havert (gråsel) er de vanligste selartene i Nordsjøen. Disse selene er i stor grad stasjonære og kystnære, og tilbringer omtrent en tredjedel av tiden, utenom kaste- og forplantningsperioden, på land. I 2002 var populasjonsstørrelsene av sel i Nordsjøen 88000 steinkobbe og 62000 havert (CWSS 2003). En virusepidemi som startet i 2002 førte til reduksjon av bestandsstørrelsen, og 22500 sel ble funnet døde i Nordsjøen under epidemien. Populasjonene har imidlertid hatt en sterk vekst i årene etter epidemien, og er nå omtrent like tallrike som i 2000 (CWSS 2003). Havert har en mer nordlig utbredelse langs Norskekysten enn steinkobbe, med hoveddelen av bestanden nord for Stad. Den største tettheten av steinkobbe finnes langs Mørekyten. Bestandsestimatet for havert i Norge er om lag 7000, for steinkobbe 7-8000 (ref. Havets ressurser og miljø 2005).

Artene har forskjellige kaste-strategier. Steinkobbe kaster (føder) ungene i perioden mai-juni på øde strender og øyer. Etter kasteperioden følger forplantningsperioden som er ferdig i midten av juli. På sensommeren er det hårfelling som medfører en del landligge hos steinkobbene. Havert derimot har forskjøvet sesongen sin og kaster unger i utredningsområdet i oktober/november, ofte i store kolonier, med påfølgende forplantning.

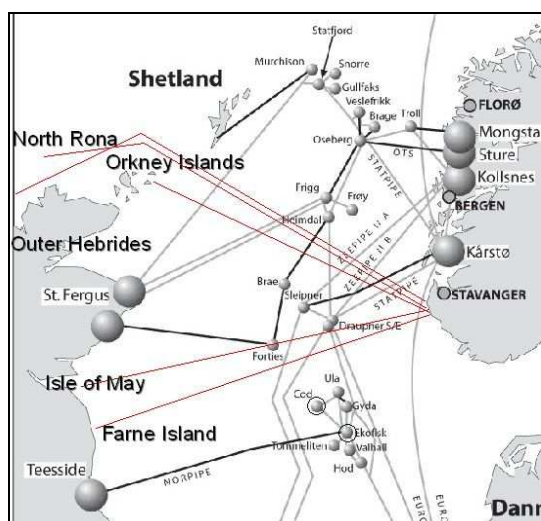
Sør for Trøndelag har Rogaland de viktigste kasteområdene for havert. Den kaster her unger flere steder, men Kjør (Sola kommune) er det desidert største og mest regelmessige kasteområdet. Det vurderes at bestanden i Rogaland er på 250 - 300 dyr. Dette er dyr som stort sett har fast tilhold i fylket hele året, men utover våren kan antallet øke. Da kommer

gjørne også havert fra de Britiske bestandene (figur 7-14). Denne vandringen betyr at sel i kortere eller lengre perioder også kan påtreffes ved offshore innretninger.



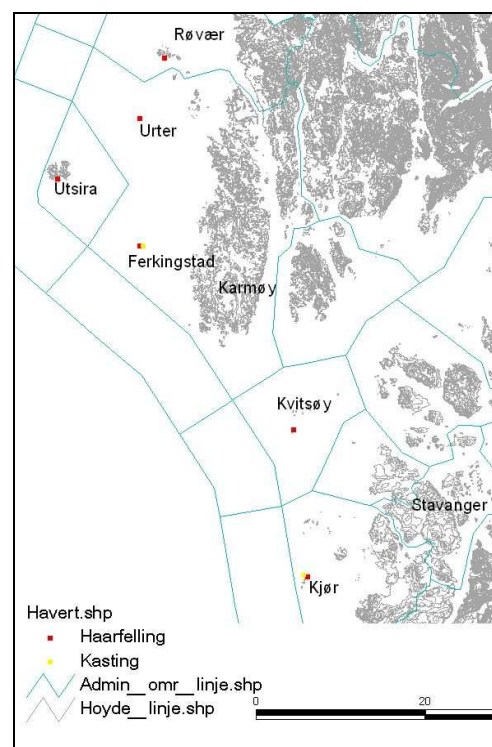
**Figur 7-13.** Kart over utbredelse, kaste og hårfellingslokaliteter for sel (havert og steinkobbe) (Kilde: MRDB).

Det er også eksempler på sel som har mer eller mindre fast tilhold offshore, blant annet på Ekofisk-tanken.



**Figur 7-14.** Registrerte vandringer av havert mellom Norge og Storbritannia (Henriksen, 2006).

Hårfellingsområdene er faste områder som oppsøkes hvert år i mars, omtrent tre måneder etter kasting. Områdene ved Kjør i Sola kommune er de viktigste hårfellingsområdene for havert på hele kysten av Sørvest-Norge. Andre og mindre viktige områder i Rogaland er Urter og Ferkingstadholmane i Karmøy, Utsira og ved Kvitsøy (figur 7-15).



**Figur 7-15** Havertlokaliteter i Rogaland (Henriksen, 2006).

### 7.6.3. Oter

Oter finnes i alle typer akvatisk miljø; fra kystområder, elver, bekker, innsjøer og dammer til sump- og våtmarksområder, men tilbringer det meste av tiden på land. Oteren finnes langs kysten fremfor alt der det er svaberg med tang, og dens diett består i hovedsak av fisk.

Hovedtendensen i bestandsutviklingen for oter vurderes som negativ i hele landet fram til og med 1960-tallet. I løpet av 1970-årene økte bestanden igjen i nord, mens nedgangen fortsatte i sør. Arten ble totalfredet i 1982, og står på den nasjonale rødlisten for truede og sårbare arter, hvor den er vurdert som hensynskrevende (Direktoratet for naturforvaltning 1999a).

Forekomsten av oter er størst langs kysten fra Nord-Møre og nordover, med totalt 10-15 000 individer. På 1990-tallet har det vært en positiv bestandsutvikling med en gradvis spredning sørover til og med Sogn og Fjordane (Heggberget 1996). Det er sannsynlig at oterbestanden nå har stabilisert seg på et relativt høyt nivå i kystkommunene i Sogn og Fjordane og i deler av Nord-Hordaland.

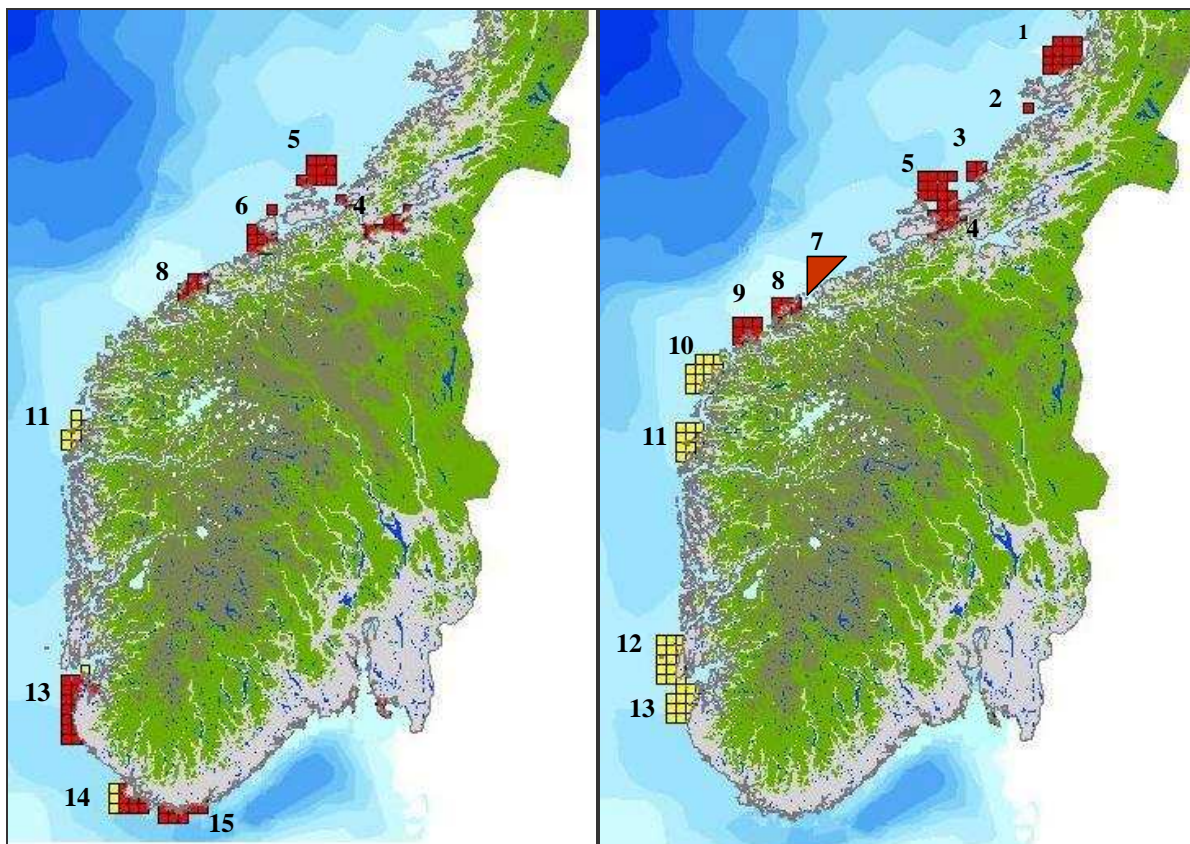
Resultatene fra et overvåkningsprogram som startet i 1997 indikerer en geografisk ekspansjon i Hordaland i perioden 1997-2004. Til tross for spredte meldinger om observasjoner i Rogaland og Vest-Agder er det fortsatt ingen kjent, reproduserende bestand i disse fylkene (Heggberget 2005).

### 7.7. Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) og verneområder

Et spesielt miljøfølsomt område (SMO) er definert som "et geografisk avgrenset område

som inneholder en eller flere spesielt betydelige forekomster av naturressurser som er sårbare for en gitt påvirkningsfaktor og som i beste fall vil trenge et nærmere avgrenset tidsrom for å restituere til et naturlig nivå etter en vesentlig skade" (Moe et al. 1999). I denne sammenhengen gjelder definisjonen sårbarhet framfor alt overfor olje. Med vesentlig skade refereres til bestandsandeler som kan gå tapt, og dette utgjør i sin tur grunnlaget for SMO klassifiseringen (se Ambio 2006). Spesielt miljøfølsomme områder inkluderer spesielt viktige områder for fisk, havstrand, sjøfugl og marine pattedyr.

Innenfor analyseområdet til RKU Nordsjøen finnes det flere SMO for sjøfugl og marine pattedyr. Ingen strandressurser innenfor analyseområdet tilfredsstiller SMO-kriteriene, men sjøområdene utenfor Nord-Møre tilfredsstiller SMO kravene for fisk (sild).



**Figur 7-16.** Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) i analyseområdet i vår-sommersesongen (venstre) og høst-vintersesongen (høyre). Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO

Kartene i figur 7-16 viser områdenes beliggenhet, og disse beskrives nærmere i tabell 7-1. SMO er valgt ut etter gitte kriterier av en koordineringsgruppe på vegne av miljøforvaltningen.

Nasjonale SMO for sjøfugl er identifisert for Hortavær, Vikna, kysten av Åfjord og Roan, munningen av Trondheimsfjorden og Frøya og Froan. For sjøfugl er det i vår-/sommersesongen identifisert SMO av nasjonal verdi rundt Runde i Møre og Romsdal. SMO av regional verdi finnes rundt Værlandet og sørvestlige deler av Sogn og Fjordane, samt ved Bremangerlandet og Vågsøy. I høst/vintersesongen forekommer SMO av regional verdi rundt Værlandet, og SMO av nasjonal verdi i ytre deler av Harøyfjorden og rundt Smøla i Møre og Romsdal.

I vår/sommersesongen er det identifisert SMO for sjøfugl av regional verdi på Nord-Jæren og utenfor vestkysten av Karmøy. I høst/vintersesongen er SMO av nasjonal verdi identifisert langs og utenfor Jæren, i Boknafjorden, ved Lista samt langs kysten mellom Mandal og Kristiansand.

For marine pattedyr er Froan av høyest følsomhet (nasjonal verdi). For marine pattedyr er det i vår-/sommersesongen identifisert SMO av nasjonal verdi ved Nordøyane i Møre og Romsdal, og områder av regional verdi ved Værlandet i Sogn og Fjordane. I høst/vintersesongen er det et SMO av regional verdi ved Værlandet. SMO av regional verdi for marine pattedyr er for begge sesonger identifisert langs kysten av Stavangerhalvøya og ved innløpet til Boknafjorden i Rogaland.

**Tabell 7-1.** SMO i analyseområdet for RKU Nordsjøen. Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO

Lokalitet	Sårbare grupper/arter	SÅRBAR PERIODE			
		Høst	Vinter	Sommer	Vår
1. Hortavær	Sjøfugl				
2. Vikna	Sjøfugl				
3. Kysten av Åfjord og Roan	Sjøfugl				
4. Munningen av Trondheimsfjorden	Sjøfugl				
5. Frøya og Froan	Sjøfugl				
5. Froan	Marine pattedyr				
6. Smøla	Sjøfugl				
7. Kysten utenfor Nord-Møre	Sild				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Sjøfugl				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Marine pattedyr				
9. Runde	Sjøfugl				
10. Bremangerlandet og Vågsøy	Sjøfugl				
11. Værlandet	Sjøfugl				
11. Værlandet	Marine pattedyr				
12. Karmøy	Sjøfugl				
13. Jærkysten	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Marine pattedyr				
13. Utenfor Stavangerhalvøya	Marine pattedyr				
14. Lista	Sjøfugl				
15. Kysten mellom Mandal og Kristiansand	Sjøfugl				

## 7.8. Sjøfugl

Beskrivelsen av sjøfugl bygger på delrapporten "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl" utarbeidet av Ambio (2006). Delrapporten gir en fyldig beskrivelse av ulike sjøfuglers sårbarhet i forhold til oljeforurensning, bestandsutvikling og status i forekomster i ulike fylker og geografiske områder. I sammenstillingsrapporten er det valgt å fokusere på bestandsutvikling og forekomst av sentrale arter. Det er i beskrivelsen videre valgt å skille mellom sjøfugl i åpent hav og sjøfugl langs kysten.

### 7.8.1 Bestandsutvikling

Sjøfugler er konsumenter på det øverste trofiske nivå i det marine økosystem, og kan derfor være indikatorer på tilstanden i andre deler av dette miljøet. Bestandsendringer hos sjøfuglene kan således gjenspeile endringer i økosystemene, enten lokalt eller over en større skala. De siste tiårene har det bl.a vært en sterk tilbakegang i mange av de norske alkefuglkoloniene, noe som har vært koblet til redusert næringstilgang i havet.

#### Hekkebestander

Mange sjøfugler har en lav reproduksjonsevne, og legger som regel bare ett egg. Til gjengjeld har de en svært høy voksenoverlevelse, og hos havhest overlever normalt mer enn 95% av voksne fugler fra det ene året til det neste (Ollason & Dunnet 1988). Sjøfugl har også relativt høy forventet levealder som for eksempel for lunde er 15-25 år (Harris & Wanless 1991).

Hekkesuksessen hos sjøfugl viser generelt store årlige variasjoner. Hos mange sjøfuglarter er det hvert år en del av de kjønnsmodne fuglene som unnlater å hekke. Andelen som ikke hekker varierer fra år til år, og gir en naturlig variasjon i hekkebestandens størrelse. Slike årlige variasjoner kan være forårsaket av flere ting, bl.a fuglenes kondisjon ved start av hekkesesongen. Dette kan igjen skyldes for eksempel ytre forhold som

naturlige eller menneskeskapt svingninger i byttedyrbestanden. Kort- eller langsiktige bestandsendringer kan også være forårsaket av innvandring eller emigrasjon. De mange bestandsregulerende faktorene virker ofte i sammenheng, og det er komplisert å identifisere årsaken til selv de mest iøynefallende endringene.

Enkelte år med lav hekkesuksess har mindre betydning for bestandene, men langvarige perioder med lav eller mislykket reproduksjon kan gi langsiktige bestandsmessige konsekvenser.

Utviklingen i hekkebestandene av norske sjøfugler følges gjennom det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl. I analyseområdet inkluderer dette programmet følgende arter: havhest, havsule, storskarv, toppskarv, ærfugl, storjo, krykkje, makrellterne, alke, lomvi og lunde. Utviklingen i totalt 140 lokaliteter følges innenfor analyseområdet (tabell 7-2). For de fleste arter finnes det sammenlignbare data fra begynnelsen av 1980-tallet, og de observerte bestandstrendene er basert på dette (Lorentsen 2005). I vedlegg til delutredningen (Ambio 2006) gis en sammenstilling av resultatene fra overvåkingsprogrammet fram til og med 2005. Fra og med 2005 samordnes pågående sjøfuglovervåking med det nyutviklede sjøfuglprogrammet "Seabird Population Management and Petroleum Operations" (SEAPOPOP). SEAPOP har som mål å gi bedre kunnskap om utbredelse, tilstand og utvikling av norske sjøfuglbestander. Hovedfokus for SEAPOP ligger i hovedsak i nord-områdene, og således utenfor selve analyseområdet (se kap. 18).

I forbindelse med RKU Nordsjøen er det i tillegg benyttet data fra nyere kartlegginger i Sogn og Fjordane (Larsen 2005), Hordaland (Byrkjeland 1999, 2006, pers. medd.), Rogaland (Larsen 2006, pers. medd.) og Vest-Agder (Olsen 2005). Disse kartleggingene omfatter i hovedsak sjøfuglreservatene.

**Tabell 7-2.** Det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl. Fylkesvis oversikt over antall overvåkingsområder samt hvilke arter som overvåkes (Lorentsen 2005).

Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag
Havhest		8			1		
Havsule					1		
Storskarv						17	15
Toppskarv		7		1	1		5
Ærfugl			11				
Storjo					3		
Svartbak	12						
Sildemåke	12	21		2	1		9
Gråmåke	11			1			
Fiskemåke	11						
Krykkje					1		1
Makrellterne	21						
Lomvi					1		1
Lunde				1	1		1
Alke							1
<b>Totalt antall lokaliteter</b>	<b>43</b>	<b>31</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>17</b>	<b>27</b>

I Sogn og Fjordane ble det i 2003-2005 utført sjøfugltellinger i hekketiden. Reservater i ytre og midtre del av skjærgården ble prioritert. Totalt 36 av de 57 reservatene i fylket ble undersøkt i 2005 (Larsen 2005).

Også i Hordaland ble det gjennomført tellinger i hekkeperioden, både i sjøfuglreservatene og i kjente kolonier utenom reservatene, i 2005 (Byrkje-land, pers. medd.). Byrkjeland (1999) gir i tillegg en sammenstilling av status i disse områdene basert på registreringer/tellinger utført i 1980, 1993 og 1998.

Fylkesmannen i Rogaland gjennomførte i 2005 en totalregistrering av hekkende sjøfugl i fylket med særlig vekt på reservatene. To kommuner ble ikke registrert, men her foreligger tall fra 2003 og 2004. Data fra 2005 samt eldre data er sammenstilt av V. A. Larsen i forbindelse med utarbeidelse av delrapporten (Ambio 2006) hvor ikke kilde angis.

Samtlige 32 sjøfuglreservat i Vest-Agder ble kartlagt av Norsk Ornitologisk Forening i hekkesesongen 2005 (Olsen 2005). I tillegg til å tallfeste hekke-bestanden ble antall flyvedyktige unger talt opp. Tilsvarende registreringer er gjennomført årlig siden 1996.

En grundig vurdering av de siste års undersøkelses resultater er gitt i delutredningen (Ambio 2006). Generelt viser bildet en meget bekymringsfull situasjon for en rekke populasjoner, herunder de fleste måkearter og terner i samtlige vestlandsfylker. For skarver og ærfugl er utviklingen svært positiv, mens det for andre arter er en mer stabil situasjon, eller ingen entydig utvikling i utredningsområdet. En tabellarisk oppsummering av bestandsutviklingen for utvalgte sjøfugl er gitt i tabell 7-3.

**Tabell 7-3.** Forenklet oversikt over utviklingen i hekkebestanden av de viktigste sjøfuglartene innenfor analyseområdet de siste 10 årene. Loddrett pil opp / ned = bestand mer enn doblet / halvert, skrå pil opp / ned = bestand økt / redusert, men mindre enn 50%, vannrett pil = ingen endring, - = ingen relevante data \* = mytebestand stabil, hekkebestand redusert. Storskarv er ny art for Vest-Agder, og etablerte seg først i 2003.

PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL (storjo, se nede til høyre)					PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL						
Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Nord-Trøndelag
Gråmåke	↘	↓	↘	↓	Havhest	↑	↑	.	↓	.	.
Fiskemåke	↓	↓	↓	↓	Havsule	.	.	.	.	↗	.
Svartbak	→	→	↘	↓	Sildemåke	↓	→	↓	↓	↘	↘
Makrell- og rødnebbterne	↓	↓	↓	↓	Krykkje	.	↓	.	↓	↓	↓
KYSTBUNDEN DYKKENDE (FISKESPISENDE) SJØFUGL					PELAGISK DYKKENDE SJØFUGL						
Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Art	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Nord-Trøndelag
Storskarv	↑	↑	.	.	.	→	→	Alke	↘	.	↗
Toppskarv	.	↗	↗	↘	→	.	↗	Lomvi	↓	↓	↗
Teist	.	↘	↘	→	.	.	.	Lunde	↓	→	↘
KYSTBUNDEN BENTISK BEITENDE SJØFUGL					PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL						
Ærfugl	↑	↑	↑	*	↗	.	↓	Storjo	.	↑	.



### Overvintringsbestandene

Fra 1980 har det nasjonale overvåkningsprogrammet for overvintrende sjøfugl gjennomført overvåkning av overvintringsbestandene av sjøfugl i 10 områder langs kysten, fra Østfold til Varangerfjorden. Totalt telles i overkant av 200 enkeltlokaliteter, hvorav 96 ligger i analyseområdet.

I Vest-Agder dekkes i hovedsak kysten og ferskvann på Lista (Farsund kommune), samt en kyststrekning i Søgne kommune. I Rogaland telles en strekning fra Gandsfjorden til Tungenes, og videre via Hafrsfjord sør til Ognå. Store deler av området som blir opptalt ligger innenfor Jærstrendene landskapsvernområde. I Møre og Romsdal overvåkes 15 lokaliteter på Smøla. Smøla er en stor flat øy med en omfattende skjærgård, spesielt i sørvest. I Trøndelag ligger alle overvåkningslokalitetene i Trondheimsfjorden.

Resultatene fra overvåkingen er sist sammenstilt av Lorentsen & Nygård i 2001. Nedenfor gis en oversikt over de viktigste resultatene fra denne rapporten.

#### *Vest-Agder*

I landsmålestokk er skjærgården i Vest-Agder et meget viktig overvintringsområde for bl.a. kvinand. I rapporteringsperioden for dette området, som gjelder fra 1972-2000, er det observert en signifikant økning i overvintringsbestandene av alle arter, med unntak av kvinand, laksand og fiskemåke som alle har hatt stabile bestander.

#### *Rogaland*

Rogalandskysten er et av de beste områdene langs kysten for overvintrende gressender, dykkere og lommer. I løpet av overvåkningsperioden (1980-2000) er det registrert en signifikant økning i antallet stokkand og brunnakke, mens gråstrupedykker, storskarv og havelle har avtatt. For øvrige arter er det ikke registrert signifikante endringer.

#### *Smøla*

Smølaområdet regnes som et meget godt overvintringsområde for arter som bl.a.

gråstrupedykker, storskarv og ærfugl. I løpet av overvåkningsperioden (1980-2000) er det observert en signifikant nedgang i overvintringsbestandene av smålom, islom, toppskarv, ærfugl, havelle, sjøorre og siland. For øvrige arter er det ingen signifikante endringer.

#### *Trondheimsfjorden*

Trondheimsfjorden er et av de viktigste overvintringsområdene i landet for marine ender, spesielt ærfugl, og har også store bestander av sjøorre, havelle, kvinand og stokkand. I løpet av overvåkningsperioden (1977-2000) er den mest påfallende tendensen den dramatiske nedgangen i overvintringsbestanden av ærfugl. Bestanden er halvert i perioden, men årsakene til dette er ikke kjent. Også overvintringsbestandene av sjøorre og teist har gått signifikant tilbake, mens bestandene av storskarv og gråmåke har økt. For andre arter er det ikke registrert noen vesentlige endringer.

### Årsakssammenhenger

Det kan være ulike årsaker til den betydelige nedgangen i hekkebestandene for enkelte arter på Vestlandet de siste 5-10 årene, og foreløpige vurderinger indikerer at tilbakegangen skyldes summen av flere faktorer. Noen av de mest diskuterte årsakene belyses nedenfor.

#### *Næringssvikt*

Næringssvikt har vært ansett som den viktigste årsaken til nedgangen i hekkebestandene av lomvi og lunde, særlig i områdene nord for analyseområdet. Bestandsutviklingen sammenfaller i tid med bestandssammenbrudd hos sild og lodde.

I Nordsjøen er tobis (sil) det viktigste fiskeslaget for flere av sjøfuglartene, for eksempel lunde, lomvi og skarv (Skov et al. 1995), men arten er også et viktig innslag i dietten til andre fiskespisende arter som teist, terner og måker. I hekketiden er sei yngel en viktig næringskilde for toppskarv (Barrett et al. 1990). Tobisbestanden er helt avgjørende for flere av fuglefjellene på britisk side av

Nordsjøen, og også for fuglefjellet på Runde (Fylkesmannen i Hordaland 2005).

Det har årlig vært tatt ut omkring en million tonn med tobis i industritrålfisket i Nordsjøen. Beregninger utført i september 2004 viste at gytebestanden ved begynnelsen av 2004 var den laveste som er observert, og tobisbestanden i Nordsjøen ble vurdert å ha sviktende reproduksjonsevne.

The Royal Society for the Protection of Birds (RSBP) spekulerer i om miljøfaktorer kan ha betydning for tobisbestanden. Slike faktorer kan være økt vintertemperatur i sjøen, økt inntransport av varmere atlantisk vann (noe som igjen er assosiert med endringer i artssammensetning og årsvariasjon i planktonsamfunnene), reduksjon i bestanden av torsk og en dramatisk reduksjon i forekomst og kondisjon hos tobis (havsil) i Nordsjøen (Beaugrand et al. 2003, Wanless et al. 2004).

Selv om de bakenforliggende årsaker til næringssvikten kan være mange og komplekse, er det lite tvil om at nedgangen i tobisbestanden har vært en sterkt bidragende årsak til bestandsreduksjoner og lav hekkesuksess hos lomvi både på britisk og norsk side av Nordsjøen.

Også for måker og terner er næringssvikt nevnt som en trolig årsak (Fylkesmannen i Hordaland 2005, Larsen 2005), selv om disse artene ikke i samme grad er avhengig av tobis som næringskilde.

Storskarv og toppskarv er fiskespisende arter som derimot har hatt en motsatt bestandsutvikling. Toppskarv kan søke næring på større dyp enn for eksempel terner og måker, og kan dermed høste av andre bestander (Fylkesmannen i Hordaland 2005). Storskarv har hatt en betydelig bestandsvekst i våre naboland, slik at den positive bestandsutviklingen innenfor analyseområdet trolig i hovedsak er et resultat av denne. De sørlige bestandene av storskarv søker også gjerne næring i ferskvann.

Andre årsaker som kan bidra til den negative hekkesuksessen/reduerte hekkebestander er:

- Villmink vil kunne ødelegge hekkekolonier mer eller mindre fullstendig, og utgjør i henhold til Fylkesmannen i Rogaland en lokalt og til dels regionalt viktig negativ faktor ift. terner og fiskemåke.
- I enkelte områder, som for eksempel i Ryfylke, Rogaland, er hekkeområder utsatt på grunn av friluftsfart, ilandstigning etc., noe som igjen kan spolere hekkingen.
- Små variasjoner i klima kan gi store utslag i ungeproduksjonen hos en del arter. Spesielt er dununger av terner utsatt ved kaldt og vått vær.
- En rekke funn av voksne døde sjøfugl kan skyldes sykdom. Dette har f. eks. vært registrert på Sveriges vestkyst i senere år.

Massedød av sjøfugl forekommer både i Atlanterhavet og Stillehavet, og resulterer av og til i at store mengder døde eller døende sjøfugler blir skyllet i land. Årsaken til disse episodene blir sjelden godt dokumentert, men både sult, parasitter og menneskeskapt forurensning (bl.a olje) har ført til massedød av sjøfugl. Døde eller døende sjøfugler strander mer eller mindre regelmessig også langs norskekysten, spesielt i Rogaland og på Lista der oppdagbarheten er god langs sandstrendene. Antallet varierer betydelig både mellom år og mellom sesonger, men er generelt høyest i vinterhalvåret. Av og til inntreffer episoder som best karakteriseres som massedød. Disse er gjerne forbundet med større oljesøl eller sult (bl.a Aarvak & Anker-Nilssen 2005).

I februar 2003 var det to episoder med massedød av sjøfugler på kysten av Rogaland. Ved den første episoden ble det funnet mange døde individer uten synlige oljeskader, mens det mot slutten av måneden strandet et større antall oljetilsølte individer (Eldøy 2004). Den andre episoden var sannsynligvis forårsaket av et utslipp av råolje fra en oljetanker (Eldøy 2004). I forbindelse med den første episoden viste alle de undersøkte fuglene tydelige tegn på matmangel, og de var sterkt avmagrede. Det er ikke usannsynlig at dårlig vær over en lang

periode kan ha gjort maten så vanskelig tilgjengelig at fuglene omkom av sult, selv om deres normale næringsorganismer var til stede. Denne forklaringen underbygges av at flere arter og grupper av fugl som normalt har klare forskjeller i diett var berørt (Aarvak & Anker-Nilssen 2005). I samme periode ble det også registrert et stort innsig av døde lunder i Nederland, og også disse fuglene var sterkt avmagrede (Camphuysen 2003).

Ved episoden med oljeutslipp var det framfor alt lomvi som ble rammet. Dårlig kondisjon kan ha gjort lomviene mindre flygedyktige, og dermed enda mer utsatte for oljeforurensning enn ellers (Aarvak & Anker-Nilssen 2005).

Episodene fra Rogaland føyer seg inn i en serie av hendelser relativt sent på vinteren de siste årene (2002-2005) hvor uvanlig mange sjøfugler har omkommet av sult i Nordsjøen og Norskehavet (Aarvak & Anker-Nilssen 2005). Det er umulig å si noe sikkert om antall, men det er sannsynlig at flere hundre tusen individer har bukket under. De døde fuglene tilhørte forskjellige populasjoner som vil være påvirket i ulik grad. Bare i mars-april 2002 døde sannsynligvis mellom 100.000 og 150.000 voksne lunder utenfor kysten av Midt-Norge (Anker-Nilssen et al. 2003), noe som utgjør 2-4% av den norske hekkebestanden.

### **7.9. Viktige kystnære sjøfugl-områder**

Med tanke på å sikre de viktigste hekkeområdene for sjøfugl er det opprettet en rekke sjøfuglreservater langs kysten. De fleste av disse reservatene ble opprettet på 1980- og 1990-tallet. Siden den gang har hekkebestand, og til dels også hekke-lokaliteter, endret seg, og i dag har langt fra alle reservater de verneverdier som lå til grunn for opprettelsen. De ulike verneområdene er detaljert presentert i delutredningen (Ambio 2006), og en fylkesvis oppsummering er gitt i tabell 7-4.

**Tabell 7-4.** Antall sjøfuglreservater i analyseområdet.

Fylke	Antall reservater
Vest-Agder	32
Rogaland	53
Hordaland	70
Sogn og Fjordane	57
Møre og Romsdal	38 foreslått i ny verneplan, ytterligere 7 fredede områder er viktige for sjøfugl
Sør-Trøndelag	7
Nord-Trøndelag	33
Totalt	290

De viktigste hekkeområdene for sjøfugl er vist i figur 7-17. Hekkeperioden strekker seg fra april til midten av august. Klassiske fuglefjell i analyseområdet er også vist i figur 7-17. Tabell 7-5 gir en kortfattet beskrivelse av disse hekkelokalitetene.

Figur 7-18 viser de viktigste myteområdene innenfor analyseområdet, og disse er kortfattet beskrevet i tabell 7-6. Myteområdene er primært av betydning for marine dykkender (spesielt ærfugl). Myteperioden strekker seg fra juli til midten av september.

Viktige kystnære overvintringsområder er vist i figur 7-19, og en beskrivelse av betydningen for ulike arter er gitt i tabell 7-7. Overvintringsperioden strekker seg fra november til mars.

#### Hekkesesongen (april – medio august)

Analyseområdet inneholder en rekke svært viktige hekkeområder for de fleste av våre sjøfugler (fig. 7-17).

#### *Pelagiske alkefugler*

I hekkeperioden er pelagiske alkefugler tradisjonelt knyttet til større kolonier i såkalte fuglefjell. Innenfor området finnes slike "fuglefjell" fra Rogaland i sør til Sklinna i nord, men de fleste av disse er små. De største konsentrasjonene av alkefugler i åpent hav i hekkesesongen finnes utenfor koloniene i Møre og Romsdal (Runde).

### *Pelagisk overflatebeitende sjøfugl*

Til denne gruppen hører sildemåke, krykkje, havhest og havsule. De tre sistnevnte skiller seg fra andre sjøfugler i analyseområdet ved at de i større grad søker føde langt ute i åpne havområder i hekkeperioden. Som med alkefuglene, er også pelagisk overflatebeitende sjøfugl hovedsakelig knyttet til fuglefjell i hekkeperioden. Et unntak her er sildemåke, som har flere til dels store kolonier spredt innenfor hele analyseområdet.

### *Kystbunden dykkende sjøfugl*

For denne gruppen er det skilt mellom bentisk beitende sjøfugl (bunnfaunaspisende) og fiskespisende sjøfugl. I den første gruppen er det kun ærfugl som ordinært hekker i analyseområdet. For gruppen fiskespisende hekker siland, teist, toppskarv og storskarv i

området. Kystbunden dykkende sjøfugl hekker langs hele kysten av analyseområdet, men med spesielt store forekomster i Trøndelag. De største tetthetene av ærfugl finnes i Sør-Trøndelag, ved Froan nord og Tarva-Melsteinen. For gruppen fiskespisende sjøfugl framhever i tillegg områdene sørvest for Vikna, Froan (Fast-Frøya nord med omkringliggende øyer) og Runde seg med betydelige konsentrasjoner.

### *Kystbunden overflatebeitende sjøfugl*

Denne gruppen inneholder arter som bl.a gråmåke, svartbak, fiskemåke krykkje og terner. Kystbunden overflatebeitende sjøfugl hekker langs hele kysten i analyseområdet, med et visst tyngdepunkt i Sør-Trøndelag.



**Figur 7-17.** Viktige hekkeområder for sjøfugl. De største fuglefjellene innenfor analyseområdet er innfelt. Kilde MRDB/NINA. Se tabell 7-5 for beskrivelse av verdi.

**Tabell 7-5.** Viktige hekkelokaliteter for sjøfugl (se kart i figur 7-17) med regional (1), nasjonal (2) og internasjonal (3) verdi (basert på SMO og MOB, kilde MRDB/NINA). Data for Møre og Romsdal og Trøndelagsfylkene er hentet fra RKU Norskehavet (Brude et al. 2002)

Fylke	Lokalitet	Verdi	Beskrivelse
Vest-Agder	Kristiansandsfjorden	2	Hekkeområdene i Vest-Agder er av særlig vekt for ærfugl og sildemåke. Total hekkebestand av ærfugl var i 1993 angitt til 3200 par (MRDB). Rauna er den største hekkeklassen for sjøfugl i fylket med 2800 par sildemåke og 288 par ærfugl i 2005.
	Mandal-Kristiansand	2	
	Ryvingen-Flekkerøy	2	
	Lindesnes-Hille	2	
	Rauna	2	
Rogaland	Kjørholmane	2	Største toppskarvkolonien sør for Runde. Sørligste hekkeklass for lunde og alke. Viktig hekkeklass for gråmåke, sildemåke, ærfugl og teist.
	Ferkingstadholmane	1	Viktig hekkeklass for toppskarv (120 par), havhest (90 par), krykkje (190 par), lunde og teist.
	Spannholmene - Urter	1	Viktig hekkeklass for toppskarv (100 par). Regionens største hekkeklass for lunde (30 par), alke (10 par) og lomvi (10 par) (tall fra 1995).
Hordaland	Låttersøy	1	Viktig hekkeklass for toppskarv (260 par), svartbak (180 par) og gråmåke (100 par) (tall fra 2005). Den tidligere store sildemåkebestanden er nå borte.
Sogn og Fjordane	Indrevær-Utvær	2	Toppskarv (122), ærfugl (250), svartbak (160), sildemåke (22) og gråmåke (33). Alle tall gjelder enkeltindivider talt opp på Utvær øyane i 2005.
	Moldvær-Håsteinen-Ryggesteinen	2	Toppskarv (455), grågås (>1000), gråmåke (186), svartbak (386), fiskemåke (45), ærfugl (18), teist (55) og tyvjo (3) – alle tall gjelder enkeltindivid talt opp i 2005.
	Ytterøyane	2	Hekkeklass for ærfugl (ca. 1400 ind. talt i 2005), toppskarv, svartbak, gråmåke og teist.
	Veststeinen	2	Fuglefjell med rike forekomster av lunde (min. 2500 ind. i 2005), for øvrig lomvi, alke, toppskarv, gråmåke, svartbak, havsule og havhest.
	Einewarden	3	Største fuglefjell sør for Stadt. Cirka 3.300 lunde (2005), toppskarv (over 100 i 2005), krykkje (sterkt desimert – 90 ind. i 2005), lomvi (ca. 250 i 2005), alke (ca. 350 i 2005). Ellers også havhest, gråmåke og sildemåke
Møre og Romsdal	Muleneset	2	Havhest (100-150), toppskarv (ca. 100), gråmåke (ca. 20), teist (10-20) + enkelte par av ærfugl og svartbak. Havsvale hekker trolig. Tall fra 1994-95, gjelder antall par.
	Runde	3	Det største fuglefjellet i Sør-Norge, og et av de største i landet. 100.000 par lunde, 6-8.000 par lomvi, 2-3.000 par alke, min. 5.000 par havhest, 2000 par havsule, 60.000 par krykkje, 50 par storjo, 1.500 par toppskarv, 1.000 ind. teist (inkl. Grasøya i Ulstein). Inntil 600 ærfuglhanner i mai.
	Grasøyene	1	Teist (se ovenfor) og ærfugl (750 hanner i mai)
	Erkna	3	Havhest (322), toppskarv (ca. 120), gråmåke og svartbak (2-300), sildemåke (15-20) og flere par teist. Havsvale og stormsvale hekker trolig. Alle tall refererer til antall par talt opp i 1994-95. Dessuten 1500 ærfuglhanner i mai/juni.
	Svetlingane	2	Toppskarv (ca. 200), svartbak (ca. 200), gråmåke (ca. 100), sildemåke (5-10) og teist (ca. 10). Alle tall refererer til antall par talt opp i 1994-95.
	Nordøyen	2	Viktige områder for gråmåke og svartbak (flere hundre par, 1994). I tillegg toppskarv, ærfugl og teist. 3000 ærfuglhanner i mai/juni.
	Ona-området	2	Viktige område for måker, særlig sildemåke og gråmåke, terner, toppskarv og teist. 5800 ærfuglhanner i mai/juni.
	Aukraområdet	2	
	Orskjæran	2	200 par toppskarv (1999).
Grip	2	Toppskarv (65), ærfugl (100), gråmåke (185), svartbak (160), makrellterne (20), rødnebbterne (6) og tyvjo (2). Alle tall refererer til antall par talt opp i 2001. 1600-1700 ærfuglhanner i mai/juni.	

Fylke	Lokalitet	Verdi	Beskrivelse
Sør-Trøndelag	Tautra, Frosta	1	Viktigste hekkelokalitet for ærfugl i Trondheimsfjorden, 900 par.
	Sulaområdet	2	4 toppskarvkolonier
	Froan/Halten/Kunna/Grogna	3	Flere tusen par teist, ca. 3.200 par toppskarv og storskarv.
Nord-Trøndelag	Vikna	2	7 storskarvkolonier.
	Sklinna og Sklinnaflesen	2	Heimøya med molo er eneste fuglefjell i Trøndelag. Ca. 3.000 par lunde, 400 par toppskarv, 670 par storskarv og 4-500 par teist.

#### Mytesesongen (juli-medio september)

Figur 7-18 viser de viktigste myteområdene i analyse-området. Disse er nærmere beskrevet i tabell 7-6. I mytesesongen er områdene først og fremst av betydning for ærfugl, og til en viss grad også for grå-

gås og sjøorre. De viktigste myteområdene for ærfugl og sjøorre ligger i Sør-Trøndelag. Alkefuglenes myteområder ligger i hovedsak i åpent hav.

**Tabell 7-6.** Myteområder med internasjonal (3), nasjonal (2) og regional (1) verdi. Opplysninger om antall fra 1992 (MRDB). Når det gjelder Møre-Trøndelag er data fra RKU Norskehavet (Brude et al. 2002.). Se kart i figur 7-18.

Område	Verdi	Beskrivelse
Kvitsøy	2	Ærfugl (2600)
Utsira-Karmøy	1	Ærfugl (ca. 750)
Espevær m.m, Bømlø	2	Ærfugl (2150)
Møksterområdet	1	Ærfugl (700)
Fedje	1	Ærfugl (750)
Ytre Sollund	1	Ærfugl (800)
Ryggsteinen	2	Ærfugl (2800) og grågås (4-500)
Grasøyene	1	Ærfugl (1000)
Ytre Romsdal	2	Ærfugl (6000) og siland (6-700)
Smøla SV	2	Ærfugl (2500), sjøorre (5-600), siland (6-700) og grågås (900)
Bispøyen-Kvenvær	1	Siland (650) og ærfugl (900)
Frøya m. Froan	3	Internasjonalt viktig for ærfugl (inntil 35.000 mytende hanner). Forøvrig grågås (2000), svartand (1000), sjøorre (600) og siland (3000). Det viktigste myteområdet i Norge. Fordelingen av ærfugl kan variere fra år til år, men antallet overstiger langt det som lokale hekkebestander kan rekruttere. Hvor fuglene kommer fra er ikke kjent.
Ørlandet-Storfosna	3	Internasjonalt viktig myteområde for sjøorre (7-8000). Forøvrig ærfugl (10000) og siland (800)
Viggja-Børsa	1	Ærfugl (300)
Tarva-Asen	2	Ærfugl (7000) og grågås (2300)
Tautra	2	Ærfugl (1300) og sjøorre (900)
Allegården	1	Ender
Ytter-Vikna	1	Sjøorre (250)
Sklinnaflæsene-Rauøy	1	Ærfugl (3000) og siland (300)
Hortavær	1	Opptil 1500 grågås, men antallet kan variere fra år til år



Figur 7-18. Viktige myteområder for sjøfugl. Kilde: MRDB/NINA

#### Vintersesongen (november-mars)

Viktige overvintringsområder for mange sjøfuglarter finnes langs hele kysten i analyseområdet (fig. 7-19). I Vest-Agder har områdene framfor alt betydning for ærfugl, mens områdene lengre nordover er viktige også for dykkere og lommer. Områdene er nærmere beskrevet i tabell 7-7.

#### **7.10. Viktige sjøfuglområder i åpent hav**

Nordsjøen inkludert Skagerrak huser årlig meget store bestander av sjøfugler (se f.eks. Skov et al 1995). Et område som strekker seg fra Kattegat i en bred sone opp langs

ytterkanten av norskerenna og utover denne mot sør og vest nord til 59° N er av Skov et al. (1995) rangert som et av 20 internasjonalt viktige områder for sjøfugl i Nordsjøen (figur 7-20). Det presiseres at Skov et al. (1995) ikke har inkludert grunnlagsmateriale for sjøfugl fra kystnære områder i Norge. I det følgende gis en vurdering av sokkelområdets betydning for sjøfugl, med vekt på Skagerrak og den sørlige delen av Norskerenna. Bestandstall for alkefugl for hele Skagerrak er gitt av Skov & Durinck (pers. medd.) for bestandstall både for Nordsjøen i sin helhet. For særlig viktige sjøområder vises det til Skov et al. (1995).



Figur 7-19. Viktige kystnære overvintringsområder for sjøfugl. Kilde: MRDB/NINA

De mest tallrike artene i Skagerrak er alkefugler, havsule, storjo og gråmåke (Skov et al. 1995). Alkefugler (i gruppen pelagisk dykkende) regnes generelt for å være mer sårbare for skader ved oljeutslipp enn de tre andre artene (som tilhører gruppen pelagisk overflatebeitende sjøfugler), og i det følgende legges det derfor mest vekt på disse alkefuglene (lomvi, alke og alkekonge).

#### Myting

Mytebestanden av lomvi i Skagerrak er estimert til ca. 220.000 individer. I myteperioden (juli-oktober) finnes lomvi spredt over store deler av området. Enkelte områder peker seg likevel ut som særlig viktige. Spesielt store konsentrasjoner er påvist

i havområdet mellom ytre Oslofjord og Kattegat (utenfor analyseområdet). Andre viktige områder er havområdet mellom Hirtshals og Hanstholm, Egersundsbanken sørvest for Lindesnes og havområdet sørvest for Stavanger (fig. 7-20, august måned).

Mytebestanden av alke i området er estimert til ca. 100.000 individer. I motsetning til lomvi, som finnes spredt i hele området, er alke mer klumpvis fordelt. Mytebestanden av alke ligger hovedsakelig konsentrert i havområdene utenfor nordvestkysten av Jylland, med særlig store konsentrasjoner i områdene utenfor Hirtshals.



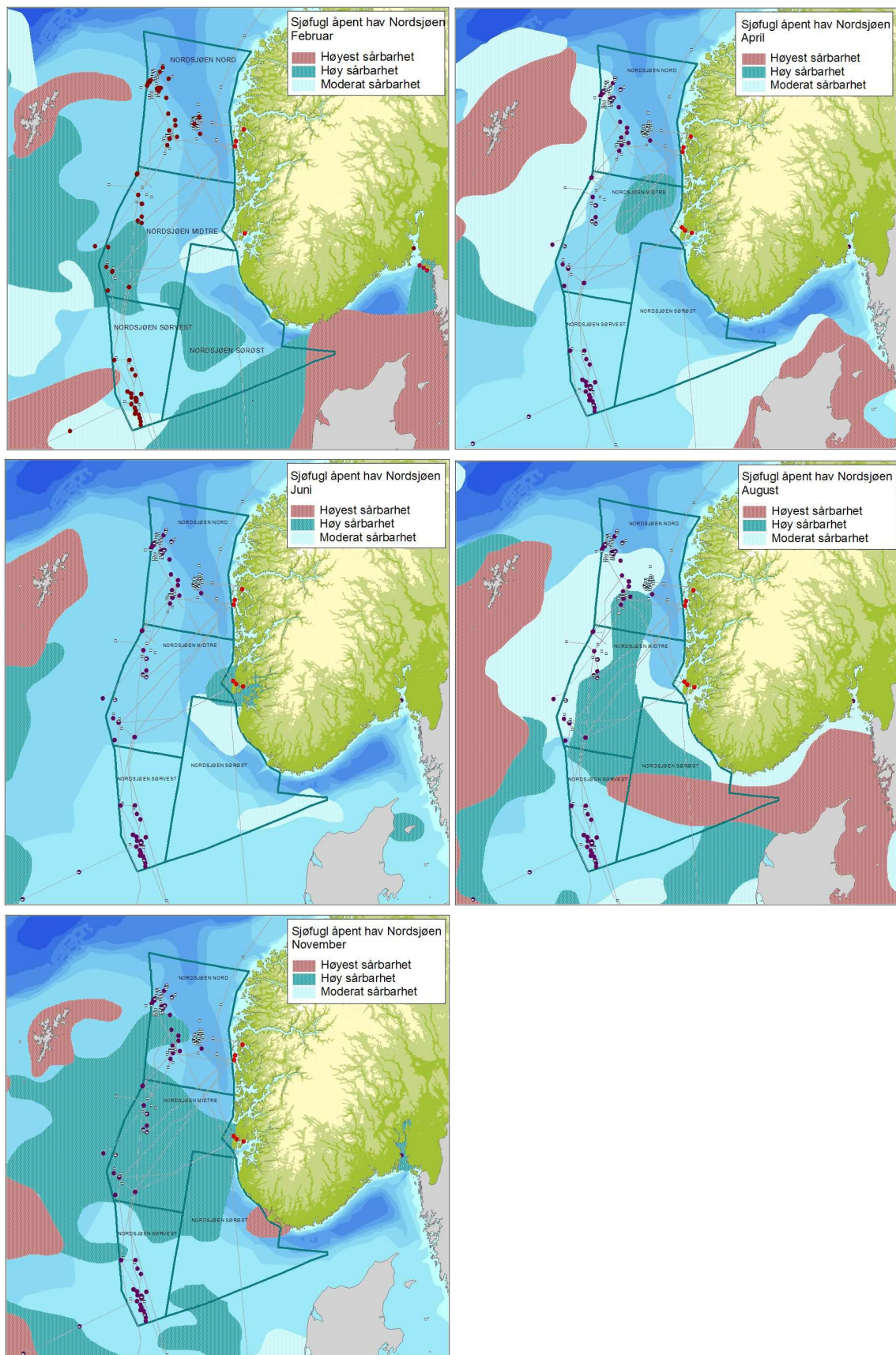
**Tabell 7-7.** Overvintringsområder med internasjonal (3), nasjonal (2) og regional (2) verdi. Opplysninger om antall fra 1992-93 (MRDB) og fra RKU Norskehavet (Brude et al. 2002). Se kart i figur 7-19.

Område	Verdi	Beskrivelse
Kristiansand S	1	Ærfugl (800)
Kristiansandfjorden	1	Ærfugl (1000)
Lista	1	Ærfugl (500-1000), havelle (5-700), svartand (250-400) og sjøorre (150-200)
Lista V	1	Ærfugl (500)
Stavanger V	2	Ærfugl (1800), teist (100) og sjøorre (400)
Karmøy V	2	Ærfugl (3000), teist (70-80) og havelle (1700)
Herdlaområdet	1	Ærfugl (1000)
Indrevær-Utvær	1	Ærfugl (400), teist (65) og havelle (6-700)
Sandøy-Kvamsøy	1	Teist (50), havelle (4-500) og ærfugl (400)
Ålesund	1	Ærfugl (8-900)
Ytre Romsdal	2	Ærfugl (2-3000), teist (350), gråstrupedykker (250-300), islom (30-40) og sjøorre (600)
Ytre Averøy	1	Ærfugl (1500), teist (200) og havelle (500)
Smøla	2	Viktigste overvintringsområde i Møre og Romsdal. Smålom (200), islom (150), hornedykker (80), gråstrupedykker (550), skarv (5300), siland (2800), teist (350), ærfugl (5400), sjøorre (2000) og havelle (2300)
Bispøyen	1	Ærfugl (4000), havelle (500) og svartand (300)
Inntian-Uttian	1	Sjøorre (800), gråstrupedykker og ærfugl (1500)
Ytter Frøya m. Froan	3	Sjøorre (1200), ærfugl (10000), havelle (4-500), svartand (250), teist (2000), toppskarv (5000) og gulnebbblom (35)
Tarva	2	Sjøorre (1200), ærfugl (4000), gråstrupedykker (50-70), hornedykker (35), islom (20-30), gulnebbblom (10-15) og teist (500)
Ørlandet	2	Havelle (1000), sjøorre (1600), ærfugl (3000), gråstrupedykker (80-100) og islom (50-60)
Gaulosen	1	Ærfugl (2000)
Trondheim-Malvik	1	Ærfugl (3600) og havelle (600)
Tautra	2	Sjøorre (800), havelle(800) og ærfugl (2500)
Alstadhaug-Eidsbotn	1	Ærfugl (2500)
Straumen	1	Ærfugl (2400)
Ytter-Vikna	3	Sjøorre (700), ærfugl (4000), havelle (4-5000), svartand, teist, toppskarv, gulnebbblom og praktærfugl
Hortavær	1	Ærfugl (2500) og havelle (600)

### Overvintring

Overvintringsbestanden av lomvi i området er estimert til ca. 200.000 individer. Biometriske analyser av overvintrende lomvi fra Skagerrak indikerer at nærmere 2/3 av bestanden stammer fra britiske kolonier, mens den resterende tredjedelen hovedsakelig er fugler hjemmehørende lenger nord (Anker-Nilssen et al. 1988b). Overvintringsbestanden av lomvi finnes spredt over store deler av området, men med særlig store forekomster i havområdene mellom Hanstholm og Egersunds-banken og utenfor nordspissen av Jylland (figur 7-20, februar måned).

Overvintringsbestanden av alke i området er estimert til 120.000 individer (Skov et al. 1995). Overvintringsbestanden er mer klumpvis fordelt enn hos lomvi. Hovedandelen av bestanden finnes på dansk side av Skagerrak, med de største konsentrasjonene utenfor nordspissen av Jylland, særlig i havområdet utenfor Hirtshals. Betydelige mengder forekommer også i havområdet mellom Hanstholm og Egersundsbanken.



**Figur 7-20.** Relativ viktighet av områder for sjøfugl på åpent hav i Nordsjøen i ulike måneder (kilde: MRDB).

Overvintringsbestanden av alkekonge i området er estimert til 1,1 millioner individer (Skov et. al 1995). Det er usikkert hvor disse fuglene kommer fra, men trolig er det hovedsakelig russiske hekkefugler (Erikstad & Barratt 1991). Arten finnes spredt over store deler av området med særlig store konsentrasjoner i havområdene nordvest for Hanstholm.

#### Havområdene utenfor Møre og Trøndelag

Sokkelen utenfor Møre og Trøndelag er områder som har langt dårligere datagrunnlag for sjøfugl i åpent hav enn i områdene lengre sør, noe som gjør det vanskelig å beregne bestandsstørrelsene.

Tilgangen på næring og tilfredsstillende hekkeplasser er blant de viktigste faktorene som avgjør sjøfuglenes utbredelse. Sokkelen utenfor Midt-Norge er av stor betydning for viktige fiskeslag som sild, torsk, hyse og sei, særlig som gyte- og oppvekstområde. Dette fører igjen til at en rekke sjøfuglarter utnytter området som hekke-, trekk- og/eller vinterområde.

Sokkelområdet har stor betydning som sjøfuglområde ettersom det oppholder seg store mengder sjøfugl innenfor dette området gjennom hele året. Den høye diversiteten og det store antallet hekkende par gjenspeiler den svært rike produksjonen i sokkelområdene om sommeren. Imidlertid er diversiteten også høy vinterstid, om enn ikke så høy som om sommeren. Karakterfugler innenfor området gjennom hele året er havhest, skarver, marine dykkender, måkefugler og alkefugler. I antall dominerer alkefugler, stormfugler og måkefugler, men også ærfugl opptrer i betydelig antall spesielt i vinterhalvåret (Strann et al. 1993).

### **7.11. Strandområder**

Følgende underkapittel gir en generell beskrivelse av strandnære økosystem og en oversikt over strand og strandnære områder med nasjonal og internasjonal verdi i analyseområdet. Alle områder verdisatt på denne måten er vernet eller forslått vernet etter naturvernloven (inkl. marine verneområder).

Områdene er kategorisert etter sårbarhet overfor oljeforurensning.

Kyststrekningen i analyseområdet, dvs. fra Vest-Agder til Nord-Trøndelag, er variert. Vanligst forekommende er svaberg og klippestrand, men det finnes også områder med sammenhengende sandstrand. Våtmarker og strandenger er vanlige biotoper i elveos og landhevningssområder. De fleste verneområdene langs kysten har tilknytning til landområder. Foreløpig er ingen marine områder vedtatt vernet, men en endelig tilråding foreligger, og endelig vernevedtak forventes i 2007.

#### **7.11.1 Generelt om strandnære økosystem – utbredelse, status og trusler**

Direktoratet for Naturforvaltning (DN) (1999b, 2001) har definert 9 strand- og strandnære biotoper og 16 marine biotoper som prioriterte naturtyper, dvs. naturtyper som på forskjellige måter er spesielt viktige for biologisk mangfold. Disse er gitt spesiell oppmerksomhet i beskrivelsen.

##### Marine strandnære økosystem

Det strandnære økosystemet strekker seg fra øvre høyvannsmærke ned til 20-30 meters dyp. Tidevannsforskjellen bestemmer utbredelsen av sonen mellom høyvann og lavvann. Sør i analyseområdet er tidevannsforskjellen svært liten (10-15 cm i Stavangerområdet), mens den er økende mot nord (1-2 m i Rørvik, Nord-Trøndelag). Artsmangfoldet i de ulike strandbiotopene er avhengig av substrattypen, næringstilgang og bølgeeksponering. Generelt avtar mangfoldet i flora og fauna med økende bølgeeksponering.

##### Hardbunnsamfunn

Strandnære hardbunnsamfunn domineres av fastsittende makroalger (tang og tare). Makroalgene danner viktige leveområder for andre organismer. I tillegg utgjør de en viktig næringskilde for enkelte dyr (f. eks. kråkeboller). Samfunnene karakteriseres av et fåtall dominerende arter som dekker bunnen (for eksempel blåskjell, snegler og rur). I tillegg finnes en rekke dyre- og plantearter

som opptrer i mindre antall. På grunn av tidevannet og ulik grad av tørrlegging, er samfunnene delt inn i klare, horisontale soner.

Tareskogsamfunn er blant de viktigste kystnære hardbunnsamfunnene, da de utgjør en særdeles produktiv biotop av stor økologisk og økonomisk betydning. Vanlige arter i strandnære tareskogsamfunn er stortare, fingertare og sukkertare. Stortare er mest utbredt fra Rogaland og nordover, og har sin globale hovedutbredelse i Norge. Tareskogen fungerer som substrat og/eller skjul for mange organismer, og er et viktig oppvekstområde for blant annet kystnære, kommersielt viktige fiskebestander og taskekrabber. Tare er i seg selv av økonomisk betydning som ressurs for utvinning av alginat. Tareskog er også et viktig næringsområde for enkelte sjøfugl.

Prioriterte naturtyper som domineres av hardbunnsamfunn (DN 1999b, 2001):

- Større tareskogforekomster.
- Grunne strømmer.
- Sterke tidevannsstrømmer
- Littoralbassenger.
- Spesielle kalkalgeforekomster.

Trusler mot de prioriterte naturtypene er fysiske inngrep (taretråling, inngrep og kanalisering av strømmer samt uttak av kalk). I senere år er det også mye som tyder på at økt tilførsel av partikler har ført til skader på hardbunnsamfunn.

Kystovervåkingsprogrammet, som gjennomføres i regi av SFT og som i hovedsak dekker overvåkingsstasjoner i Sør-Norge, har dokumentert en økt tilførsel av partikulært materiale over lengre tid (SFT 2004a, 2005). Den sannsynlige årsaken til dette er økt avrenning fra land, både fra Norge og kontinentet, som følge av naturinngrep og intensivt arealbruk forsterket av klimatiske endringer. Partiklene gir grumset vann og nedslamming av bunnen, noe som er en trussel mot hardbunnsamfunn. Signifikant økning i partikulært materiale i kystvannet sammenfaller med endringer i bunnvegetasjon fra tareskog (sukkertare) til buskformet vegetasjon bestående av trådformede rød- og

brunalger (SFT 2004a). Undersøkelser i 2004 viste ytterligere negativ utvikling med tanke på makroalger som sukkertare og stortare (SFT 2005). Utviklingen er bekymringsfull ettersom hardbunnsamfunnene er viktige yngel og leveområder, ikke minst for høstbare ressurser som torsk, taskekrabbe og hummer.

Kildene til partikler i sjøvann er flere, men hovedkildene er avrenning fra land i Norge, langtransporterte tilførsler via kyststrømmen og planktonproduksjon i vannmassene (SFT 2004a). Fordelingen mellom kildene varierer gjennom året og mellom år. Materialet viser en tydelig sammenheng mellom partikkelmengde, nitrogenkonsentrasjon og avrenning fra land. Overvåkingsdata viser høye konsentrasjoner av totalt suspendert materiale og partikulært nitrogen i flomårene 1994, 1995 og 1999.

I 2005 ble undersøkelsene av sukkertare utvidet til også å dekke en rekke stasjoner i Rogaland og Hordaland (Moy 2005). Undersøkelsene viste dårlig tilstand med lite eller ingen sukkertare og mye trådalger på rundt halvparten av stasjonene. En sammenligning med eldre data viste at forekomsten av sukkertare generelt var blitt halvert på 10-20 år. Den lave forekomsten av sukkertare og den store forekomsten av trådalger er en indikasjon på at økosystemet er i ubalanse. Generelt sett indikerte resultatene dårligere tilstand i Rogaland enn i Hordaland.

#### Bløtbunnsamfunn

Bløtbunnsstrender i strømrrike og bølgeeksponerte områder består overveiende av grovkornet materiale som sand og grus. I mer beskyttede områder har substratet et høyere innhold av silt og leire i tillegg til organisk materiale. På grunn av det lite stabile substratet vil makroalgevegetasjonen være betydelig fattigere enn på hardbunnsområder. På bølgeeksponerte strender er faunaen relativt artsfattig, mens det på skjermede lokaliteter eller større dyp utvikles mer stabile, artsrike samfunn. Leire- og mudderstrender inne i fjorder har en spesielt rik fauna. Her finnes ofte store mengder encellede dyr, rundormer, muslinger, børstemark, krepsdyr og pigghuder. Bløtbunnsstrender er derfor viktige områder

for vadefugl og sjøfugl i forbindelse med hekking, rasting og overvintring.

Prioriterte naturtyper som domineres av bløtbunnssamfunn (DN 1999b, 2001):

- Undervannseng.
- Bløtbunnsområder i strandsonen.
- Brakkvannsdelta (elvemunningsområder).
- Brakkvannspoller (vågos).
- Poller.
- Fjorder med naturlig lavt oksygeninnhold i bunnvannet.
- Østers og kamskjellforekomster.

Den største trusselen mot strandnære bløtbunnsområder er fysiske inngrep. For eksempel er elvemunningsområder blant de naturtyper som i størst grad er blitt ødelagt av nedbygging. Forurensning (eutrofiering) er også en trussel mot grunne områder med liten vannutskiftning.

#### Landøkosystemer i strandsonen

Strand omfatter landbaserte naturtyper som er knyttet til saltvann eller saltvannspåvirkede miljøer. Bølgeeksponering og strømforhold har stor betydning for strandtype og bunnforhold, som kan klassifiseres etter en substratskala (Direktoratet for Naturforvaltning 1999b). I godt beskyttede vik og kiler finnes leirstrender, mens kysten ut mot åpent hav oftest består av grov stein eller strandberg. Mellom disse ytterpunktene finnes det en rekke variasjoner som silt- og sandstrand, grus- og steinstrand, rullesteinsstrand m. fl. Flora og vegetasjon på strendene er tilpasset substrattypen. Ettersom arter som inngår både i marine og terrestre økosystemer møtes i strandbiotopene er det biologiske mangfoldet her stort. Relativt mange arter knyttet til strandbiotoper er oppført på den nasjonale rødlisten over arter som er truede eller sårbare, de aller fleste av disse er insekter (Direktoratet for naturforvaltning 1999a).

Svaberg og klipper er den dominerende strandtypen i hele analyseområdet. Karakteristisk for svaberg er flekkvis fordeling av vegetasjonen.

Strandengene på leir/siltunderlag finnes som elveos eller flate sedimentasjonstrender i

beskyttede gruntvannsområder med markert tidevanns-påvirkning. Strandenger er vanligvis artsrike biotoper, og mange er vernet etter naturvernloven.

Sandstrender finnes i størst utstrekning på bølgeeksponerte steder langs kysten. Hvis vindeksponeringsgraden er betydelig kan det utvikles dynelandskap. Grus- og steinstrender er utviklet i områder med morene- og forvittringsmateriale. I slike områder finnes også rullesteinsstrender (framfor alt på Jæren og Lista).

Tangvoller kan lokalt finnes på alle strandtyper, men er best utviklet i middels eksponerte områder. Tangvoller gir opphav til en karakteristisk saltengvegetasjon med innslag av nitrogenkrevende planter.

Prioriterte naturtyper, havstrand (DN 1999b, 2001):

- Sanddyner (flyvesandområder)
- Sandstrender:
- Strandeng og strandsump.
- Kalkrike strandberg.

Trusler for de ulike strandtypene er framfor alt ulike fysiske inngrep. Når det gjelder strandeng er gjengroing på grunn av opphørt/reduert beitepress, oppdyrking og gjødsling faktorer som alle virker negativt inn på utbredelsen av naturtypen.

Figur 7-21 viser forekomst av de forskjellige strandtypene i influensområdet. Kun vernede eller foreslått vernede områder av nasjonal eller internasjonal verdi er vist i figuren. Verneverdien er som regel knyttet til botaniske forekomster, områdenes betydning for sjøpattedyr og som hekke-, myte-, raste- og overvintringsområder for sjøfugl, men også geologiske verdier kan knytte seg til verneformålet.

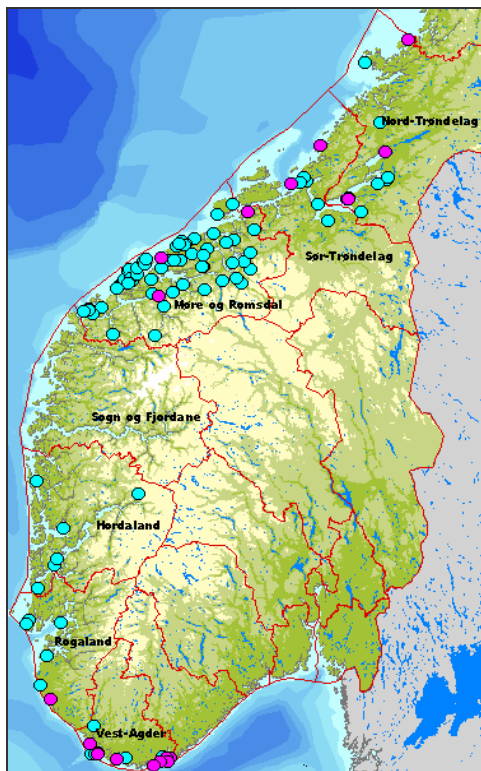
Som det framgår av kartene ligger strandtyper med størst sårbarhet (strandeng og tangstrand) i hovedsak på beskyttede lokaliteter i de indre deler av fjordsystemene eller i områder med mye skjærgård. Tangstrand utgjør som regel en del av andre verneområder.



Elvedelta (røde ringer) og elveutløp (gule ringer)



Strandberg (blå ringer) og grusstrand (grønne ringer)



Sandstrand (rosa ringer) og strandeng (blå ringer)



Tangstrand (sorte ringer)

**Figur. 7-21.** Strandtyper i analyseområdet. Kun vernede og foreslått vernede områder av nasjonal og internasjonal verdi er vist på kartene. Kilde: MRDB. Data for Sogn og Fjordane er ufullstendig kategorisert.

**Tabell 7-8.** Antall vernede/foreslått vernede strandlokaliteter innenfor analyseområdet fordelt på fylke. Noen områder er overlappende med andre, dette gjelder særlig tangstrand. Tabellen viser alle områder med verneinteresser, også av lokal og regional verdi. Data for Sogn og Fjordane er ikke kategorisert på strandtype og derfor ikke nærmere omtalt. Kilde: MRDB.

Strandtype	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag
Strandberg	13	3	39	7	42	40
Grus- og steinstrand	13	2	51	80	75	67
Sandstrand	23	8	12	35	29	22
Strandeng	23	3	135	152	85	98
Tangstrand	12	0	14	124	97	70
Elveos	0	2	0	92	8	2

Tabell 7-8 viser samme informasjon som i figur 7-21, men inkluderer også lokaliteter med lokal og regional verdi. Alle områdene er nærmere beskrevet og kartfestet i delutredningen (Ambio 2006).

## 7.12. Vernede og foreslått vernede strandområder

### 7.12.1. Former for vern

Naturvernloven gir hjemmel for opprettelse av fire hovedtyper av verneområde; nasjonalparker, landskapsvernområder, naturreservat eller naturminner. Andre verneformer er biotopvern (plante-, dyre- eller fuglefredningsområder) og artsvern (vern av planter og dyr uten biotopvern). Forskjellen mellom de ulike verneformene er knyttet til verneformål, områdets kvaliteter og egenskaper (verdi) og hvilke vernebestemmelser som blir iverksatt.

Kyststrekningen innenfor analyseområdet inneholder flere hundre vernede og verneverdige områder. Et enkelt vernområde kan ha flere verneinteresser innenfor grensene: kulturelle, zoologiske, botaniske og/eller geologiske.

#### Naturreservat

Naturreservat er den vanligste verneformen i kystsonen. Dette er den strengeste formen for områdevern etter naturvernloven. Formålet med vernet er framfor alt knyttet til naturfaglige forhold (spesielt naturtype eller dyresamfunn).

Dominerende i kystsonen er sjøfugl- og våtmarksreservater som er opprettet for å verne om viktige hekke-, beite-, myte-, raste- og/eller overvintringsområder for sjø- og vannfugl. I slike reservater er det ofte ferdselsforbud i hekketiden.

#### Landskapsvernområde

Landskapsvernområde er en annen vanlig verneform i kystsonen. Her legges landskapskvaliteter til grunn for vernet. Dette er den svakeste formen for områdevern etter naturvernloven. Landskapsvernområder er ofte knyttet opp mot naturreservater, og i tillegg til at områdene har selvstendige verdier utgjør de ofte en slags buffersone for områder med strengere vern.

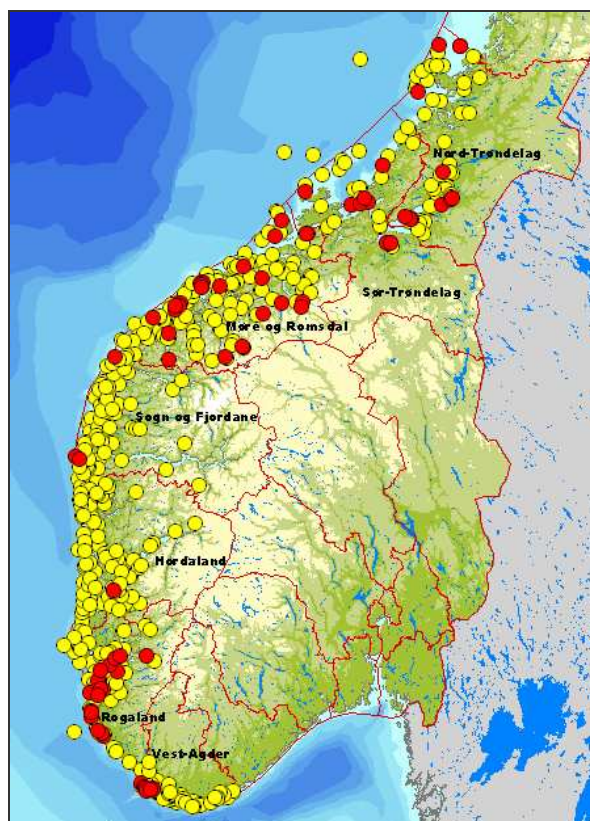
#### Biotopvern

I områder med biotopvern er hele naturmiljøet beskyttet av vernet. Det innebærer at det kan innføres restriksjoner på bruk av området. Ved artsfredning er det bare gitte plante- eller dyrearter som omfattes av vernet. Hvis et område har både artsfredning og biotopvern, regnes området for å ha lignende styrke som naturreservat for de formål vernet gjelder. Både biotopvern og artsfredning kan kombineres med andre verneformer.

### 7.12.2. Vernede og verneverdige områder

Figur 7-22 viser vernede og verneverdige områder av nasjonal og internasjonal verdi innenfor analyseområdet. Ikke alle områdene som er vist på kartet er like sårbare for oljeforurensning. Enkelte strandnære områder

har verneverdier som ikke er knyttet til marint miljø, eksempelvis skogområder.



**Figur 7-22.** Vernede og verneverdige strandnære områder. Gule sirkler = nasjonal verdi, røde sirkler = internasjonal verdi. Alle områder som er sårbare for oljeforurensning er kartfestet og nærmere beskrevet i delutredningen. Kilde: MRDB.

En nærmere beskrivelse og kartfesting av alle områder med verneverdier knyttet til marint miljø er gitt i delutredningen (Ambio 2006).

Tabell 7-9 sammenfatter antall vernede og verneverdige områder i analyseområdet. Denne oversikten viser kun verneområder hvis primære verneformål er relatert til marint miljø.

Fylkesmannen i Møre og Romsdal la i 2005 fram et høringsutkast til verneplan for hekkende sjøfugl i fylket. Planen omfatter totalt 38 områder, og 25 av disse er foreløpig ikke registrert i MRDB. Disse er vist i delutredningen. En ny verneplan for Smøla i Møre og Romsdal ble lagt ut på sentral høring i november 2005. Totalt inkluderer denne planen 10 foreslåtte naturvernområder (2 landskapsvernområder og 8 naturreservater) med et samlet areal på ca. 275 km<sup>2</sup>.

Figur 7-23 gir en oversikt over områder med internasjonal verdi og høy sårbarhet (MOB 3).

**Tabell 7-9.** Antall vernede og verneverdige områder (nasjonal og internasjonal verdi) i analyseområdet. Kun områder som er sårbare for oljeforurensning er tatt med i oversikten. Foreslått og vurdert vernede områder inkluderer kystnære egnede marine verneområder (flere områder med vernestatus er overlappende).

Fylke	Naturreservat	Landskapsvern	Biotop- og artsvern (inkl. fugle-, dyre- og plantefredningsområder)	Vernet vassdrag	Vurdert vernet
Vest-Agder	38	3	13		1
Rogaland	51	2	25	1	3
Hordaland	74		1		7
Sogn og Fjordane	69	1	2		5
Møre og Romsdal	39	1	32	8	31
Sør-Trøndelag	12	4	9	1	4
Nord-Trøndelag	24		28		8





**Figur 7-23.** Spesielt viktige vernede og verneverdige områder. Alle områdene har internasjonal verdi og høy sårbarhet (MOB 3) for oljeforurensning. (To navn er forkortede: Blindheim.=Blindheimsvik, Roalds. = Roaldsanden). Kilde: MRDB

### Vest-Agder

Områder som har internasjonal verdi og høy sårbarhet (figur 7-23) ligger innenfor Lista landskapsvernområde. Listastrendene er typeområde for sanddynelandskap, men det finnes også områder med strandberg, strandeng, grusstrand, rullesteinstrand og tangstrand innenfor landskapsvernområdet. Listastrendene har store botaniske og geologiske verdier, og innenfor landskapsvernområdet ligger en rekke områder med status som naturreservat og/eller med plante- og dyrelivsfredning. Listastrendene og Listaområdet er kanskje framfor alt kjent som et viktig område for sjøfugl og trekkfugl. Steinodden er et Ramsar-område (internasjonalt verneverdig våtmarks-område) med plante og fuglelivsfredning. Rauna er den

viktigste hekkelokaliteten for sjøfugl på Sørlandet, og er også en meget viktig trekk- og rasteplass for vadere og ender. Lista er definert som et særlig miljøfølsomt område (SMO) for sjøfugl i høst- og vinterperioden (se kap. 7.7).

Seks områder har internasjonal verdi og middels høy sårbarhet (MOB 2). Fire av disse ligger innenfor Listastrendene landskapsvernområde (Nordhasselviken, Fuglevika, Havika og Einarneset). Den femte lokaliteten, Lundevågen, er et Ramsarområde som er særlig viktig for trekkende og overvintrende sjøfugl. Hele Listastrendene landskapsvernområde er gitt internasjonal verdi og middels høy sårbarhet.

I fylket forøvrig er 13 vernede og verneverdige områder med nasjonal verdi vurdert å ha høy sårbarhet (MOB 3).

#### Rogaland

Tre av de fire spesielt viktige og sårbare områdene i Rogaland ligger innenfor Jærstrendene landskapsvernområde. I 1985 ble Jæren våtmarksområde etablert som Ramsarområde. I 2002 ble dette området betydelig utvidet, fra 4 til 22 delområder (fra 400 hektar til 3256 hektar). Ramsarområdene inkluderer både områder knyttet til sjø og ferskvann. I tillegg til botaniske og geologiske verdier, finnes her områder som er av stor betydning for sjøfugl.

Børaunen og kyststrekningen fra Skeie til Vik er fuglefredningsområder med spesiell vekt som hekke- og overvintringsområde for sjøfugl for alkefugl, måker og vadere. Kjørholmene er et viktig hekkeområde for sjøfugl, særlig for toppskarv, men det er også den sørligste hekkeplassen i Norge for arter som lunde og krykkje. Jærkysten er definert som særlig miljøfølsomt område (SMO) for sjøfugl i høst- og vinterperioden.

I Hafrsfjord ligger flere vernede områder, og hele området er viktig, framfor alt for overvintrende og rastende dykkere, ender, riksefugler og vadere. Gruntvannsområdene ved Strandnesvågen er av særlig betydning. Hafrsfjord er godt skjermet fra oljesøl fra utenforliggende områder da fjordmunningen er meget trang.

Totalt 27 vernede og verneverdige områder av nasjonal verdi har høy sårbarhet overfor oljeforurensning (MOB 3). 20 av disse ligger i ytre kyststrøk, og de fleste er viktige sjøfuglområder.

Syv områder med nasjonal verdi har middels høy sårbarhet. Fire av disse ligger innenfor Jærstrendene landskapsvernområde. Øvrige lokaliteter ligger mer beskyttet (i Hafrsfjord og i Ryfylke).

#### Hordaland

Ingen av de vernede og verneverdige områdene i Hordaland er vurdert å ha internasjonal verdi, men 32 av områdene med nasjonal verdi har

høy sårbarhet (MOB 3). Tjue av disse ligger i eksponerte kystområder, og de fleste er vernet som sjøfuglreservater.

#### Sogn og Fjordane

To naturreservater, Einevarden og Indrevær, har internasjonal verdi og høy sårbarhet (figur. 7-23). Einevarden er et fuglefjell med hekkebestander av alkefugl, krykkje og havhest. Indrevær og de tilhørende store gruntvannsområdene er viktige hekke- og overvintringsområder for sjøfugl.

I fylket for øvrig har 61 av de nasjonalt viktige vernede og verneverdige områdene høy sårbarhet (MOB 3), og omlag 50 av disse ligger i ytre kyststrøk.

#### Møre og Romsdal

Møre og Romsdal er det fylke i analyseområdet som har flest vernede og verneverdige områder, og det er også her en finner de fleste områdene med internasjonal verdi og høy sårbarhet (17 områder). Skjærgården henholdsvis sør og nord for Smøla representerer landets største sammenhengende gruntvannsområder, og begge områdene er viktige for sjøfugl. Både Sandblåstvågen-Gaustadvågen, som er et Ramsarområde, og Batnfjordøra er viktige estuarier. Hjertvika er en sjelden sanddynelokalitet med viktige områder for sjøfugl året rundt. Malesanden er et annet viktig sanddyneområde med fuglelivsfredning. Lyngholman, Selvikvågen, Rørvikvågen, Roaldsanden, Blindheimsvik og Giske er alle Ramsarområder med særlig betydning for sjøfugl. Erkna, som er foreslått vernet som sjøfuglreservat er en typisk sjøfugløy, og den mest artsrike i fylket utenom Runde. Alstranda er et naturreservat med edelløvskog, men representerer også viktige overvintringsområder for sjøfugl og leveområde for oter. Runde er et av landets største fuglefjell med godt over 100.000 hekkende par, i hovedsak toppskarv, havhest, krykkje, havsule og alkefugler. Håsøran, som ligger skjermet i forhold til eventuell oljeforurensning fra aktiviteter i Nordsjøen, er et strandeng- og våtmarksområde.

**Tabell 7-10.** Fylkesvis fordeling av vernede og verneverdige områder med internasjonal verdi samt høy og middels sårbarhet for oljeforurensning, og områder med nasjonal verdi og høy sårbarhet.

Fylke	Internasjonal verdi og høy sårbarhet (MOB3)	Internasjonal verdi og middels sårbarhet (MOB2)	Nasjonal verdi og høy sårbarhet (MOB3)
Nord-Trøndelag	7	3	41
Sør-Trøndelag	4	3	16
Møre og Romsdal	16	4	46
Sogn og Fjordane	2	0	61
Hordaland	0	0	32
Rogaland	4	7	27
Vest-Agder	3	6	13

Ytterligere 4 områder i fylket har internasjonal verdi, men middels høy sårbarhet (Melland og Mellandsvågen, Huse, Harøy østside og Kilspollen med Kilselva). I alt 46 områder har nasjonal verdi og høy sårbarhet, 34 av disse ligger i ytre kyststrøk.

#### Sør-Trøndelag

Tre områder i Sør-Trøndelag har internasjonal verdi og høy sårbarhet (fig. 7-23). Innstrandfjære og Kråkvågsvaet er begge Ramsarområder med stor betydning for sjøfugl, framfor alt i myte-, raste- og overvintringsperiodene. Gaulosen er et intakt elveutløp med store verneverdier, men området ligger beskyttet til i forhold til eventuell oljeforurensning fra aktiviteter i Nordsjøen.

Ytterligere 4 områder har internasjonal verdi, hvorav 3 har middels sårbarhet overfor oljeforurensning. Kun ett område, Grandefjæra, som er et Ramsarområde med store sammenhengende gruntvannsområder med betydning for sjøfugl, ligger eksponert i forhold til eventuell oljeforurensning fra aktiviteter i Nordsjøen.

I tillegg har 16 områder av nasjonal verdi høy sårbarhet overfor oljeforurensning, og 14 av disse ligger i ytre kyststrøk.

#### Nord-Trøndelag

Syv områder i fylket har internasjonal verdi og høy sårbarhet. Sklinna, Hortavær og Sørøyen ligger i ytre kyststrøk, og er alle blant fylkets viktigste hekkeområder for sjøfugl. Øvrige områder ligger inne i Trondheimsfjorden, og er således mindre sårbare for eventuell

oljeforurensning fra aktiviteter i Nordsjøen. Ytterligere tre områder med internasjonal verdi og middels sårbarhet ligger inne i Trondheimsfjorden.

Totalt 41 områder av nasjonal verdi har høy sårbarhet overfor oljeforurensning, og 15 av disse ligger i ytre kyststrøk.

Tabell 7-10 gir en fylkesvis sammenstilling av fordeling av områder med høy og middels sårbarhet.

### **7.12.3. Marine verneområder**

Arbeidet med å etablere en marin verneplan i Norge startet i 1991. Et rådgivende utvalg under Miljøverndepartementet har utredet hvilke marine områder som skal sikres for å ivareta representative, særegne, truede og sårbare marine verdier. En endelig tilrådning ble framlagt 30. juni 2004. Tilrådingen inkluderer totalt 36 marine områder som er oppført på den såkalte liste A. Til sammen utgjør områdene på liste A ca. 7% av sjøarealet innenfor territorialgrensen. Områdene på liste A anbefales tatt med i verneplanens fase 1, mens 2 områder på liste B ble anbefalt som alternative områder. Utvalget har påpekt noen mangler som bør søkes dekket opp i arbeidet med fase 2 av marin verneplan. Dette arbeidet vil fokusere på å dekke fjorder fra Skagerrakkysten, Ryfylke, Nordvestlandet og Nordland, og inkluderer ytterligere 7 områder som utvalget har definert på liste C.

Utvalget anbefaler en verneform hvor en beskytter det undersjøiske landskap med sitt

mangfold av habitater, samtidig som næringsvirksomhet som ikke strider mot verneformålet tillates. Det er videre forutsatt at områdene kartlegges i detalj, og at miljøtilstanden overvåkes og følges opp. Det er utarbeidet midlertidige retningslinjer for behandling av saker som kan berøre områdene som er inkludert i verneplanen. Retningslinjene ble fastsatt i april 2005.

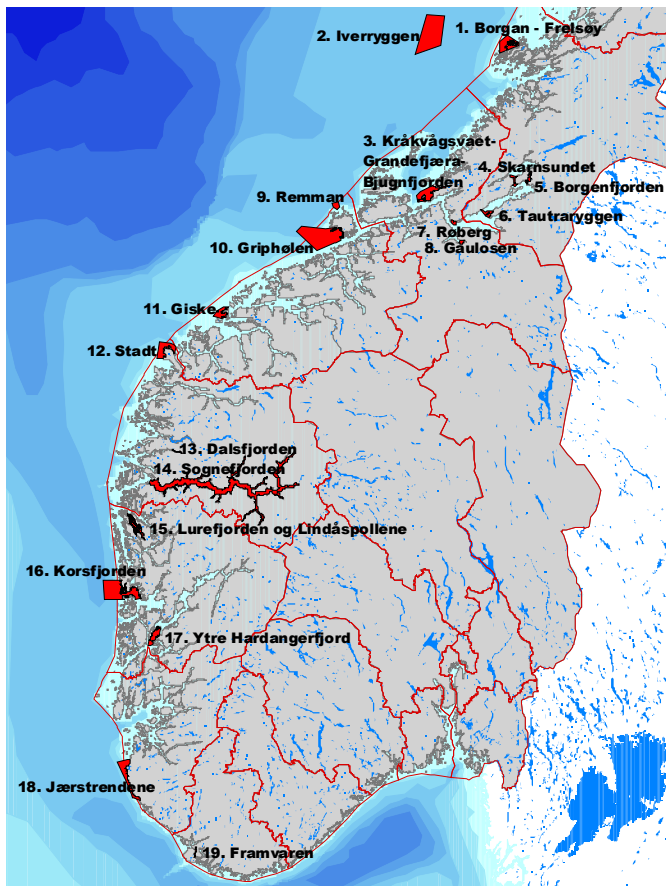
Innenfor analyseområdet for R KU Nordsjøen er det totalt foreslått 19 marine verneområder på liste A. Disse er vist i figur 7-24 og nærmere beskrevet i tabell 7-11. Ettersom de marine verneområdene ikke omfatter landområder vurderes samtlige å ha lav sårbarhet (MOB1) overfor oljeforurensning.

Liste B inkluderer et alternativ til Giske i Møre og Romsdal, og dette er Uksnøy som ligger i samme fylke.

Ytterligere tre områder, Utvær-Grå i Sogn og Fjordane samt Blikengfjorden og Indre Folda i Nord-Trøndelag er tatt med på liste C, dvs. områder som anbefales videre vurdert i fase 2.

I prosessen etter 2004 ble ytre del av transekt fra Froan (Sør-Trøndelag), Hustadvika og Kjerringsundet (Møre og Romsdal), Nordfjorden (Sogn og Fjordane) og ytre del av transekt fra Jærstrendene (Rogaland) tatt ut av det videre arbeidet. Førstnevnte er senere tatt inn igjen. Det arbeides nå med en KU-prosess rundt verneforslagene. Arbeidet med marine verneplaner forventes ferdigstilt i løpet av 2008.

Alle egnede marine verneområder i analyseområdet er nærmere beskrevet i delutredningens vedlegg. Generelt vurderes det at eksisterende og fremtidig petroleumsvirksomhet ikke vil ha betydning for de marine verneområdene.



**Figur 7-24.** Forslag til marine verneområder innenfor analyseområdet (Liste A). En nærmere beskrivelse er gitt i tabell 7-11. Kilde: MRDB.

**Tabell 7-11.** Foreslåtte marine verneområder, liste A. Nummereringen refererer til figur 7-24.

Kategori	Område	Verneverdi/- formål
<b>1</b> Poller	Framvaren, Vest-Agder (nr. 19)	Meget særegen poll, adskilt fra kystvannet ved flere grunne terskler, redusert saltholdighet. Anoksisk under 10 m dyp.
	Lurefjorden og Lindåspollene, Hordaland (nr. 15)	Lurefjorden er avgrenset med grunne terskler. Området har en meget spesiell biologi. Lindåspollene er avskilt fra Lurefjorden gjennom smale sund. Spesielle hydrofysiske forhold, lokal sildestamme. Kaldtvannsarter gir området et arktisk relikte preg.
	Borgenfjorden, Nord-Trøndelag (nr.5)	Sterkt avgrenset poll, forbundet med Trondheimsfjorden gjennom dyp og sterk strøm med stor produksjon av tare. Rik flora og fauna i ytre deler.
<b>2</b> Strømrrike områder	Rødberg, Sør-Trøndelag (nr. 7)	Bratt undersjøisk fjellskråning med meget rik fauna. Stein- og hornkoraller, 15 av 17 kjente norske korallarter påvist.
	Skarnsundet, Nord-Trøndelag (nr. 4)	Område med kraftig tidevannsstrøm, rik fauna, bl.a. koraller og store tettheter av sjøroser og svamper. Spesielt ved at flere arter her finnes grunnere enn normalt
	Tautrøygen, Nord-Trøndelag (nr. 6)	Varierte bunnforhold, spesielt område med bl.a. det grunneste kjente kaldtvannskorallrev. Deler av gruntvannsområdene på Tautra er midlertidig vernet som naturreservat.
<b>3</b> Spesielle gruntvannsområder	Giske, Møre og Romsdal (nr. 11)	Spesielt gruntvannsområde med store arealer sandbunn, også en del tareskog.
	Remman, Møre og Romsdal (nr. 9)	Meget spesielt med sin plassering som et undersjøisk platå ut mot storhavet og med storvokst tareskog.
	Gaulosen, Sør-Trøndelag (nr. 8)	Særegent gruntvannsområde dannet av elvedelta. Rik bunnfauna preget av estuariet.
	Kråkevågsvaet-Grandefjæra-Bjugnfjorden, Sør-Trøndelag (nr. 3)	Stor spennvidde, store grunne arealer med sand og skjellsand. Stor produksjon. Rik sandbunn med mange bløtdyr.
	Borgan-Frelsøy, Nord-Trøndelag (nr. 1)	Spesielt gruntvannsområde med karakteristisk geomorfologisk utforming. Rikt og produktivt plante- og dyreliv.
<b>4</b> Fjorder	Ytre Hardangerfjord, Hordaland (nr. 17)	Omfatter moreneterskel med rikt og mangfoldig dyreliv, samt innenforliggende dybbasseng med spesielle arter.
	Korsfjorden, Hordaland (nr. 16)	Stor spennvidde i naturtyper med meget rikt fastsittende dyreliv. Godt undersøkt, og viktig for forskning og undervisning. Egnet som referanseområde.
	Sognefjorden, Sogn og Fjordane (nr.14)	Enestående naturfenomen som verdens dypeste fjord. Arktiske forhold på bunnen. Svært interessant vitenskapelig sett.
	Dalsfjorden, Sogn og Fjordane (nr. 13)	Omfatter trangt sund og indre poll. Pollen har bunn med fin sand, dødt bunnvann. Rik fastsittende hardbunnsfauna i Svesundet
<b>5</b> Åpne kystområder	Jærstrendene, Rogaland (nr. 18)	Løsmasse- og moreneavsetning ut til 30-40 m dyp. Spesiell geologisk formasjon formet av istider med et dynamisk samspill mellom hav og land.
	Stad, Møre og Romsdal (nr. 12)	Svært eksponert kystområde. I motsetning til landet ellers har området sunket etter siste istid. Sunkne torvavsetninger.
	Griphølen, Møre og Romsdal (nr. 10)	Meget stor spennvidde i naturtyper. Selve Griphølen er et strømrikt og produktivt dypområde med svært rik fauna. Smølaskjærgården er særegen og mangfoldig med store verneverdier.
<b>6</b> Transekter	Iverryggen (nr. 2)	Store korallrev på dypt vann, beskyttet mot tråling. Vurdert vernet etter naturvernloven

## Referanser

- Anon (2005). Havets Ressurser og Miljø. Fisken og Havet 1:1-212
- Ambio (2006). Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl
- Anker-Nilssen, T., Aarvak, T. & Bangjord, G. (2003). Mass mortality of Atlantic Puffins *Fratercula arctica* off Central Norway, spring 2002: causes and consequences. *Seabird* 11: 28-46
- Anker-Nilssen, T., Jones, P. H. & Røstad, O. W. (1988). Age, sex and origins of Auks (*Alcidae*) killed in Skagerrak oiling incident of January 1991. *Seabird* 11: 28-46
- Barret, R. T., Røv, N., Loen, J. & Montevecchi, W. A. (1990). Diets of shags *Phalacrocorax aristotelos* and cormorants *P. carbo* in Norway and possible implications for gadoid stock recruitment. *Mar. Ecol. Prog. Ser.* 66:206-218
- Beaugrand, B., Brander, K. M., Lindley, J. A., Souissi, S. & Read, P. C. (2003). Plankton effect on cod recruitment in the North Sea. *Nature* 426: 661-664
- Beaugrand, G., Reid, P. C., Ibañez, F., Lindley, J. A., Edwards, M. (2002). Reorganization of North Atlantic marine copepod biodiversity and climate. *Science* 296:1692-1694
- Brude, O. W., Østby, C., Moe, K. A., Lorentsen, S-H., Follestad, A., Fossum, P., Heide, M. A., Sunde, L. M. & Melbye, A. G. (2002). Regional konsekvensutredning, Norskehavet. Underlagsrapport: Oversikt over miljøressursene. Sintef Rapport nr. SFT66 A02059
- Byrkjeland, S. (1999). Status for hekkande sjøfugl i Hordaland 1980-1998
- Børresen, J. A. (1987). Wind Atlas for the North Sea and the Norwegian Sea, Norwegian University Press, Oslo
- Camphuysen, C. J. (2003) Characteristics of Atlantic Puffin *Fratercula arctica* wrecked in the Netherlands January-February 2003. *Atlantic seabirds* 5: 21-30
- Cushing, D. H. (1980). The Decline of the Herring Stocks and the Gadoid Outburst. *Journal Du Conseil* 39:70-81
- CWSS (2003). Management of North Sea Harbour and Grey Seal Populations. Proceedings of the International Symposium at EcoMare, Texel, The Netherlands, November 29-30, 2002. Wadden Sea Ecosystem No. 17. Common Wadden Sea Secretariat, Wilhelmshaven, Germany
- Direktoratet for Naturforvaltning (1999 a). Norsk rødliste for truede arter i Norge 1998. DN Rapport 1999-3
- Direktoratet for Naturforvaltning (1999 b) Kartlegging av naturtyper. Verdsetting av biologisk mangfold. DN Håndbok 13-1999
- Direktoratet for Naturforvaltning (2001). Kartlegging av marint biologisk mangfold. Håndbok nr. 19-2001
- Eldøy, S. (2004). Døde sjøfugler langs Rogalandskysten i februar-mars 2003. *Falco* 1-2004: 47
- Erikstad, K. E. & Barret, R. T. 1991. Alkefugler. I Hogstad, O. & Semb-Johanson, A., red. Norges dyr. Fuglene II. J. W. Cappelen Forlag s. 211-247
- Fylkesmannen i Hordaland (2005). Dystre utsikter for sjøfuglane på Vestlandet. [www.fylkesmannen.no/hordaland](http://www.fylkesmannen.no/hordaland)
- Harris, M. P. & Waness, S. (1991). Population studies and conservation of Puffins *Fratercula arctica* – I Perrins CM. Lebreton, J. D. & Hirons, G. J. M. red. Bird population studies; relevance to conservation and management. Oxford Univ. Press. S. 230-248
- Heggberget, T. M. (1996). En kunnskapsoversikt for eurasiatisk oter

- Lutra lutra: grunnlag for en forvaltningsplan. NINA Oppdragsmelding 439: 1-29
- Heggberget, T. M. (2005). Kalking av sure vassdrag, re-etablering av oter, mink og vannspissmus. Årsrapport 204. NINA Oppdragsmelding 22: 34 s
- Henriksen, G., 2006. RKU-Nordsjøen – status for havert *Haliobrochus grypus*. IRIS rapport 2006/014.
- Hislop, J. R. G. (1996). Changes in North Sea gadoid stock. ICES Journal of Marine Science 53:1146-1156
- Hovland, M., Mortensen, P. B. (1999). Norske korallrev og prosesser i havbunnen. John Grieg forlag, Bergen
- Huse, G., Klungsøyr, J., Evendsen, E., Alvsvåg, J., Toresen, R. (2006). Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen. RKU Nordsjøen delutredning. Havforskningsinstituttet mars 2006.
- Larsen, T. (2005). Sjøfugteljinger i Sogn og Fjordane i 2003 og 2004. Hekkefugteljinger i sjøfuglreservata. Fylkesmannen i Sogn og Fjordane. Rapport nr. 11-2005. s. 47
- Lorentsen, S. H. (2005). Det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl. Resultater til og med hekkesesongen 2005. NINA Rapport 97
- Lorentsen, S. H. & Nygård, T. 2001. Det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl. Resultater fra overvåkingen av overvintrende sjøfugl fram til 2000. NINA Oppdragsmelding 717: 1-62
- Moe, K. A., Anker-Nilssen, T., Bakken, V., Brude, O. W., Fossum, P., Lorentsen, S. H., Skeie, G. M. (1999). Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) og petroleumsvirksomheten. Implementering av kriterier for identifikasjon av SMO i norske farvann med fokus på akutt oljeforurensing. Alpha Rapport 1007-1. 51s
- Moy, F. (2005). Undersøkelser av sukkertaresamfunn på Vestlandet i 2005. NIVA rapport på oppdrag av SFT
- MRDB. Marin Ressurs DataBase
- Ollason, J. C. & Dunnet, G. M. (1988). Variation in breeding success in fulmars. I Clutton-Brock, Th. Red. Reproductive success. University of Chicago Press. Chicago. S. 263-278
- Olsen, K. (2005). Overvåking av hekkende sjøfugl i sjøfuglreservatene i Vest-Agder, Bestandstørrelse og hekkesuksess. Norsk Ornitologisk Forening, avd. Vest-Agder. s 23
- SFT (2004a). Langtidsovervåking av miljøkvalitet i kystområdene av Norge. Kystovervåkingsprogrammet
- SFT (2005). Langtidsovervåking av miljøkvalitet i kystområdene av Norge. Kystovervåkingsprogrammet. Årsrapport for 2004. Rapport 928/05
- Skov, H. Durinck, J., Leopold, M. F. & Tasker, M. L. (1995). Important bird areas for seabirds in the North Sea including the Channel and the Kattegat. BirdLife International, Cambridge
- Strann, K.-B., Bustnes, J. O., Kroglund, R. T. & Østnes, J. E. 1993. Konsekvensanalyse olje/sjøfugl for petroleumsvirksomheten på Midt-norsk sokkel og Vøringplatået. NINA Forskningsrapport 42:1-129.
- Wanless, S., Wright, P. J., Harris, M. P. & Elston, D. A. (2004). Evidence for decrease in size of lesser sandeels *Ammodytes marinus* in a North Sea aggregation over a 30-years periode. Mar. Ecol. Prog. Ser. 279: 237-246
- Aarvak, T. & Anker-Nilssen, T. (2005). Dødsårsak og opprinnelse for alkefugler som strandet på Rogalandskysten i februar 2003. NINA Rapport 95





## 8. Konsekvenser av utslipp til luft

Dette kapitlet bygger på delutredning "Regulære utslipp til luft – konsekvenser", utført av NILU, NIVA og NINA (2006).

En oversikt over utslippskilder, -komponenter og prognoserte utslippsmengder er gitt i kapittel 5. *Datagrunnlaget*. Dette inkluderer både klimagasser og utslippskomponenter som i større grad kan bidra til regionale eller lokale konsekvenser. I dette kapitlet er det lagt vekt på de sistnevnte.

Konsekvenser av klimagassutslipp er en global miljøutfordring. Det pågår prosesser i regi av norske myndigheter hvor det vurderes hvordan norske klimaforpliktelser skal møtes. På sektornivå gjøres tilsvarende vurderinger av myndighetene og i samarbeid med industrien for å vurdere aktuelle tiltak og mekanismer knyttet til energi og klimagassutslipp. Dette er omtalt i kapittel 6. *Status for miljøtekniske løsninger mv.*

### 8.1 Generell oversikt over konsekvenser

#### 8.1.1 Forsuring

Store deler av Sør-Norge er utsatt for miljøproblemer i form av forsuring av jordsmonn og vassdrag. Denne forsuringen er forårsaket av tilførsler og avsetning av svovel- og nitrogenforbindelser fra atmosfæren. Hittil har avsetningen av svovelforbindelser vært den dominerende forsuringsårsaken.

Internasjonale avtaler har ført til en betydelig reduksjon i avsetningen av svovel i perioden 1980-2005. Sulfatkonsentrasjonen i nedbør, og dermed også avsetningen, er i denne perioden redusert med 64-77% over fastlands-Norge. Utslippene av nitrogen var relativt konstant på 1980-tallet, men fra 1990 til 2003 er utslippene av nitrogenoksider redusert med 27%. Reduksjonene i avsetning følger generelt utslippsreduksjonene i Europa. Som en

følge av de reduserte syretilførslene har vannkvaliteten i Norge med hensyn på forsuring vist en klar bedring de siste 5-10 årene, og arealer med overskridelser av tålegrensen for forsuring er redusert (figur 8-1).

#### 8.1.2 Overgjødning

Nitrogenforbindelser er gjødsel for vegetasjonen. I ukultivert jord, f.eks. skogsjord, er tilgangen på nitrogen et vekstbegrensende stoff (minimumsstoff), og atmosfærisk tilført nitrogen kan derfor gi en økt vekst. Men, tilføres det mer nitrogen gjennom nedbøren enn vegetasjonen kan bruke, vil "overskuddet" renne gjennom jordsmonn og løsmasser og ende i vassdragene som nitrat. Nitrationet vil da bidra til forsuring på samme måte som sulfat.

For vegetasjon kan gjødslingseffekten føre til endringer i konkurranseforhold og endringer mot mer nitrogenkrevende arter. Naturtyper som fra før er tilpasset et lavt nitrogennivå, er mest utsatt for endringer som følge av nitrogengjødsling. Dette gjelder særlig næringsfattige skogsystemer, nedbørmyrer og kystlyngheier. Effektene av økt nitrogentilgang på dyrelivet er mest sannsynlig sekundære. Dette betyr følgelig at noen dyrepopulasjoner kan bli begunstiget av gjødslingseffekter, mens andre får dårligere kvalitet på sine habitater.

#### 8.1.3 Bakkenær ozon

Ozondannelse i tilknytning til langtransporterte luftforurensninger har vært observert i Norge siden 1975-77. Ozon dannes ved reaksjoner mellom nedbrytningsprodukter av hydrokarboner og nitrogenoksider. Ozondannelsen er spesielt virksom i sommerhalvåret i områder med store utslipp av både nitrogenoksider og hydrokarboner. I Europa fører høytrykkssituasjoner om sommeren ofte til høye ozonkonsentrasjoner, og transport av

forurenset luft mot Norge kan gi timemidlede konsentrasjoner av ozon på 150-200  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . SFTs anbefalte maksimumsverdi for timemiddel-konsentrasjon er 100  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .

Ozon er en sterk oksidant (plantegift) som påvirker vegetasjonen allerede ved svært lave konsentrasjoner. Gassen tas opp gjennom plantenes spalteåpninger og kan forstyrre cellefunksjonen og redusere fotosyntesen, med redusert vekst som resultat. I naturlige plantesamfunn kan artssammensetningen påvirkes som følge av artenes ulike toleranse for ozon.

Hos dyr og mennesker er forhøyede konsentrasjoner av ozon påvist å føre til betennelsesreaksjoner i luftveiene, lavere oksygenopptak, nedsatt lungefunksjon, og økt mottakelighet for infeksjoner.

## 8.2 Dagens situasjon

Vurderinger av effekter av nitrogenavsetning og ozoneksponering relateres gjerne til overskridelser av såkalte *tålegrenser*. En *tålegrense* kan defineres som:

“Et kvantitativt mål for tilførsel av forurensninger som, ut fra dagens viten, ikke fører til skadelige effekter på følsomme komponenter i økosystemet, slik som reduserte fiskebestander/fiskedød, skogskader/skogsdød og endringer i arts-sammensetning og mengde av arter.”

Tålegrensedefinisjonen gir en ramme for å lage tallmessige anslag for de belastninger som kan gi uønskede skader.

I 2001 var *tålegrensen* for tilførsler av svovel og nitrogen overskredet i 13% av landarealet i Norge. Dette er en reduksjon i forhold til 1990 da den samme *tålegrensen* var overskredet i 25% av landarealet. Det er forventet at ved full effekt av den andre Göteborg-protokollen (UN/ECE, 1999) vil landarealet med overskredet *tålegrense* avta til 7%. Dette er en forbedring i forhold til 1990, da man forventet en reduksjon til 11% ved full effekt av internasjonale avtaler. Men N-

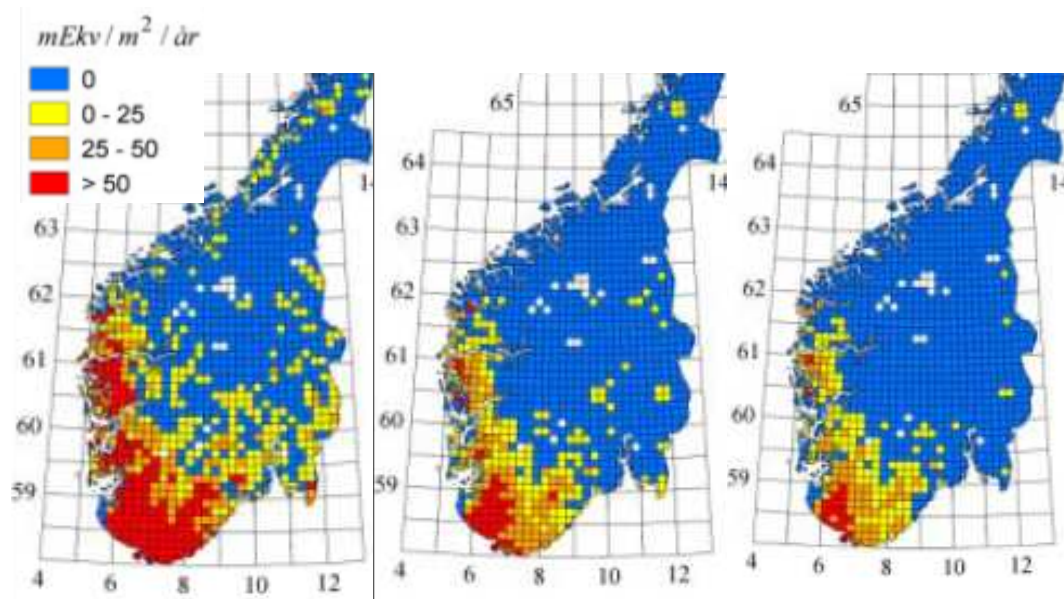
avsetningen vil da utgjøre en relativt stor andel av den gjenstående overskridelsen og videre forbedring av forurensingssituasjonen vil være avhengig av reduksjoner i N-utslipp.

Tålegrenser for overflatevann har til nå blitt grundigst utredet for svoveltilførsler. I store deler av Norge og i mange andre land er *tålegrensen* for denne forbindelse forlenget overskredet, og effektene registreres ved sure, fisketomme vann. For svovel kjenner en i dag årsak/virkningsforholdet godt, og dose/responsforholdet kan uttrykkes ved hjelp av enkle modeller. Nitrogenets kretsløp er imidlertid svært komplisert, og *tålegrensen* for nitrogen er derfor vesentlig vanskeligere å fastsette. Utviklingen i overskridelse av *tålegrense* for forurensing av vann i Sør-Norge er vist i figur 8-1.

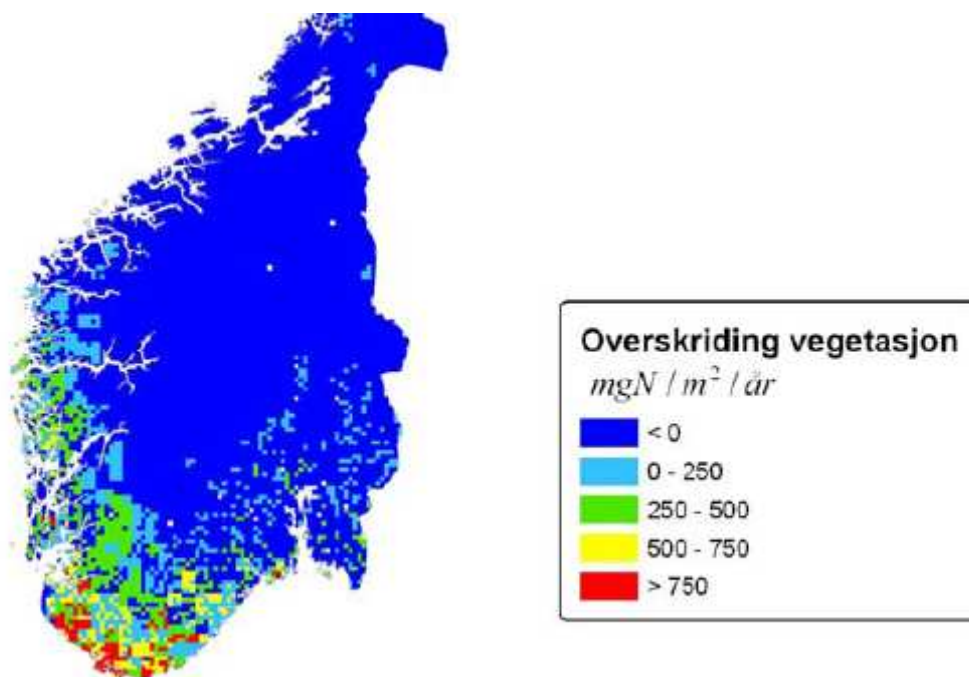
For vegetasjon er *tålegrensene* overskredet i dag i næringsfattige skogsystemer på Sør-Vestlandet (Figur 8-2). Det er ikke rapportert om tydelige endringer i disse vegetasjonstypene. En av de mer klare indikasjoner på effekter av høy nitrogenbelastning er imidlertid omfattende algepåvekst på bjørkestammer i Lund i Rogaland.

*Tålegrensene* for kystlyngheier er overskredet i Rogaland. I de siste tiårene har lyngheiene i Rogaland og Sunnhordland vist den samme utviklingstendensen som lenger sør i Europa med reduksjon i røsslyng og økt grasdominans, samtidig som det vokser til med busker og trær. Disse vegetasjonsendringene skyldes en kombinasjon av økt nitrogenavsetning og andre medvirkende årsaker. I Hordaland er bakgrunnsnivået like under *tålegrensen* og kystlyngheiene her er således i faresonen.

I Norge er det ikke utført undersøkelser som viser effekter av nitrogenpåvirkning på myrvegetasjon, men det er nærliggende å anta at endringer også skjer i norske nedbørmyrer med høy nitrogenbelastning, da *tålegrensene* er overskredet så langt nord som til Møre og Romsdal.



**Figur 8-1.** Overskridelse av tålegrensen for forsurening av vann i Sør-Norge. Utvikling over tid, fra venstre 1978-82, 1992-96 og 1997-2001 (Kilde:NILU). (mEqv/m<sup>2</sup> tar hensyn til stoffenes ladning/valens, ikke bare vekt)



**Figur 8-2.** Overskridelseskart for vegetasjon basert på N-bakgrunnsnivå og nedre tålegrense for forekommende naturtyper (Kilde: NILU).

Det er ikke etablert tålegrenser for nitrogenavsetning i forhold til dyreliv. Man må derfor forholde seg til sekundære effekter fra vegetasjonsendringer.

SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for ozon med hensyn på helse/dyr er satt til maks 100 µg/m<sup>3</sup> over 1 time og maks 80

µg/m<sup>3</sup> over 8 timer (forekomst av forhøyede verdier av ozon strekker seg som regel over perioder på 8-12 timer). For plantevekster bør gjennomsnittsverdien for vekstsesongen (april-september) av 7 timers middel (kl 0900-1600) ikke overskride 50 µg/m<sup>3</sup>. Gjennomsnittsverdien for vekstsesongen i

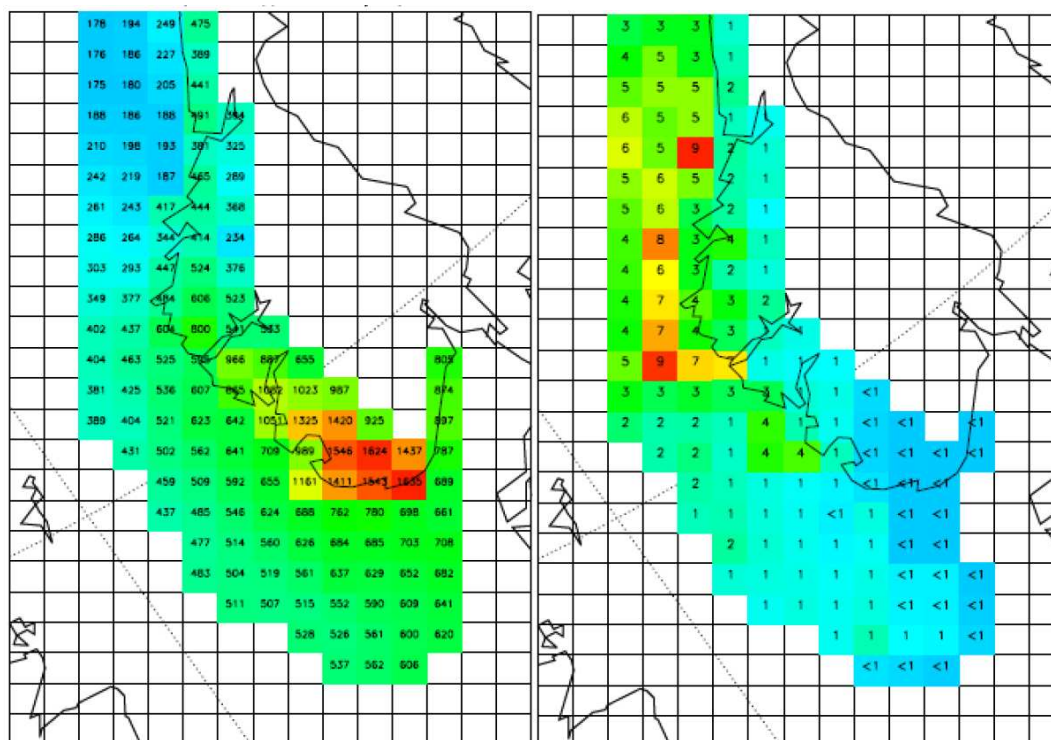
Norge i dag er på 63-75  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , og ozonkonsentrasjonen er således periodisk høy nok til å gi skader på vegetasjon.

Tålegrensene for ozon på vegetasjon baseres også på akkumulerte eksponeringsdoser over vekstsesongen, og blir beregnet som summen av differansene mellom timemiddel konsentrasjonene og 40 ppb (80  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ). Tålegrensene er forskjellig for ulike vekster, men de laveste tålegrenseverdiene overskrides jevnlig over store deler av Sør-Norge. Det er imidlertid ikke rapportert om vegetasjonsskader som skyldes ozon. I Mellom-Europa er omfattende skogskader tidligere satt i sammenheng med ozon. Skader er også rapportert ved kontrollerte forsøk i Norge hvor bl.a. blåbær viste seg å være følsom ovenfor ozon. SFTs anbefalte luftkvalitetskriterier for ozon med hensyn på helse/dyr overskrides episodevis over store deler av Norge.

### 8.3 Beregninger av bidrag til nitrogenavsetning

Beregningene av bidrag til nitrogenavsetning og ozondannelse er utført av NILU ved hjelp av EMEP-modellen, og basert på de utslippsprognoser som er angitt i kapittel 5. Det henvises til delutredningen (NILU et al 2006) for en nærmere beskrivelse av metode og forutsetninger.

Observasjonene viser at totalavsetningen av nitrogen har en klar nord-syd gradient, med maksimalbelastninger lengst syd, noe som gjenspeiler nærheten til det europeiske kontinentet (Figur 8-3). Bidraget fra Nordsjøen viser derimot maksimalverdier i Sogn og Fjordane med opptil 40  $\text{mg N}/\text{m}^2$ , figur 8-3. Dette gjenspeiler de dominerende utslippene fra Tampen (se datagrunnlaget i kapittel 5) som ligger oppvind for Sogn. Relativt sett bidrar petroleumutslippene med 7-9% av totalavsetningen i kystområdene fra Sogn til Sør-Trøndelag. Lenger syd, i områdene med høyest totalbelastning, er Nordsjøens relative bidrag mindre.



**Figur 8-3.** Beregnet nitrogenavsetning inkludert bidrag fra petroleumsvirksomheten (venstre) i  $\text{mg N}/\text{m}^2$ . Prosentvis bidrag fra petroleumsvirksomheten til høyre. (Merk. Fargekodene har ingen faglig referanse og er kun angitt for å illustrere hvilke områder som har henholdsvis høyest belastning og høyest bidrag fra petroleumsvirksomheten).

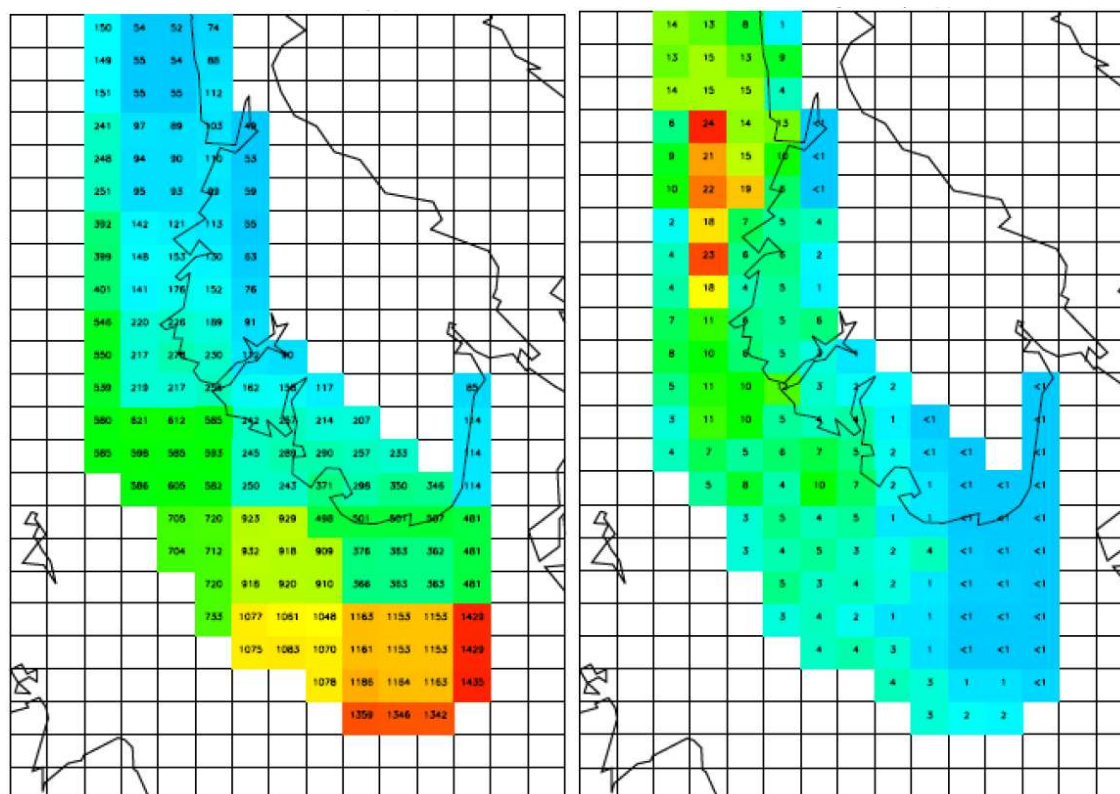
### 8.4 Bakkenært ozon

Bidraget fra Nordsjøen vil øke antall timer med ozonkonsentrasjoner over luftkvalitetskriteriet på  $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$ . Beregningene indikerer et bidrag fra Nordsjøen på maks 12% i ytre deler av Sognefjorden og maks 4–7% i øvrige kyststrøk (figur 8-4).

Ut fra dagens kunnskapsnivå er det omtrent umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozoneksponeringen påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er størst, dvs. i kyststrøkene, særlig fra Stadlandet og sørover. Mulige effekter er redusert vekst og akutte skader som nekrose (utdøying av vev, gjerne i form av svarte flekker på bladene) og klorose

(grønne plantedeler som blir bleke/fargeløse fordi klorofyllet mistes).

Det er høyst usikkert hvilken betydning dette har for dyreorganismer, men da effektene av ozon er betennelsesreaksjoner i luftveiene, lavere oksygenopptak, nedsatt lungefunksjon og økt mottakelighet for infeksjoner, vil sannsynligvis dyrenes motstandskraft mot alle typer påvirkninger bli redusert. Det er høyst tenkelig at eksponeringen for høye ozonverdier vil ha negativ effekt på dyrenes toleranse mot alle former for stress, inkludert dyrenes evne til å tilpasse seg endringer i sine habitater. Imidlertid vet man ikke ved hvilken belastning man vil få målbare effekter, heller ikke om enkelte organismer er mer utsatte for ozonbelastning, verken for ulike arter eller om noen grupper av dyr (f.eks. bestemte aldersgrupper) er mer utsatte enn andre.



**Figur 8-4.** Beregnet antall timer med ozonkonsentrasjon  $> 100 \mu\text{g}/\text{m}^3$  inkludert bidrag fra petroleumsvirksomheten (venstre) i  $\text{mg N}/\text{m}^2$ . Prosentvis bidrag fra petroleumsvirksomheten til høyre. (Merk. Fargekodene har ingen faglig referanse og er kun angitt for å illustrere hvilke områder som har henholdsvis høyest belastning og høyest bidrag fra petroleumsvirksomheten).

## 8.5 Forsuring

Resultatene viser at utslippene i Nordsjøen bidrar lite til N-belastning og medfører små endringer i status for overskridelser av tålegrenser for forsuring av overflatevann. De områdene som går fra ikke overskridelser til overskridelser med bidrag fra Nordsjøen, ligger i dag på grensen til overskridelse.

Totalt areal med overskridelse er beregnet å øke med 2,6 % som følge av utslippene fra Nordsjøen. Dette er beregnet å utgjøre 822 km<sup>2</sup> for år 2007. Til sammenligning ble det tilsvarende tallet beregnet til 1548 km<sup>2</sup> i RKU 1999. Det totale landarealet som er vurdert er ca 90.000 km<sup>2</sup>.

Området som er studert i RKU Nordsjøen representerer et stort spenn med hensyn på dagens forsuringssituasjon og avsetningsnivå for både svovel og nitrogen. De sørligste fylkene har høye avsetningsverdier av N og S, og tilhører den delen av landet hvor arealet med overskridelse av tålegrensen er størst. De nordligste fylkene i området har relativt sett lave avsetningsverdier av N og S og lite problemer med overskridelser av tålegrensen. NO<sub>x</sub>-utslippene fra Nordsjøen er beregnet å gi størst N-avsetning i området fra Sognefjorden til Stad. Avsetningen fra kildene i Nordsjøen avtar gradvis nordover og sørover, med en liten økning i området rundt Haugesund opp til i overkant av 30 N/m<sup>2</sup>/år. Det er vanskelig å gi et sikkert tallmessig anslag for effekten av et område som Nordsjøen separat. Utslippene av NO<sub>x</sub> fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er en stor NO<sub>x</sub>-kilde sett under ett, og har sannsynligvis innvirkning på forsuringssituasjonen i deler av det undersøkte området i denne konsekvensvurderingen. Generelt kan man si at for områder som i dag har overskridelser av tålegrensen for forsuring, eller ligger på grensen til overskridelse, vil et hvert bidrag til økning av N-avsetningen være med på å motvirke den positive utviklingen i vannkvalitet som vi ser i Norge i dag som en følge av reduksjoner i S- og N-utslipp i Europa. På samme måte vil enhver reduksjon være positiv.

## 8.6 Overgjødning

Hovedkonklusjonen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen isolert sett ikke vil gi målbare gjødslingseffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper både i Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og de aller sørligste delene av Møre og Romsdal ved at vegetasjonstyper som er tilpasset et lavt nitrogennivå kan få økt innslag av mer nitrogenkrevende arter som gras og urter, og en endret mose- og lavflora. På grunn av et høyere bakgrunnsnivå i Rogaland og Vest-Agder er den generelle gjødslingseffekten størst i disse fylkene. Det relative bidraget fra Nordsjøen til overskridelser av tålegrenser er imidlertid høyere i Hordaland og Sogn og Fjordane. Også for dyreliv vil antakelig effektene av utslippene fra Nordsjøen relativt sett være størst i Hordaland og Sogn og Fjordane. Eventuelle endringer i innhold av lyng og gras er sannsynligvis av størst betydning for dyrelivet.

## 8.7 Avsetninger av nitrogen på havoverflaten

Tilførselen av nitrogen til Nordsjøen som følge av utslipp til luft fra oljevirkosomheten er ubetydelige (2800 tonn/år) i forhold til tilførselen av nitrogen generelt fra luft. Tilførsler fra oljevirkosomheten utgjør kun 1-2% av avsetningene av nitrogen på havoverflaten. Den totale tilførselen av nitrogen til Nordsjøen er dominert av kilder på land og av tilførsel via havstrømmer (estimert til 4-7 millioner tonn pr. år).

## 8.8 Avsetning av PAH

Det er gjort en overordnet vurdering av avsetning over hav av partikkelassosiert PAH (polysykliske aromatiske hydrokarboner) fra forbrenningsprosesser (hovedsakelig faking) offshore. Det er stor usikkerhet knyttet til mengde av denne type utslipp, men det er i følge Statoils egne beregninger anslått til mellom 3,2 og 10,8 tonn forbrenningsrelaterte PAH pr. år for norsk sokkel (sum 15 PAH). Utslipp av tilsvarende PAH fra produsert vann er om lag 4,8 tonn pr. år. Utslipp av PAH fra forbrenning i Norge er anslått til om lag 35

tonn (sum 6 PAH) eller til 150 tonn (sum 18 PAH) pr. år.

Størstedelen av atmosfærisk PAH vil være bundet til partikler, og vil kunne avsettes i form av tørravsetning eller nedbør. Et enkelt estimat basert på avsetning med nedbør og 20% nedbørsdager for kystnære områder gir et gjennomsnittlig bidrag av 650-2000 kg sum 15 PAH pr. år i beregningsområdet, noe som gir et døgnbidrag på om lag 5000-15000 pg sum 15 PAH/m<sup>2</sup> (pg = picogram = 10<sup>-12</sup>g). Dersom man antar at stoffene ikke brytes ned nevneverdig i det første døgnet i sjøen og at innblanding til dypere vannlag er neglisjerbar, vil gjennomsnittlig konsentrasjonen av sum 15 PAH i de øvre vannlag (1 m) være i størrelsesorden 5-15 pg/l pr. liter. Til sammenligning har OSPAR (2000) rapportert bakgrunns-konsentrasjoner i nordlige havområder fra 300 pg/l for lavmolekylære PAH'er (2-3 ringer) til mindre enn 1 pg/l for de mer høymolekylære PAH'er (4-5 ringer).

Resultatene er sammenstilt mot miljøkvalitetsstandarder for enkelt PAH'er

(76/464/EEC; 2000/60/EC). Dette indikerer at bidrag av totalt estimert PAH fra atmosfæren er lavere enn miljøkvalitetsstandarden for en av de mest giftige PAH (benzo[a]pyren) så lenge oppholdstid er kortere enn en dag og vannsøylen er større enn 1 cm. Dersom distribusjonsvolumet blir mindre (det motsatte antas mer realistisk), eller oppholdstid av stoffene er større enn dette, vil dette medføre at konsentrasjonen av sum PAH overskrider miljøkvalitetsstandarden for de mest giftige PAH.

De beregnede vannkonsentrasjoner har ikke tatt hensyn til de komplekse forhold som eksisterer i Nordsjøen, som for eksempel fotolytisk nedbrytning av PAH, begrenset biotilgjengelighet grunnet binding til sot/organisk materiale i vannfasen og hurtig fortykning av PAH. Dette vil kunne redusere konsentrasjonene av PAH'er og dermed redusere miljørisikoen disse stoffene representerer. Beregningene danner imidlertid et grunnlag for en eventuell oppfølging med en mer detaljert modellering og risikovurdering hvor bidraget fra enkelt PAH'er (og deres miljøkvalitetsstandarder) bør inkluderes.





## 9 Konsekvenser av planlagte utslipp til sjø

Dette kapitlet er blant annet basert på delutredningen "Konsekvenser av regulære utslipp til sjø", IRIS rapport 2006/113 og delutredning "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen, samt sjøfugl", Ambio rapport 20137-1.

I nært samarbeid mellom myndigheter og industrien arbeides det med en kontinuerlig forbedring innen området planlagte utslipp til sjø, i henhold til prinsippet om null miljøskadelige utslipp (nullutslippsarbeidet). Hovedfokus er på å begrense potensielt miljøskadelige utslipp, samt å finne erstatningsprodukter for kjemikalier med negative miljøegenskaper.

I dette kapitlet gis en oversikt over typer av utslipp til sjø samt antatte miljøvirkninger av disse. Det er utført modelleringer av utslipp av produsert vann fra felt i områder med store utslipp, for å kunne vurdere den relative betydningen av disse på miljø. Det er videre gitt en oppdatert kunnskapsstatus i forhold til utslipp til sjø og mulige virkninger på kort og lang sikt.

### 9.1 Utslippskilder og utslippskomponenter

Tradisjonelt har det vært stor fokus på utslipp fra boring. Utslipp av oljekontaminert borekaks medførte tidligere betydelige lokale negative konsekvenser på bunnfaunaen, og som en følge av dette ble regelverksendringer innført tidlig på 1990-tallet. I dag fraktes oljekontaminert borekaks til land for behandling og deponering eller det reinjiseres på feltet. Ved bruk av vannbasert borevæske slippes kaks fortsatt til sjø, men konsekvensene er generelt sett små. Hovedfokus siden har vært på en stadig økende mengde produsert vann, både som følge av stort volum, men også med tanke på innhold av ulike komponenter som ved høy konsentrasjon kan være miljøskadelige.

Petroleumsvirksomheten medfører også andre typer planlagte utslipp til sjø, men disse er enten av mindre omfang eller inneholder ikke

miljøskadelige komponenter, og vurderes ikke som relevante i regional sammenheng.

En oversikt over utslippstyper, -kilder og –komponenter er gitt i tabell 9-1.

Utslippsprognoser for produsert vann, boring etc. er gitt i kapittel 5.6.

### 9.2 Utslipp fra boring og tilhørende konsekvenser

#### 9.2.1 Utslipp fra bore- og brønnaktivitet

Hovedproblemstillingen mht. konsekvenser fra boreaktivitet er utslipp av utboret steinmasse (borekaks) med rester av borevæske. Det ble i praksis forbudt å slippe ut borekaks fra boring med oljebaserte borevæsker i 1993. For utslipp av syntetiske borevæsker har det vært strenge reguleringer og fra 2005 er også denne typen utslipp forbudt på norsk sokkel. Planlagte utslipp av borevæske gjelder i dag derfor kun vannbasert borevæske.

Ved boring benyttes vannbaserte, oljebaserte eller syntetiske borevæsker. Alle brønner bores med vannbaserte væsker i de øverste seksjonene. I de nedre seksjonene benyttes ofte oljebaserte eller syntetiske basevæsker. I 2004 var 64% av benyttet borevæskevolum vannbasert, 35% oljebasert og mindre enn 1% syntetisk (figur 9-1).

#### Vannbaserte borevæsker

Vannbaserte borevæsker består i hovedsak av komponenter som anses å ha liten eller ingen negativ innvirkning på det marine miljøet utover en lokal nedslamming av bunnen. I enkelte områder med for eksempel forekomster av korallrev kan utslipp fra boring ha mulige påvirkninger (SFT 2004), men kunnskapen om dette er mangelfull. Kjente forekomster av koraller i analyseområdet er imidlertid begrenset til kystnære områder og fjorder i Hordaland, og denne problemstillingen anses ikke å være så aktuell for Nordsjøen. Forbruket av vannbaserte borevæsker (inkl. vektmateriale) har vært relativt stabilt siden 1997 (figur 9-2).

**Tabell 9-1.** Oversikt over utslippstyper, -kilder og –komponenter (etter RKU Norskehavet, 2003)

Utslippstype	Utslippskilde	Viktigste komponenter
Produsert vann	Vann som følger petroleumsstrømmen 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"> <li>• Dispergert olje</li> <li>• Oppløste organiske forbindelser (mono- og polisykliske aromatiske hydrokarboner, alkylfenoler)</li> <li>• Organiske syrer</li> <li>• Løste uorganiske salter</li> <li>• Utfelte salter</li> <li>• Lavradioaktive komponenter</li> <li>• Tungmetaller</li> <li>• Mineraler fra formasjonen</li> <li>• Rester av kjemikalier tilsatt i reservoaret eller i produksjonen</li> </ul>
Ballastvann	Vann som lastes av tankbåter i lossehavner, og slippes ut ved lasting av olje på feltet eller gass fra landterminaler.	Ballastvann kan inneholde organismer, og bidra til uønsket spredning av disse til nye områder
Fortrengningsvann	Sjøvann fra lagerceller i betongplattformer	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"> <li>• Natriumhypokloritt</li> <li>• Kobber</li> </ul>
Drenasjevann	Regn- og spylevann fra plattformer og skip	Kan inneholde forurensninger av olje, borevæske med mer.
Sanitæravløpsvann	Sanitæranlegg på plattformer og skip	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Næringssalter</li> <li>• Organisk stoff</li> </ul>
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"> <li>• Fargestoff (fluorescein)</li> <li>• Biosid (glutaraldehyd/ lut/oksygenfjerner (natriumbisulfitt). Avhengig av metode og rørmateriale.</li> </ul>
Hydraulikkvæske	Væske som benyttes for operering av 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"> <li>• Barytt</li> <li>• Bentonittleire</li> <li>• Tungmetaller</li> <li>• Kjemikalier</li> </ul>
Borekaks	Knust bergmasse fra grunnen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan inneholde hydrokarboner fra boring i hydrokarbonholdige lag.</li> <li>• Bergartsmineraler</li> <li>• Rester av kjemikalier fra borevæsken</li> </ul>

### Oljebaserte borevæsker

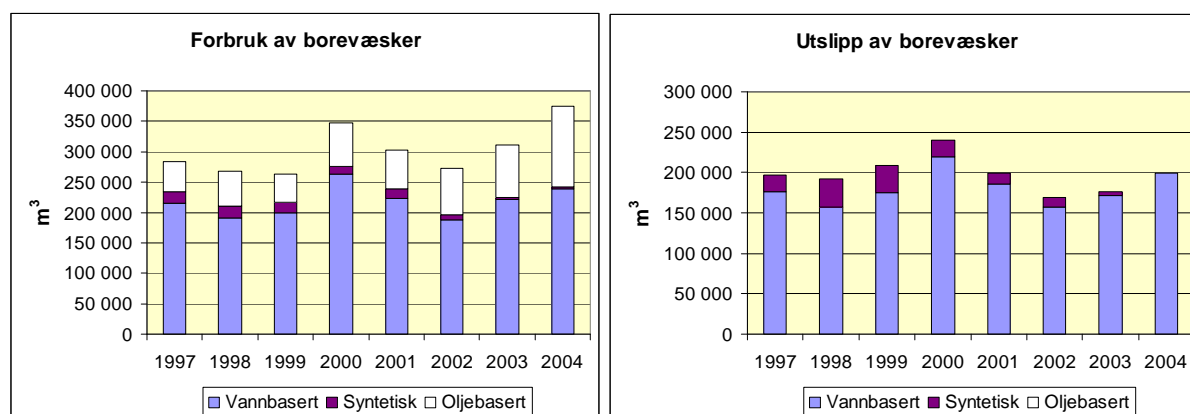
Utslipp av kaks med vedheng av oljeholdige borevæsker med en høyere oljemengde utgjorde tidligere de største utslippene av olje til sjø fra oljevirkksomheten (SFT 2004, jfr. fig. 3.6). Forbruket av oljebaserte borevæsker har økt på 2000-tallet sammenlignet med 1997-99, men utslipp er ikke lenger tillatt.

### Syntetiske borevæsker

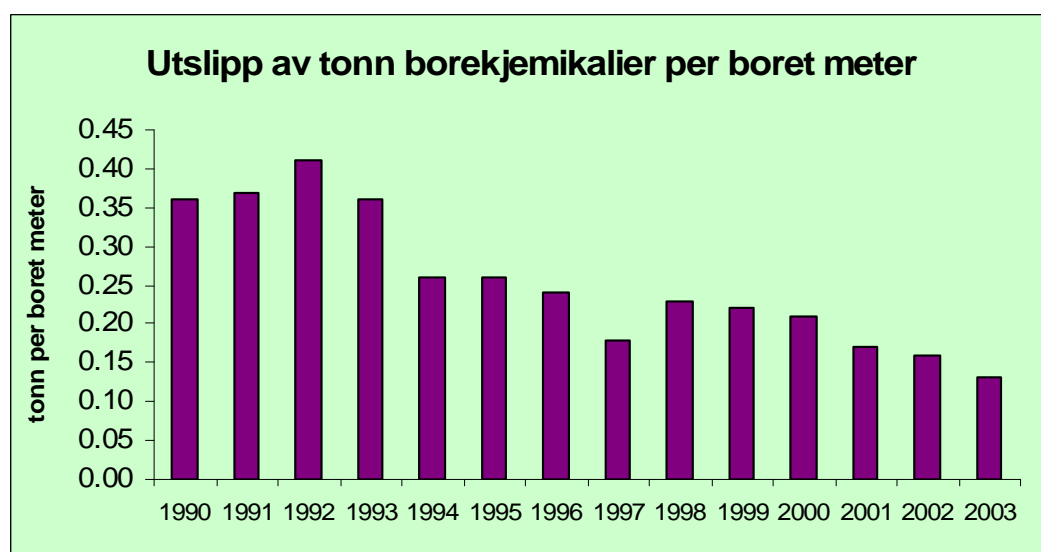
I forhold til vann- og oljebaserte borevæsker blir det benyttet relativt små mengder syntetiske borevæsker. Som nevnt er utslipp av slike borevæsker stanset, og forbruket av syntetiske borevæsker har gått jevnt nedover siden 1999 (SFT 2004, figur 9-2).

Utslipp av borekjemikalier pr brønnmeter boret er mer enn halvert de siste 15 årene (Figur 9-2) som følge av endret borestrategi/teknologi, reinjeksjon og fokus på redusert bruk av kjemikalier.

Figur 9-1 viser forbruk og utslipp av borevæsker i perioden 1997-2004. Det har ikke vært mulig å etablere gode prognoser for borerelaterte utslipp. Som vist i figur 9-2 går utslipp av borekjemikalier per meter boret generelt ned. Samtidig er det i dag et meget høyt aktivitetsnivå, noe som medfører betydelig forbruk av borevæsker. Det forventes derfor at forbruk og utslipp av borevæsker totalt for Nordsjøen vil ligge i samme størrelsesorden som data for 2004 i figur 9-1, og kanskje noe høyere.



Figur 9-1. Forbruk (venstre) og utslipp av borevæsker på norsk sokkel fra 1997-2004 (OLF 2005). Utslipp av oljebasert slam ble forbudt i 1993.



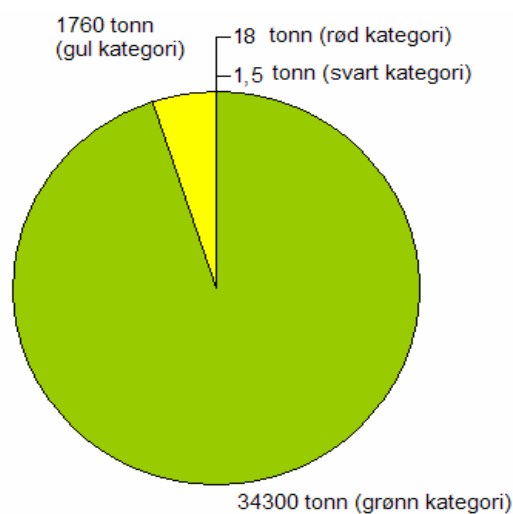
Figur 9-2. Utvikling i utslipp av borekjemikalier (inkl. boreslam). Kilde Environmental Web/OD.

### Brønn- og borekjemikalier

Borevæsken er foruten vann og vektstoff (oftest barytt) tilsatt en rekke kjemikalier. Mange av kjemikaliekomponentene blir omdannet under boring før de slippes ut til sjø med rester av vannbasert borevæske. Det meste av de kjemikalier som benyttes er relativt ufarlige for resipienten, mens enkelte kan ha uønskede miljøegenskaper.

Kjemikalier benyttes også til sementering og brønnopprensning.

Forbruk og utslipp av kjemikaliene er underlagt utslippstillatelse fra myndighetene, og industrien fokuserer både på generell reduksjon av kjemikaliebruken, gjenbruk av borevæsker, reinjeksjon og redusert bruk av kjemikalier med potensielt uheldige miljøegenskaper. Etter at nullutslippsarbeidet startet (jfr. Kap 6) har således både bruks- og utslippsmengde av miljøfarlige kjemikalier blitt vesentlig redusert.



**Figur 9-3.** Prosentvis fordeling i utslipp av kjemikalier pr fargekategori.

I tabell 9-2 er det presentert forbruk og utslipp av brønn- og borekjemikalier i operasjoner i Nordsjøen i 2005. Disse er inndelt i henhold til SFTs miljøkategorisering av kjemikalier. Figur 9-3 angir prosentvis fordeling i utslipp mellom de ulike fargekategorier. Dette viser at kategori svart og rød mengdemessig utgjør en liten andel, men basert på deres negative

egenskaper arbeides det med å redusere utslippene ytterligere.

Svarte kjemikalier skal generelt ikke brukes, og slik bruk er derfor kun knyttet til helt spesielle formål der erstatningsprodukter ikke finnes. Utslippene av svarte kjemikalier fra boring er også meget lav, totalt ca 1,5 tonn i form av gjengefett/smøremidler. Utslipp av svarte kjemikalier er redusert med 20% og forbruket med 44% i perioden fra 2003 til 2005 (OLF 2006).

Røde kjemikalier skal primært forsøkes faset ut og substitueres med kjemikalier med bedre miljøegenskaper. For enkelte funksjoner er substitutter ikke ferdigutviklet, og det er således noe forbruk av røde kjemikalier. Utslippt til sjø er imidlertid lavt, ca 18 tonn i 2005. Utslipp av røde kjemikalier på sokkelen er redusert med 85% fra 2003 til 2005, forbruket er redusert med 17% i samme periode (OLF 2006).

De store forbruksmengdene av borekjemikalier kategoriseres som grønne (180 000 tonn) og gule (58 000 tonn i 2005), og er i hovedsak bestanddeler i borevæske og sement. Vektstoffene alene (blant annet barytt, bentonitt) utgjør vel 68% av det totale forbruket av grønne kjemikalier. Utslippene av grønne og gule kjemikalier utgjør henholdsvis 19% og 3 % i forhold til forbruket.

### **9.2.2 Konsekvenser av boreutslipp**

Tidligere utslipp av borekaks fra boring med oljebaserte og syntetiske borevæsker medførte forstyrrelser og forurensning på havbunnen rundt offshoreinstallasjoner blant annet som følge av innhold av sakte nedbrytbare oljekomponenter, tungmetaller og andre forbindelser. Disse forbindelsene var lite vannløselige, og ble i stor grad avsatt på bunnen nær utslippspunktet. Ved boring med oljebaserte og syntetiske borevæsker får dessuten borekaksen en konsistens som bidrar til raskere sedimentering.

**Tabell 9-2.** Forbruk og utslipp av brønn- og borekjemikalier (tonn) i Nordsjøen i 2005. Data fra EW (Environment Web 2005).

Funksjon	Grønn		Gul		Rød		Svart	
	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp
Avleiringshemmer	1959	584	766	304	34	10	0	0
Biosid	123	12	30	4	0	0	0	0
Dispergeringsmiddel	12	0	7	0	0	0	0	0
Divergeringsmiddel	0	0	0	0	0	0	0	0
Emulgeringsmiddel	1	1	718	0	1220	0	53	0
Emulsjonsbryter	7	6	81	5	67	0	0	0
Fargestoff	0	0	0	0	0	0	0	0
Flokkulant	0	0	0	0			0	0
Friksjonsreducerende kjemikalier	31	11	71	19	7	0	0	0
Frostvæske	177	103	0	0	0	0	0	0
Gasstørkekjemikalier	0	0	2	1	0	0	0	0
Gjengefett	9	1	5	0	12	1	4	0,1
H2S fjerner	8	0	12	0	0	0	0	0
Hydrathemmer	197	139	4	0	0	0	0	0
Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	43	40	32	31	0	0	0	0
Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	9896	269	2591	25	136	0	0	0
Kompletteringskjemikalier	4962	51	2700	193	92	0	0	0
Korrosjonshemmer	250	63	44	9	28	8	0	0
Leirskiferstabilisator	1855	125	591	388	0	0	0	0
Oljebasert basevæske	0	0	39452	0	419	0	7	0
O2 fjerner	243	10	0	0	15	0	0	0
pH regulerende kjemikalier	1289	141	28	7	0	0	0	0
Sementerings kjemikalier	15455	655	330	14	32	0	0	0
Skumdemper	28	6	42	14	0	0	0	0
Smøremidler	101	4	351	167	50	1	3	1,4
Tensider	38	12	127	14	5	1	0	0
Vaske og rensemidler	130	30	89	36	0	0	0	0
Vektstoff og uorganiske kjemikalier	123366	25828	258	53	374	6	0	0
Viskositetsendrende kjemikalier (inkl. Lignosulfat, lignitt)	3061	1866	105	1	892	0	7	0
Voksinhibitor	10	0	14	0	26	0	0	0
Andre	16596	4368	9266	477	390	1	0	0
<b>SUM</b>	<b>180 000</b>	<b>34 300</b>	<b>57 700</b>	<b>1 760</b>	<b>2 478</b>	<b>18</b>	<b>74</b>	<b>1,5</b>

Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske vil gi en viss lokal sedimentasjon, men har en større spredning enn tilsvarende fra tidligere utslipp fra boring med oljebaserte borevæsker. Kjemiske forbindelser som inngår i vannbaserte borevæsker er i høy grad vannløselige og spres derfor over større arealer.

Kunnskapen om utslipp fra boring vurderes generelt som god. I hovedsak er borekjemikalier som slippes ut karakterisert som grønne (PLONOR), se over. De fleste av kjemikaliene er vannløselige og følger i stor grad vannstrømmen, og vil i mindre grad binde seg til kaksen som sedimenterer i feltets nærområde. Det er ikke utført nye

modelleringer av utslipp av borekaks for Nordsjøen, men vurderingene av konsekvenser er basert på tidligere modelleringer blant annet for Norskehavet. Resultatene av slike beregninger har vist at de aller fleste av de kjemikalier som har uønskede miljøegenskaper opptrer i såpass små mengder at influensområdene rundt utlippene blir begrenset til nærområdet (Frost og Rye 2002).

Muligheten for miljøeffekter av borekaks og borevæske er hovedsaklig avhengig av to forhold:

- o mengde og spredning av partikulært materiale
- o giftighet, konsentrasjoner og spredning av kjemikaliekomponenter i utlippene

Mulige effekter av boreutslipp kan forekomme enten på sjøbunnen (i sedimentet) eller i vannsøylen. I regional sammenheng er det naturlig å fokusere på de komponentene i et utslipp som kan forventes å spres over et betydelig område, og effekter av disse.

De mest markante effektene av boreutslipp kan forventes i nærsone i form av fysisk nedslamming eller fysiske effekter av partikulært materiale. Slike effekter har imidlertid liten betydning i lokal eller regional sammenheng ettersom de representerer et svært lite areal.

Borekaks vil spre seg utover sjøbunnen i varierende tykkelse avhengig av størrelsen på partiklene som slippes ut, strømhastigheten i vannmassene, utslippsdyp og dybden der utslippet skjer. Avhengig av forholdene vil det kunne dannes kakshauger rundt utslippspunktet, eller det kan dannes et mer diffust lag over større områder. Dette er også avhengig av hvor mye som slippes ut på et gitt sted. I de tilfeller der det bores en rekke brønner fra faste installasjoner med et fastsatt utslippspunkt er det mer sannsynlig at en markert kakshaug vil dannes.

Ved boreoperasjoner vil normalt utslippet ved boring av de to øverste boreseksjonene ("topphullet") slippes ut direkte på sjøbunnen. På grunn av utslippets egenvekt vil massene sedimentere i umiddelbar nærhet av utslippsstedet. Dette vil føre til ansamlinger av

kaks/borevæske på sjøbunnen innenfor i størrelsesorden maksimalt 100 m fra borelokaliteten.

Omtrent 45% kaks fra en typisk letebrønn vil bli deponert i nærområdet til brønnen på denne måten.

Historiske utslipp fra boreoperasjoner har resultert i kakshauger rundt en rekke plattformer. Dette skyldes både utslipp fra boring av en rekke brønner fra samme posisjon, men også at det har blitt brukt og sluppet ut en betydelig andel av oljebaserte og syntetiske borevæsker, som har en bindende egenskap på borekaksen og slammet.

Kaks fra brønnen samt barytt og til dels bentonitt (hovedkomponenter i boreslammet) er de komponentene som finnes i størst mengde i boreutslipp. Borekaks og barytt inneholder begge partikler av varierende partikkelstørrelse, der barytten utgjør den største andelen av de minste partiklene (Frost og Rye 2002). De minste partiklene har liten synkehastighet og kan derfor føres langt av sted med vannstrømmen. Fra spredningsberegninger utført for Norskehavet (Frost og Rye 2002), er det klart at de minste partiklene i boreutslippet kan spres og sedimentere i et stort område, dvs. at på et regionalt nivå er det overlapp mellom deponering fra forskjellige områder. Mengden partikler som deponeres langt fra utslippspunktet er imidlertid så lav at det ikke dannes et "lag" med partikler på sjøbunnen, men enkeltpartikler sedimenterer isolert.

Tilsvarende beregninger er ikke utført for Nordsjøen. Særlig i sørlige deler av Nordsjøen er vanndybden vesentlig mindre enn i Norskehavet, og dette kan ha innvirkning på hvor langt partiklene vil føres med vannstrømmen før de sedimenterer. På den andre siden vil bølgeaktivitet og strømforhold kunne føre til økt resuspensjon, og dermed økt spredning av partiklene. Funn av forhøyede konsentrasjoner av barium blant annet i Norskerenna/Skagerrak, antas å ha sin opprinnelse fra boreutslipp i Nordsjøen, og viser relevansen av dette også her.

Barium i den formen som benyttes vurderes som inert, men ulike spormetaller i barytt kan ha negative miljøegenskaper. Det er derfor innen industrien etablert retningslinjer for å redusere bruken av barytt med høy innhold av spormetall

(<http://www.olf.no/hms/retningslinjer/?10150>).

### 9.2.3 Resultater fra miljøovervåking av sedimenter

Miljøovervåking i forbindelse med petroleumsvirksomheten er regulert og beskrevet i Aktivitetsforskriften. Det skilles mellom sediment- og vannsøyleovervåking. En oversikt over type, omfang og regioninndeling av miljøovervåkingen på norsk sokkel er gitt i kapittel 17. I Nordsjøen er det etablert 4 regioner for miljøovervåking:

- I Ekofisk
- II Sleipner
- III Oseberg
- IV Statfjord

I det følgende er det gitt en kort oppsummering av resultater fra miljøovervåkingen.

Tradisjonelt sett har miljøovervåkingen fokusert på utslipp fra boring. Figur 9-4 viser utvikling av areal med forhøyede konsentrasjoner av hydrokarboner (THC), barium og påvirket bunnfauna i de fire regionene fra 1990-2005. Figurene viser hvor stort areal som er påvirket av utslipp fra boreaktiviteten. Det er størst påvirket område i Region I (Ekofisk). Når det gjelder sedimentkjemi defineres "påvirket område" som områder hvor nivåene av det aktuelle kjemikaliet ligger signifikant høyere enn det som er målt på referansestasjonene (bakgrunnsnivå). Vurderinger av påvirkede områder på bakgrunn av bunnfaunasammensetningen baseres på antall arter, antall individer av hver art og nærvær/fravær av indikatorarter.

Data fram til de regionale undersøkelsene startet er basert på feltundersøkelsene som ble utført fram til da (1996-97). Etersom ikke alle felt eller regioner ble undersøkt hvert år, er framstillingen av omfanget av påvirket areal fram til de regionale undersøkelsene startet, basert på en lineær interpolasjon mellom år med undersøkelser og år uten (eller med

delvise) undersøkelser (Carroll et al. 2000). Fra 1997/98 vises resultatene fra de regionale undersøkelsene (Nøland et al. 2003, 2006, Jensen et al. 1997 og 2000, Botnen et al. 2004, Mannvik et al. 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2005 og 2006).

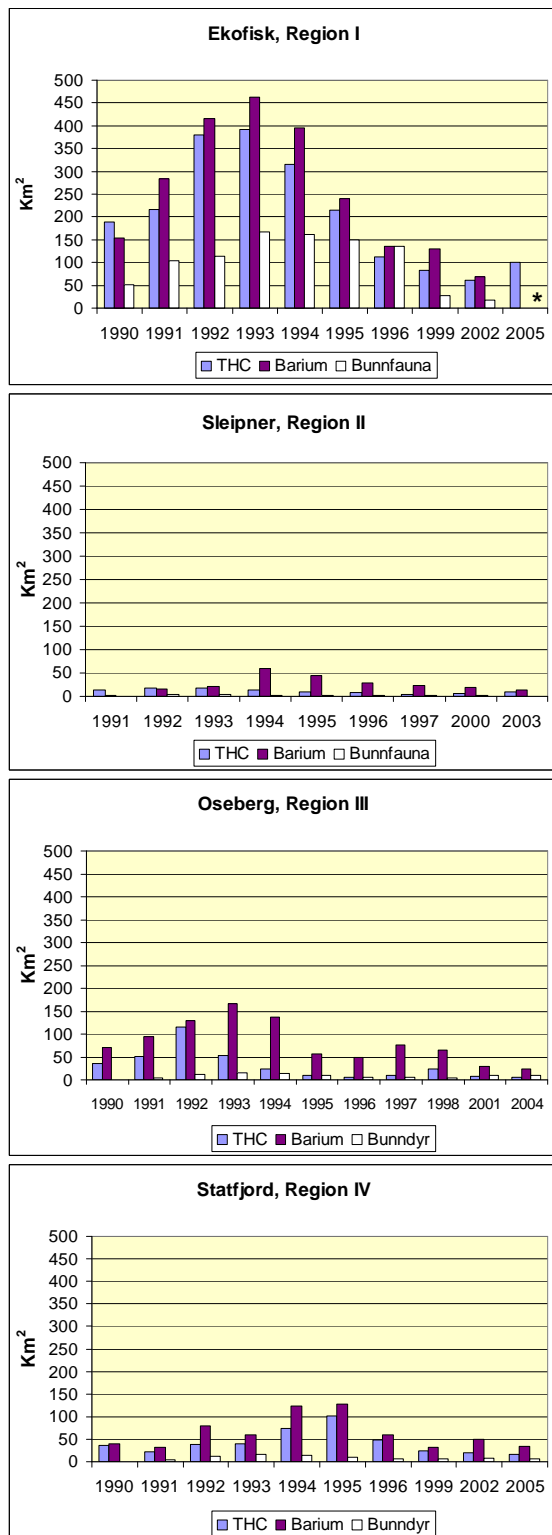
Region I har hatt oljeproduksjon lengst og arealene med forhøyede konsentrasjoner av hydrokarboner i sedimentene er noe større enn i andre regioner. Den biologiske påvirkningen er imidlertid liten og kun knyttet til nærsone rundt enkelte innretninger.

I alle regioner har arealer med signifikant forhøyede konsentrasjoner av THC blitt redusert i de senere år. Reduksjonen kan knyttes til forbud mot utslipp av oljebaserte borevæsker og kaks som ble innført i 1993. I region IV økte omfanget av hydrokarbonforurenset sediment fram til 1995, men har deretter gått tilbake.

Utbredelsen av sedimenter med forhøyede bariumkonsentrasjoner har vist en nedadgående trend siden slutten av 90-tallet i alle regioner. Dette til tross for høy boreaktivitet og høyt forbruk og utslipp av vannbaserte borevæsker i årene 2000-2001.

Omfang av arealer med forstyrrede bunndyrssamfunn er totalt sett vesentlig mindre enn arealer hvor en ved hjelp av kjemiske analyser kan spore påvirkning. Årsaken til dette er sannsynligvis at forurensning må over et visst terskelnivå før bunnfaunasammensetningen blir påvirket. I tillegg til gift-effekter påvirkes disse samfunnene av direkte nedslamming. Den største belastningen, både med tanke på forurensningsnivåer og nedslamming, er begrenset til områdene nærmest brønner og installasjoner.

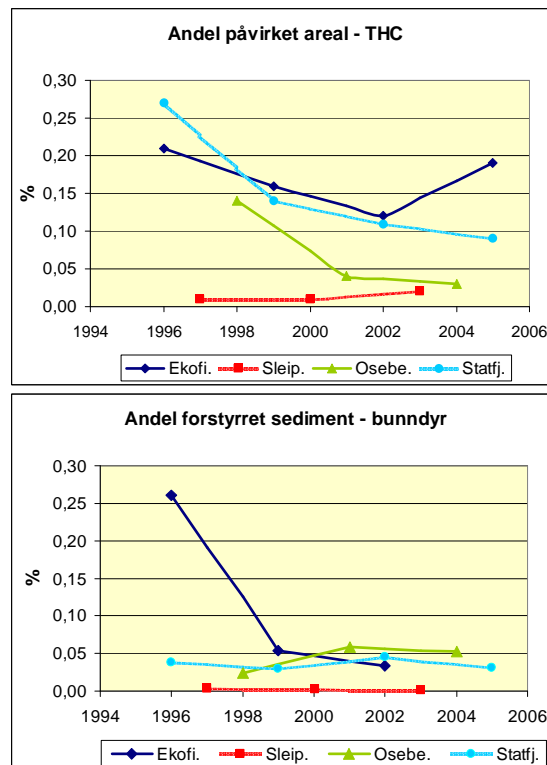
De siste regionale undersøkelsene (i perioden 2002-05) indikerer at totalt påvirket areal i Nordsjøen utgjør mindre enn 0,5% av totalarealet når det gjelder totale hydrokarboner og mindre enn 0,2% av totalarealet når det gjelder bunnfaunasamfunn. Mest påvirket av hydrokarbonforurensning er Region I og IV. Region II, som er det området med minst andel hydrokarbonpåvirkede



**Figur 9-4.** Areal med signifikant forhøyde konsentrasjoner av THC (totale hydrokarboner) og barium og med forstyrrede bunndyrssamfunn i Region I, II, III og IV i perioden 1990-2005. (\* Barium- og faunapåvirkningsutbredelse kunne ikke beregnes i 2005.)

sedimenter, hadde en svak økning i andel påvirket areal fra år 2000 til 2003.

Figur 9-5 illustrerer hvor stor andel av det totale arealet i de ulike regionene som er påvirket av utslipp fra petroleumsvirksomheten.



**Figur 9-5.** Prosentvis andel av det totale arealet i de forskjellige regionene som er påvirket av signifikant forhøyde hydrokarbonkonsentrasjoner og av forstyrret bunndyrssammensetning (bunndyrsareal i Region I i 2005 kunne ikke beregnes, men generelt var det en videre forbedring i forhold til 2002).

Nedenfor gis en kortfattet, regionvis sammenstilling av resultatene fra de seneste sedimentovervåkingsundersøkelsene (Nøland et al. 2003, 2006, Jensen et al. 1997 og 2000, Botnen et al. 2004, Mannvik et al. 1997, 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2005 og 2006).

### Region I Ekofisk

Regionale undersøkelser har vært utført i 1996, 1999, 2002 og 2005. Sjøbunnen består for det meste av finkornet sand. Relativt høye THC-nivåer finnes fremdeles på de fleste feltene i regionen. Konsentrasjonene har likevel



generelt avtatt atskillig i forhold til 2002 og maksimumsnivå som er målt tidligere. Det høyeste THC-innholdet blir vanligvis funnet på stasjoner som er nærmest (100-250 m) installasjonene. På noen prøvestasjoner er det høyest nivå i sjikt under de øverste cm av sedimentoverflaten. Dette tyder på at det ikke bare er nyere utslipp som registreres og at sanden på bunnen i området forflytter seg.

Basevæskene fra pseudo-oljebasert slam (olefiner), samt ester- og eterbaserte boreslamvæsker er funnet på felt hvor det har vært boret med disse systemene, men i generelt lave konsentrasjoner. Nedbrytning av de eterbaserte væskene har tatt lengre tid enn man tidligere antok.

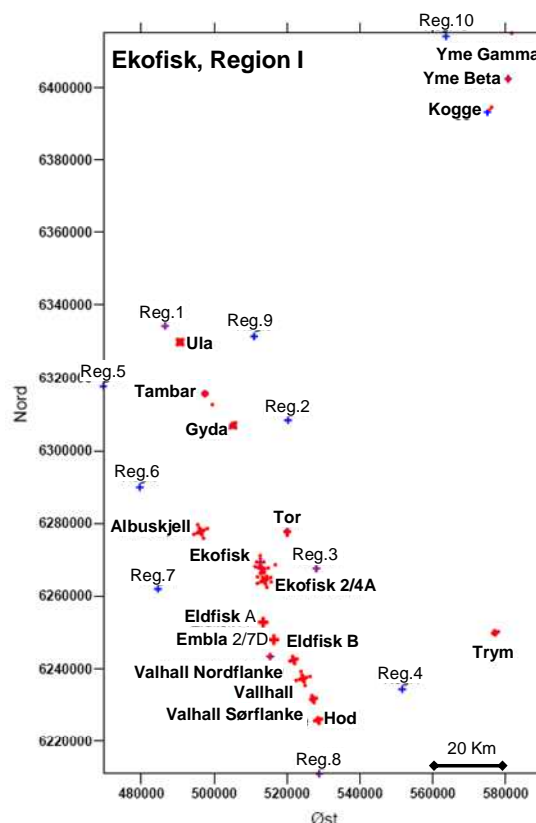
Spredning av borekaks og boreslam illustreres av bariumresultatene. Forhøyde bariumkonsentrasjoner er funnet på de fleste stasjonene, men bariumkontaminert område har avtatt vesentlig i forhold til begynnelsen på 90-tallet. Mellom 2002 og 2005 har bariumkonsentrasjonene avtatt noe, eller de er på samme nivå. Konsentrasjonene av tungmetaller er lave, og forhøyde verdier er bare funnet på noen stasjoner.

I tillegg til de ordinære feltene i Region I (Figur 9-6) ble det tatt nye prøver av borekaksen ved/under Ekofisk 2/4 A i 2005. Forhøyde nivåer av de fleste parametrene ble funnet over en meter ned i kakshaugen og THC-nivået var høyere enn i 2002.

Generelt er bunnfaunaen i varierende grad forstyrret i de sentrale deler av Ekofisk-regionen. Dette er en konsekvens av fysisk forstyrrelse (sandtransport over bunn mm.), petroleumsaktivitetene i områdene og en generell organisk tilførsel til Nordsjøen (landavrenning, elvetilførsler mm.). Faunaen endrer seg naturlig over tid og geografisk, samt påvirkes lokalt av utslippene. Generelt har artsmangfoldet økt i regionen og særlig fra 500 m sonen og utover er det en forbedring i faunasamfunnet.

I 2005 var det et område på 100 km<sup>2</sup> der THC-konsentrasjonen var over kontaminasjonsgrensen på 4,6 mg/kg. Områder kontaminert med THC-nivåer på 10 og 50

mg/kg i 2005 ble estimert til henholdsvis 24 og 1,4 km<sup>2</sup>.



**Figur 9-6.** Kart med prøvesteder i Region I i 2005. Reg. er regionale stasjoner.

### Region II Sleipner

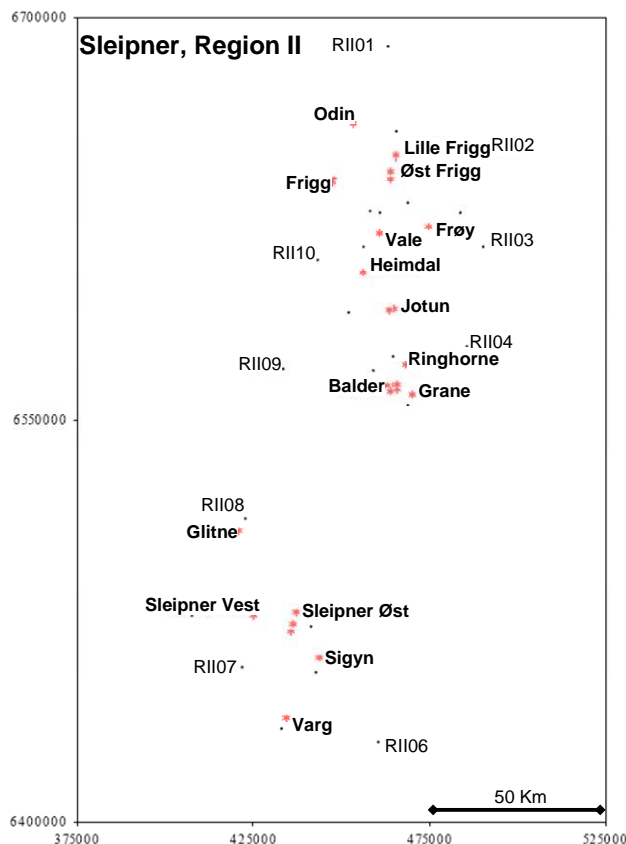
Regionale undersøkelser har vært utført i 1997, 2000, 2003 og 2006 (prøveinnsamling i 2006 rapporteres i 2007). Sjøbunnen består for det meste av finkornet sand. Generelt sett ble de høyeste forurensningskonsentrasjonene registrert i installasjonenes umiddelbare nærhet. Beregnet minimumsområde (km<sup>2</sup>) av THC forurensning i sedimentene hadde økt ved syv felt, minket ved seks felt, mens de var på samme nivå som i 2000 ved to felt. Det totale området med THC-forurensede sedimenter økte i Region II fra 5,27 km<sup>2</sup> i 2000 til 8,87 km<sup>2</sup> i 2003. Dette skyldes stort sett økt forurensning rundt Ringhornefeltet som ble satt i produksjon i 2003.

Beregnet minimumsområde (km<sup>2</sup>) av bariumforurensning i sedimentene hadde minket ved ni felt, økt ved seks og var på samme nivå som i 2000 ved ett felt. Siden 2000 hadde det totale arealet med bariumforurenset område minket fra 19,09 km<sup>2</sup> til 14,32 km<sup>2</sup>.

Området (km<sup>2</sup>) forurenset med andre metaller i sedimentet økte ved åtte felt, minket ved fire felt og forble ved samme nivå som i 2000 ved to felt. Økningen skyldtes hovedsakelig høyere sinkinnhold. Siden 2000 økte det totale arealet forurenset av andre metaller enn barium fra 2,10 km<sup>2</sup> til 6,50 km<sup>2</sup> i 2003.

Forstyrrelser (svak) på fauna ble funnet ved syv felt, mens det ikke ble påvist forstyrrelse ved de resterende feltene. Det totale arealet som hadde faunaforstyrrelser i regionen var redusert fra 1,21 km<sup>2</sup> i 2000 til 0,29 km<sup>2</sup> i 2003.

Arealet av Region II er anslagsvis 44700 km<sup>2</sup>. Omtrent 23000 km<sup>2</sup> ligger vest for Norskerenna hvor de undersøkte feltene ligger. Basert på estimatene var omtrent 0,04 % av området vest for Norskerenna forurenset av THC, 0,06 % var forurenset av barium og 0,03 % var forurenset av andre metaller. Faunaforstyrrelser kunne detekteres i 0,001 % av området.



**Figur 9-7.** Kart med prøvesteder i Region II i 2003. RII er regionale stasjoner.

### Region III Oseberg

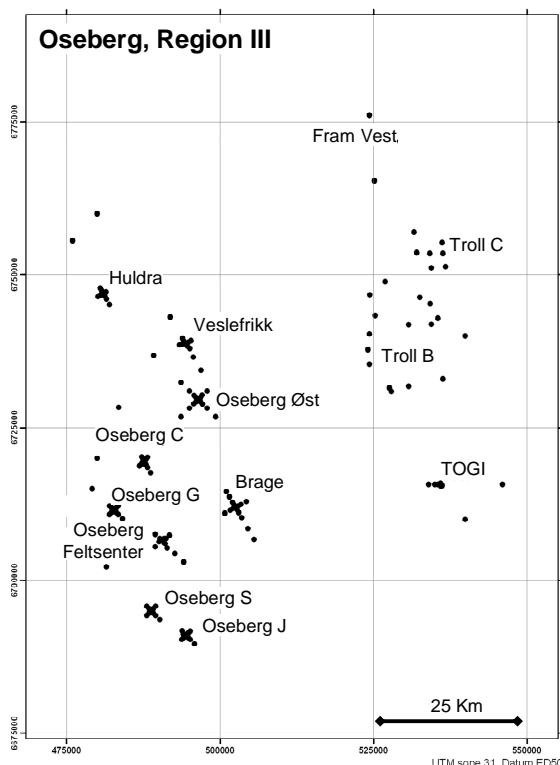
Det er utført regionale overvåkingsundersøkelser i 1998, 2001 og 2004 (Figur 9-8).

Sjøbunnen består hovedsakelig av finkornet sand i den grunneste delen av regionen og høyere andel leire og silt i de dypeste områdene. De kjemiske resultatene er med ett unntak i overensstemmelse med rapportert bore- og utslippsaktivitet på feltene. Arealet som er kontaminert av THC har avtatt i regionen fra 7,45 km<sup>2</sup> i 2001 (12,09 km<sup>2</sup> i 1998) ned til 6,02 km<sup>2</sup> i 2004. Generelt er det en reduksjon av forurensningen på de fleste feltene, særlig med hensyn til nivå av hydrokarboner.

Ut fra blant annet endringer i stasjonsutvalg kunne det totale arealet for bariumkontaminering ikke direkte sammenlignes med tidligere. Totalt bariumkontaminering er 22,87 km<sup>2</sup> i 2004 mot 30,13 km<sup>2</sup> i 2001. Arealet som er kontaminert av de andre metallene har avtatt fra 6,07 km<sup>2</sup> i 2001 til 2,73 km<sup>2</sup> i 2004. I den grunne underregionen skiller Veslefrikk seg ut med det mest kontaminerte sedimentet med THC-nivå opp til 320 mg/kg og barium 5373 mg/kg. På de andre feltene er maksimumskonsentrasjonen lavere. Likevel er bariumkonsentrasjonen over 2000 mg/kg på feltene unntatt Oseberg Sør.

Innholdet av eter var høyest på stasjonen nærmest og sør-øst av Oseberg C og på de andre stasjonene på feltet var nivået betydelig lavere. Også de andre feltene hvor eter ble analysert hadde et forholdsvis lavt nivå. Olefiner ble analysert på Brage, men detekterbart nivå ble ikke funnet.

I den dypere del av regionen skiller Fram Vest seg ut med de høyeste enkeltverdiene av THC (707 mg/kg) og barium (2797 mg/kg). På de andre feltene i den dypere underregionen (Figur 9-8) er THC-innholdet på bakgrunnsnivå. Sedimentet er kontaminert med barium på de fleste stasjonene.



**Figur 9-8.** Kart med prøvesteder i Region III i 2004.

Syv av feltene i regionen er vurdert å bare ha uforstyrret fauna på de undersøkte stasjonene. Dette er Oseberg Sør, Oseberg G, Oseberg J, TOGI, Troll B, Troll C og Fram Vest. På Oseberg Sør og Fram Vest ble det registrert sediment kontaminert med THC på noen stasjoner, men faunaen har ikke reagert på disse THC nivåene. På seks av feltene (Veslefrikk, Huldra, Oseberg C, Oseberg Feltsenter, Oseberg Øst og Brage) er det registrert en lett eller tydelig forstyrrelse av faunaen som følge av petroleumsaktiviteten. Totalarealet for lett forstyrret fauna har minket fra 9,67 km<sup>2</sup> i 2001 til 8,46 km<sup>2</sup> i 2004. Arealet for tydelig forstyrret fauna har økt litt fra 0,64 km<sup>2</sup> til 0,67 km<sup>2</sup> i 2004.

#### Region IV Statfjord

Det er utført regionale overvåkingsundersøkelser i Region IV i 1996, 1999, 2002 og 2005 (Figur 9-9). Sjøbunnen består for det meste av finkornet sand i de grunneste områdene og 50-60% leire og silt i de dypeste delene. Forskjell i kornstørrelse gjenspeiles i de kjemiske resultatene.

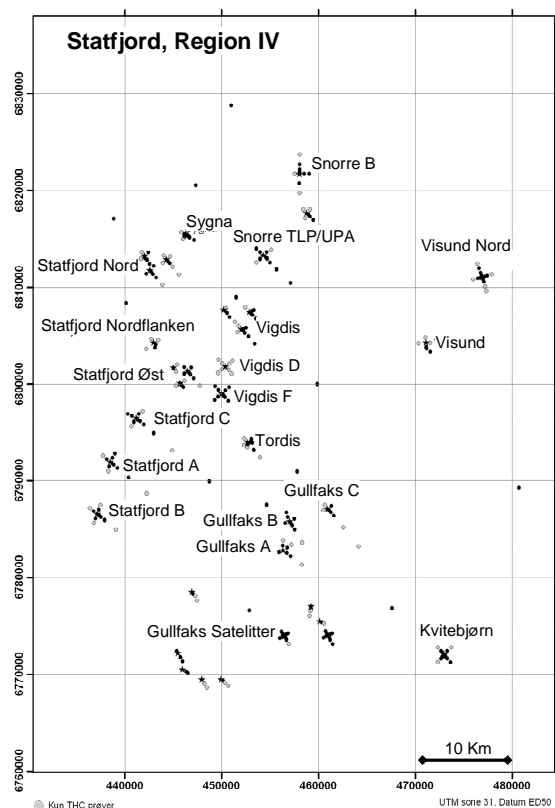
For regionen som helhet er det en nedgang i arealet av THC-kontaminert sediment fra

~24,9 km<sup>2</sup> i 1999, ~ 20 km<sup>2</sup> i 2002 til ~ 16 km<sup>2</sup> i 2005. Nedgangen fra 2002 til 2005 skyldes hovedsakelig reduksjon av kontaminert areal på Statfjord ABC. Selv om den høyeste THC-konsentrasjonen ble funnet ved Visund Nord, er arealet som er kontaminert med THC på dette feltet kraftig redusert fra 2002.

Konsentrasjonen av rester av syntetiske borevæsker er redusert i forhold til 2002 på alle feltene hvor væskene har vært benyttet. Arealet med olefinkontaminert sediment har økt med 0,6 km<sup>2</sup> (fra 12,8 til 13,5 km<sup>2</sup>), noe som hovedsakelig skyldes en betydelig økning i areal på Snorre TLP/UPA som nedgang på andre felt ikke kompenserte tilstrekkelig for. Esterkontaminering ble funnet på 10 av 11 stasjoner fra 2002, selv om esterbaserte væsker sist ble benyttet i 1996/97. Sedimentene på Gullfaks B inneholdt i 2002 ikke lenger kvantifiserbare mengder av esterbasert basevæske som ble sluppet ut før 1996.

Bariumkonsentrasjonen på samtlige felt, med unntak av Kvitebjørn, har maksimalverdi over 3000 mg/kg. I den dype regionen er det fire felt med konsentrasjoner over 8000 mg/kg. Utbredelsen av bariumkontaminert sediment har avtatt på de fleste feltene i den grunne delen av regionen. I den dypeste delen er det en økning av areal på Visund, mens det på de andre feltene er uendret eller redusert. Totalt for regionen ble bariumkontaminering beregnet til 49,1 km<sup>2</sup> i 2002 og mer enn 33,4 km<sup>2</sup> i 2005.

Den store variasjonen i vanddyb og sedimentforhold i regionen gir seg også utslag i stor naturlig variasjon i faunasammensetningen mellom feltene. Sammenlignet med undersøkelsen i 2002 er faunapåvirkningen mindre i utstrekning. Totalt samlet areal med lett forstyrret fauna til tydelig forstyrret fauna var 7,92 km<sup>2</sup> i 2002 og 5,45 km<sup>2</sup> i 2005. På Visund Nord ble det ikke funnet forstyrret fauna på tross av høyt THC-innhold på noen stasjoner.



**Figur 9-9.** Kart med prøvesteder i Region IV i 2005.

### 9.2.4 Påvirkning etter tidligere utslipp av oljekontaminert borekaks

Resultatene fra de siste overvåkingsundersøkelsene viser at Nordsjøen i all hovedsak er lite forurenset av petroleumsvirksomheten, og at forurensningsnivået er høyest i umiddelbar nærhet av installasjonene. Oljeforurensningen er høyest rundt enkelte innretninger hvor det tidligere ble sluppet ut oljekontaminert borekaks.

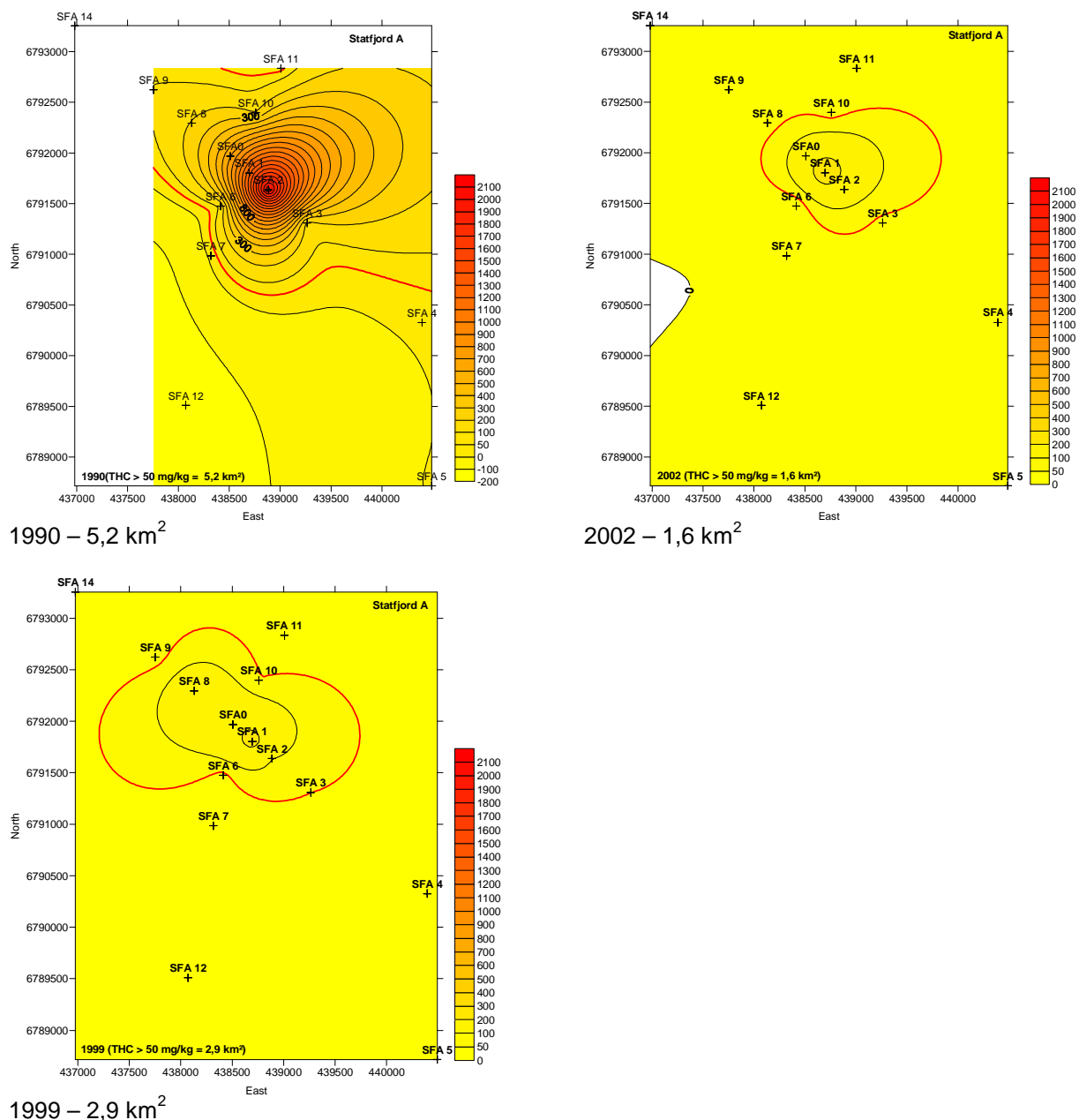
I regi av OLF og tilsvarende organisasjon på britisk side (UKOOA) er det gjennomført flere studier for å kartlegge utbredelsen av borekakschauger. Innholdet i noen av haugene er analysert og det er gjort vurderinger av miljøkonsekvensene ved å etterlate dem på havbunn, behandle dem på stedet eller alternativt å fjerne haugene for behandling og deponering på land.

I forhold til totalt anslått utslippsmengde av borekaks, anslås omkring 15-20% å ligge på havbunnen i det som betegnes som

kakshauger. Mesteparten av dette ligger i Nordsjøen, framfor alt i den sørlige og nordlige delen (OLF 2001). Det er videre anslått at dette totalt utgjør ca. 450 000 m<sup>3</sup>, hvorav ca 88% forventes å være kakshauger med rester av syntetisk eller oljebasert borevæske (Jensen 2004).

Et omfattende pilotprosjekt om kakshauger er gjennomført for Nordsjøen (UKOOA 2002). Vedrørende totalt innhold av hydrokarboner (THC) i sediment konkluderte denne studien med at "hydrokarboner er en nøkkelparameter med tanke på biologiske effekter" og at "en konsentrasjon på 50 mg total hydrokarbon/kg sediment kan betraktes som grense for forurenset område". På bakgrunn av dette, og på grunnlag av resultater fra de regionale overvåkingsundersøkelsene, har Jensen (2004) laget en sammenstilling som beskriver den historiske utviklingen med tanke på innhold av hydrokarboner i sedimenter (> 50 mg/kg) som ligger i nærheten av utvalgte installasjoner på sokkelen. Studien bygger på data fra 1990-2002. Figur 9-10 viser utviklingen av hydrokarbonforurensning rundt Statfjord A i 1990, 1999 og 2002. Arealet med THC-konsentrasjoner over 50 mg/kg er i denne perioden redusert fra 5,2 km<sup>2</sup> til 1,6 km<sup>2</sup> rundt Statfjord A.

Resultatene fra forskningsarbeidet som er gjennomført fram til nå konkluderer med at det ikke finnes en felles disponeringsløsning for borekaksen, men at disponeringsbeslutningene må tas i hvert enkelt tilfelle.



**Figur 9-10.** Illustrasjon i utviklingen av hydrokarbonforurensning i overflatesediment rundt Statfjord A i 1990, 1999 og 2002. Prøvestedene (SFA) er markert med kryss. Grensen for THC-konsentrasjoner over 50 mg/kg er markert med rød linje. (kilde. Jensen, 2004)

### 9.3 Utslipp av produsert vann

I dette delkapitlet er det fokusert på utslipp av produsert vann samt enkelte komponentgrupper i produsert vann.

De følgende forhold er omhandlet:

- Kunnskapsstatus innen kortsiktige og langsiktige miljøvirkninger
- Oversikt over komponenter i produsert vann for ulike felt

- Oversikt over kjemikaliebruk og -utslipp
- Innhold av radioaktivitet
- Sprednings- og forfynningsmodelleringer
- Vurdering av miljørisiko, basert på modellering og faglige betraktninger

Prognoser for produsert vann og utslipp fra de ulike regioner og Nordsjøen totalt, er presentert i kapittel 5.

### 9.3.1 Komponenter i produsert vann

Produsert vann er vann som følger produksjonsstrømmen fra reservoaret, og som separeres i prosessanlegget. Det består av formasjonsvann og kondensert vann, og i noen tilfeller tilbakeprodusert injisert vann.

Foruten vann består produsert vann av naturlige komponenter (dispertert olje, salter, tungmetaller, ulike organiske forbindelser, mm) samt rester av tilsatte kjemikalier.

Operatørene rapporterer årlig inn data på sammensetning av produsert vann i forbindelse

med årsrapporteringen, og dette legges også til grunn for EIF-beregninger for de enkelte felt. Informasjonen om sammensetning finnes i databasen Environment Web (EW). Basert på denne informasjonen er det laget en oversikt over konsentrasjoner av utvalgte komponenter og komponentgrupper for de ulike felt (tabell 9-3). Av presentasjonsmessige årsaker er en del komponenter aggregert og presentert som en sum av komponenter ( $\Sigma$ ). Oversikten viser at det er stor variasjon mellom feltene hva gjelder innhold av de ulike komponenter. Dette kan også for enkelte felt variere betydelig over dets levetid.

**Tabell 9-3.** Konsentrasjoner av naturlige organiske og uorganiske komponenter i produsert vann for felt (utslippspunkt) i Nordsjøen år 2005 (data fra EW).

Felt	Pb (mg/kg)	Cd (mg/kg)	Hg (mg/kg)	$\Sigma$ BTEX (mg/kg)	$\Sigma$ Alkyl-fenoler (mg/kg)	Fenol (mg/kg)	$\Sigma$ Organiske syrer (mg/kg)	$\Sigma$ PAH (mg/kg)	Radioaktivitet (Bq/l)
Balder FPU	0,0003	0,0006	0,00004	4,55	0,44	0,15	48	1,61	3,8
Brage	0,0001	0,0001	0,00002	13,8	2,50	2,42	330	1,00	5,3
Ekofisk J	0,0008	0,0001	0,0006	17,3	3,69	1,79	285	1,64	1,4
Ekofisk K	0,0020	0,0002	0,0002	3,76	4,62	2,43	261	1,87	1,5
Eldfisk B	0,0003	0,0004	0,0004	13,4	4,67	3,27	417	1,62	10,2
Eldfisk FTP	0,0113	0,0002	0,0012	15,8	3,26	2,70	397	1,48	1,3
Felt Vigdis	0,0008	0,0002	0,00004	19,7	2,1	1,6	575	1,55	8,8
Glitne	0,0017	0,0002	0,00004	4,95	0,33	0,08	35	0,61	
Grane	0,0014	0,0002	0,00001	4,75	1,70	1,02	155	2,54	3,1
Gullfaks A	0,0016	0,0001	0,00004	9,80	2,47	1,20	33	0,98	1,2
Gullfaks B	0,0014	0,0002	0,00004	9,01	0,87	0,25	22	1,26	1,2
Gullfaks C	0,0010	0,0001	0,0004	10,6	1,71	0,90	41	1,24	2,1
Gyda	0,0297	0,0009	0,00004	13,3	2,48	1,4	48	2,27	5,8
Heimdals			0,0006	139	40,81	23,29	314	2,58	0,6
Huldra	0,0015	0,0002	0,0005	23,6	7,93	14	116	1,44	3,5
Jotun A	0,0010	0,0009	0,00004	9,02	1,13	1,32	314	0,86	6,0
Oseberg A	0,0001	0,0001	0,00003	23,3	4,51	6,01	669	1,44	11,1
Oseberg C	0,0037	0,0001	0,00002	9,17	10,82	16,85	383	1,70	1,70
Oseberg Sør	0,0022	0,0001	0,00002	1,17	0,63	0,69	17	0,23	1,33
Oseberg Øst	0,0001	0,0001	0,00003	17,0	6,29	11,25	242	1,31	6,2
Petrojarl Varg	0,0086	0,0006	0,00002	16,4	2,38	3,10	135	0,61	8,22
Sleipner A	0,2100	0,0044	0,0001	18,9	1,71	3	271	0,62	12,4
Sleipner T	0,003	0,0002	0,00004	37,4	19,56	30	243	1,05	8,4
Snorre A	0,0008	0,0001	0,00004	12,9	1,47	1,14	297	1,36	3,7
Snorre B	0,0018	0,0003	0,00004	14,3	1,26	1,1	278	1,00	2,7
Statfjord A	0,0018	0,0001	0,00004	16,9	2,21	1,1	402	1,43	0,2
Statfjord B	0,0025	0,0001	0,00004	10,5	2,61	1,4	345	1,14	0,2
Statfjord C	0,0020	0,0001	0,00004	3,46	2,32	1,54	511	1,09	1,2
Tor	0,0290	0,0012	0,00006	4,27	1,44	2,27	157	0,68	6,4
Troll A	0,00004	0,0000	0,00004	2,03	0,69	0,38	31	0,53	0,5
Troll B	0,0001	0,0001	0,00002	6,29	0,22	0,01	6	0,85	8,37

Felt	Pb (mg/kg)	Cd (mg/kg)	Hg (mg/kg)	∑ BTEX (mg/kg)	∑ Alkylfenoler (mg/kg)	Fenol (mg/kg)	∑ Organiske syrer (mg/kg)	∑ PAH (mg/kg)	Radioaktivitet (Bq/l)
Troll C	0,0001	0,0002	0,00001	0,22	0,18	0,01	6	0,91	9,5
Ula	0,0253	0,0008	0,00008	21,7	1,82	0,75	50	3,42	11,9
Valhall	0,0030	0,0008	0,00008	11,5	0,52	0,12	1399	0,74	6,1
Veslefrikk B	0,0039	0,0001	0,00007	15,6	4,16	4,45	190	1,71	1,7
Visund	0,0013	0,0001	0,00006	18,2	5,02	6,5	444	1,54	6,7

**Tabell 9-4.** Mengder av naturlige organiske og uorganiske komponenter i produsert vann for felt (utslippspunkt) i Nordsjøen år 2005 (data fra EW).

Felt	Pb (kg)	Cd (kg)	Hg (kg)	∑ BTEX (tonn)	∑ Alkylfenoler (tonn)	Fenol (tonn)	∑ Organiske syrer (tonn)	∑ PAH (tonn)
Balder FPU	0,1	0,3	0,0	2,1	0,2	0,1	22,4	0,7
Brage	0,2	0,4	0,1	59,0	10,7	10,3	1410,4	4,3
Ekofisk J	3,9	0,4	2,9	84,4	18,0	8,7	1391,2	8,0
Ekofisk K	3,8	0,4	0,4	7,1	8,7	4,6	490,6	3,5
Eldfisk B	0,1	0,2	0,2	5,3	1,8	1,3	164,7	0,6
Eldfisk FTP	5,6	0,1	0,6	7,9	1,6	1,3	198,3	0,7
Glitne	0,5	0,1	0,0	1,5	0,1	0,0	10,7	0,2
Grane	0,2	0,0	0,0	0,7	0,3	0,2	23,3	0,4
Gullfaks A	14,4	0,8	0,4	88,2	22,2	10,8	296,9	8,8
Gullfaks B	19,0	2,0	0,5	122,0	11,8	3,4	297,9	17,1
Gullfaks C	9,1	0,9	3,6	96,3	15,5	8,2	372,4	11,3
Gyda	40,8	1,2	0,1	18,3	3,4	1,9	65,9	3,1
Heimdal			0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Huldra	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Jotun A	3,7	3,3	0,1	33,4	4,2	4,9	1161,0	3,2
Oseberg A	0,1	0,1	0,1	49,3	9,5	12,7	1415,8	3,0
Oseberg C	3,6	0,1	0,0	8,8	10,4	16,2	367,6	1,6
Oseberg Sør	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Oseberg Øst	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Petrojarl Varg	3,2	0,2	0,0	6,0	0,9	1,1	49,5	0,2
Sleipner A	24,4	0,5	0,0	2,2	0,2	0,3	31,5	0,1
Sleipner T	0,4	0,0	0,0	5,4	2,8	4,3	35,2	0,2
Snorre A	5,7	0,7	0,3	91,2	10,4	8,1	2099,1	9,6
Snorre B	0,5	0,1	0,0	3,8	0,3	0,3	74,7	0,3
Statfjord A	21,1	0,7	0,5	198,1	25,9	12,9	4711,1	16,8
Statfjord B	37,8	1,5	0,6	158,9	39,5	21,2	5220,7	17,3
Statfjord C	34,9	1,0	0,7	60,4	40,5	26,9	8917,8	19,0
Tor	5,1	0,2	0,0	0,8	0,3	0,4	27,7	0,1
Troll A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0
Troll B	0,5	1,1	0,2	68,2	2,4	0,1	65,1	9,2
Troll C	0,6	2,5	0,1	2,7	2,2	0,1	74,4	11,3
Ula	9,6	0,3	0,0	8,2	0,7	0,3	19,0	1,3
Valhall	1,2	0,3	0,0	4,7	0,2	0,0	569,2	0,3
Veslefrikk B	21,3	0,3	0,4	85,3	22,7	24,3	1038,4	9,3
Visund	0,6	0,0	0,0	8,3	2,3	3,0	202,0	0,7
<b>Sum</b>	<b>272</b>	<b>19,9</b>	<b>11,9</b>	<b>1288</b>	<b>270</b>	<b>188</b>	<b>30825</b>	<b>162</b>

### 9.3.2 Oppdatert kunnskapsstatus

En oppsummering av status på miljøkvalitet i vannsøylen ble utarbeidet for Samarbeidsgruppe Fiskerinæring og Oljeindustri<sup>1</sup> av DNV i 2006 (Haver og Nicolaysen 2006). Hovedkonklusjonene er som følger:

- Vannsøyleovervåking og annen forskning på effekter av utslipp på fisk og fiskebestander har slått fast at det så langt ikke er påvist direkte effekter av utslipp av produsert vann fra petroleumsvirksomhet på fiskebestander. Det finnes imidlertid noen få indikasjoner til eksponering på individnivå.
- Tilstandsovervåkingen, hvor fisk samles inn fra områder rundt utvalgte installasjoner på norsk sokkel og fra områder utenfor påvirkning fra olje- og gassinstallasjoner, har vist at fisk generelt ikke er påvirket av forurensing fra petroleumsvirksomheten. Det er kun unntaksvis funnet forhøyede verdier i enkeltorganismer.
- Effektovervåkingen, hvor fisk og blåskjell plasseres i bur på utvalgte stasjoner i ulike regioner, har vist få tegn til påvirkning fra forurensning fra utslipp av produsert vann. Det er ikke påvist effekter i de utvalgte biomarkørene hos fisk eksponert i bur i nærområdet til utslippene. I studier ved Statfjord B akkumulerte blåskjell PAH, hvor nivået av PAH fulgte den forventede kurven i forhold til avstand fra feltet. Generelt viser undersøkelsene at helsetilstanden til fisk er god.
- Det er kun gjennom laboratorieforsøk, hvor det har blitt benyttet relativt høye konsentrasjoner av de utvalgte miljøskadelige stoffene, at det har blitt påvist negative effekter som følge av eksponering av komponenter fra produsert vann. Dette er vurdert å kunne skade enkeltindivider, men ikke

til å gi effekter på bestandsnivå ut i fra dagens kunnskap.

- Selv om det så langt ikke er påvist direkte effekter av produsert vann på organismer som lever i vannsøylen, kan det ikke utelukkes at det kan være mulige effekter. De fleste studier som er utført, har belyst problemstillinger knyttet til sub-akutte effekter på organismene. Det er imidlertid enda ikke utført tilstrekkelige studier og forskning til å kunne utelukke langtidseffekter.

Produsert vann består av en rekke komponenter, både naturlige og tilsatte (ref kap 9.3.1), og det har både i forskning og miljøovervåking vært spesiell fokus mot enkelte komponenter. I delutredningen utarbeidet av IRIS i forbindelse med RKU Nordsjøen (Myhre et al 2006) er det gitt en mer detaljert oversikt over kunnskapsstatus generelt og med spesiell fokus på norsk forskning og miljøovervåking. Basert på dette er kunnskapsstatus for alkylfenoler og monoaromatiske hydrokarboner (BTEX) nærmere presentert nedenfor.

#### Alkylfenoler og BTEX

Med hensyn til alkylfenoler i produsert vann er det utført flere eksponeringsforsøk de siste årene. Dette for å belyse mulige reproduksjonseffekter fra alkylfenoler, særskilt med henblikk på torsk da dette er en bestand som har hatt en kraftig nedgang i Nordsjøen. Havforskningsinstituttet har fra 1997 til 2001 utført studier hvor torsk har blitt eksponert for alkylfenoler, med den hensikt å studere mulige østrogene (feminiserende) effekter (Meier *et al.* 2001). Torsk ble eksponert i ca. 4 måneder for ulike konsentrasjoner av et blandingsforhold med alkylfenoler (C4-C7) som ble blandet i føret. Nivå av hormoner, proteinet vitellogenin og gonadeutvikling ble blant annet undersøkt. Vitellogenin danner basis for eggeplommen i egg, og funn av vitellogenin i hannfisk tas som et tegn på forstyrrelser i den naturlige kjønnsutviklingen. Den laveste eksponeringskonsentrasjonen tilsvarte 5 ppb ( $\mu\text{g}/\text{kg}$  fiskevekt) for hver av de fire benyttede alkylfenolforbindelsene.

Resultatene viste blant annet reduserte østrogennivå i hunnfisk, reduserte testosteron-

<sup>1</sup> Samarbeidsgruppe bestående av Norges Fiskarlag, FHL Havbruk, Eksportutvalget for fisk og Oljeindustriens landsforening



nivå i hannfisk og vitellogenin i hannfisk i alle eksponeringsgruppene. Det ble også observert redusert gonadestørrelse og forsinket modning hos hunnfisk. Forsøkene har således vist at eksponering for alkylfenoler kan medføre endringer i hormonbalanse og kjønnsutvikling hos torsk. I et av Havforskningsinstituttets forsøk ble gytesuksess, eggkvalitet og larveoverlevelse undersøkt. Det ble ikke registrert noe unormalt for disse parametrene.

Sett i ett regionalt perspektiv med hovedfokus på effekter på bestandsnivå, ble det utført en miljørisikovurdering med hensyn på alkylfenoler og reproduksjonseffekter på bestandsnivå av torsk, sei og hyse i Nordsjøen (Myhre et al. 2004). Arbeidet ble basert på effektgrenser og dose/respons data fra Havforskningsinstituttet og Akvamiljø sine eksponeringsforsøk mht alkylfenoler. Prosjektet var et samarbeid mellom RF-Akvamiljø og Havforskningsinstituttet. Det konkluderte med at alkylfenoler i produsert vann-utslipp i Nordsjøen ikke utgjorde en risiko for reproduksjonseffekter på bestandsnivå av torsk, sei og hyse. Miljørisikovurderingene belyser kun effekter på populasjonsnivå og utelukker ikke effekter på individnivå i nærsonen rundt installasjonene.

Med tanke på de alvorlige effektene som er påvist i laboratorieforsøk er det fremdeles grunn til å ha fokus på alkylfenoler i produsert vann og mulige effekter som følge av utslippene i Nordsjøen. Det er nylig utført forsøk ved Havforskningsinstituttet som belyste effekter på tidlige livsstadier av torsk, hvor egg, plommesekkclarver og yngel ble eksponert for produsert vann fra Oseberg C. Konklusjonen er at det ikke ble målt effekter ved de konsentrasjoner som kan forventes etter utslipp ved Oseberg C.

Med hensyn til benzen, toluen, etylbenzen og xylen (BTEX) har det hovedsakelig blitt fokusert på akutte effekter og i mindre grad kroniske effekter i marint miljø. Det er kjent at BTEX er kreftfremkallende for pattedyr og man kan anta at dette også gjelder marine organismer uten at det finnes dokumentasjon på dette. BTEX er svært flyktige, lett løselige i vann og nedbrytes raskt. Halveringstiden for BTEX er 12 timer (Varskog, 1999) noe som

tilsier at stoffet raskt brytes ned etter utslipp til sjø.

Toksisiteten til BTEX er først og fremst kortvarig. Grenseverdien som ligger til grunn for Predicted No Effect Concentration (PNEC) brukt i EIF beregningene (Johnsen et al. 2000) er hentet fra et effektstudie på larvestadier til krabbe (*Cancer magister*) (Caldwell et al. 1977). EC50 verdien er i dette arbeidet oppgitt til 0,17 mg/l. Denne verdien er representativ for problemstillingen rundt konsekvenser av produsert vann da det er utført med en marin organisme i et særskilt sårbart stadium.

Gjennomsnittskonsentrasjonen av BTEX i de dataene som ligger til grunn for EIF beregningene i RKU Nordsjøen er om lag 10 mg/l. Det betyr at en fortykning på 1:60 av denne konsentrasjonen gir en konsentrasjon som er lavere enn EC50 verdien for akutt toksisitet. I EIF sammenheng blir det brukt en faktor på 10 for å få en PNEC som er mer økologisk relevant. Dette innebærer at en fortykning på 1:600 må til for å oppnå konsentrasjoner lavere enn PNEC-verdien for BTEX.

Den raske nedbrytningen kombinert med flyktigheten og fortykningen gjør at det i hovedsak er i nærsonen til utslippet at en kan forvente miljøskade. Kroniske effekter betinger normalt lengre eksponeringstid, det vil si at det kun er organismer i den umiddelbare nærheten av utslippet som vil kunne få slike effekter, men disse forholdene er lite studert. En relevant problemstilling er hvorvidt akutt og kortvarig eksponering til BTEX vil kunne føre til senskade hos de organismene som befinner seg i nærsonen.

### 9.3.3 Resultater fra miljøovervåking av vannsøylen

Tilstandsovervåkingen har vist at det generelt er meget lave konsentrasjoner av forurensning i fisk i Nordsjøen (Haver og Nicolaysen 2006, OLF 2006). Det er analysert etter komponenter i utslipp fra petroleumsindustrien i viltlevende fisk og fisk og blåskjell som er satt ut i bur rundt ulike installasjoner. Det lave nivået i fisk knyttes til at fortykningen av komponentene er stor, og i burforsøkene har det vist seg i enkelte tilfeller vanskelig å treffe

utslippsplumen av produsert vann i tilstrekkelig grad og i høy nok konsentrasjon, til å kunne måle noen nivåøkning. Dessuten har fisk evne til å bryte ned forurensningskomponenter og nivået vil dermed avta dersom de ikke utsettes for en kontinuerlig tilførsel. Det er først og fremst PAH som har vist seg egnet til å spore fortyningen av produsert vann utslipp til sjø. Målingene avslører en avtagende konsentrasjonsgradient bort fra utslippet, men økt konsentrasjon av PAH-forbindelser er blitt målt ut til 10 km fra de største utslippene av produsert vann.

Effektmålingene av produsert vann utslipp blir utført for å undersøke om utslippene og de målte konsentrasjonene har effekter på organismer i vannsøylen. Effektmålingene har i stor grad gjenspeilt de kjemiske resultatene fra tilstandsovervåkingen (Haver og Nicolaysen 2006, OLF 2006). Lave konsentrasjoner gir små påviselige effekter og skader på organismene. I tillegg har det vært vanskelig å finne referanseområder som er helt uforurenset og uten tilsvarende biologiske effekter som rundt installasjonene. I feltundersøkelser er det analysert og sett etter endringer i celler, enzym og gener (biomarkører) i naturlige fiskebestander og organismer som er satt ut i bur rundt installasjoner. Det er påvist økte konsentrasjoner av komponenter som dannes i fisk under nedbrytning av PAH. Det er i ett feltforsøk funnet økt nivå av genskader i huselever (hepatisk DNA adducter) ved Tampen og Sleipner. Det undersøkes videre om dette kan skyldes hysens mulige kontakt med forurenset sjøbunn. Effektmålingene er i kontinuerlig utvikling og forbedring, og det arbeides med både program for undersøkelsene, og hvilke måleparametre

(biomarkører) som er best egnet for bruk. Hylland *et. al.* (2006) gir en oversikt over kunnskapsstatus og egnethet for ulike biologiske effektmålinger.

Undersøkelsene av biologiske effekter på organismer i vannsøylen offshore, er fulgt opp med mange laboratorieeksperimenter. I disse forsøkene blir organismer eksponert for produsert vann eller enkeltkomponenter i utslippene i ulike konsentrasjoner. Dette brukes for å undersøke effektene kjemikaliene har på organismene både med hensyn til skadepotensialet for de ulike stoffene og også hvilken konsentrasjon som gir skader.

Det arbeides også videre med å kartlegge om og eventuelt hvilke økologiske effekter utslippene kan ha på populasjonsnivå av fiskebestander offshore.

### 9.3.4 Kjemikaliebruk og -utslipp

Det benyttes en rekke kjemikalier tilknyttet produksjon, fra tilsetninger i injeksjon, brønnstrøm, prosess eller før rørekspert, med mer. Både typer og mengder avhenger av produksjonstype og væskesammensetning på det enkelte felt.

Basert på innrapporteringen i EW 2005 er det i tabell 9-5 presentert aggregerte mengder av forbruk og utslipp av kjemikalier innen ulike funksjoner og bruksområder. Som oversikten viser er hovedmengden kategorisert som grønn og gul, med det brukes fremdeles en del røde kjemikalier. Utslippet av disse er imidlertid betydelig redusert gjennom nullutslippsarbeidet. Det samme gjelder for svarte kjemikalier, som kun benyttes unntaksvis og med minimale utslipp.

**Tabell 9-5.** Forbruk og utslipp av produksjonsrelaterte kjemikalier (tonn) samlet for felt i Nordsjøen i 2005 (data fra EW).

Bruks- område	Funksjon	Grønn		Gul		Rød		Svart	
		Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp
Gassbehand- lingskjemikalier	CO2 fjerner	0	0	0	0	85	8	0	0
	Gasstørkekjemikalier	286	0	2206	1386	0	0	0	0
	H2S fjerner	2651	2075	3540	2835	0	0	0	0
	Hydrathemmer	4247	3274	800	641	0	0	0	0
	Korrosjonshemmer	0	0	0	0	0	0	0	0
	Skumdreper	7	0	0	0	33	0	0	0
	Andre	73	43	73	43	0	0	0	0
Hjelpekjemikalier	Avleiringshemmer	173	113	35	25	0	0	0	0
	Biosid	93	85	127	50	3	0	0	0
	Brannslukke- kjemikalier (AFFF)	0	0	0	0	0	0	0	0
	Flokkulant	1	0	0	0	0	0	0	0
	Frostvæske	210	188	63	58	0	0	0	0
	Gasstørke- kjemikalier	0	0	13	0	0	0	0	0
	Gjengefett	0	0	0	0	0	0	1	1
	H2S fjerner	6	1	2	1	0	0	0	0
	Hydrathemmer	63	60	1	1	0	0	0	0
	Hydraulikkvæske	238	227	62	53	13	7	2	1
	Korrosjonshemmer	19	10	4	4	0	0	0	0
	O2 fjerner	1	0	0	0	0	0	0	0
	pH regulerende kjemikalier	3	2	0	0	0	0	0	0
	Skumdemper	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vannbehand- lingskjemikalier	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vaske og rensemidler	660	379	147	87	0	0	0	0
	Viskositetsendrende kjemikalier	4	0	19	0	0	0	0	0
	Voksinhibitor	0	0	0	0	18	0	0	0
	Andre	17	10	3	2	0	0	0	0
Injeksjonskjemikalier	Avleiringshemmere	105	0	56	0	0	0	0	0
	Biosid	7209	124	795	34	34	0	0	0
	Flokkulant	98	6	0	0	0	0	0	0
	Friksjonsred- userende kjemikalier	46	0	217	0	252	0	0	0
	Hydrathemmer	270	0	0	0	0	0	0	0
	Korrosjonshemmer	56	0	205	0	0	0	0	0
	O2 fjerner	1237	102	0	0	0	0	0	0
	Skumdemper	88	1	90	1	10	0	0	0
	Vannbehand- lingskjemikalier	1	0	0	0	0	0	0	0
	Vaske og rensemidler	3	0	0	0	0	0	0	0

Bruks- område	Funksjon	Grønn		Gul		Rød		Svart	
		Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp	Forbruk	Utslipp
	Vekststoff og uorganiske kjemikalier	298	168	0	0	0	0	0	0
	Viskositetsendrende kjemikalier	5	0	4	0	0	0	0	0
	Andre	116	46	0	0	0	0	0	0
Kjemikalier fra andre produktjonssteder	Avleiringshemmer	0	25	0	22	0	0	0	0
	Biosid	0	16	0	5	0	0	0	0
	Emulsjonsbryter	0	0	9	3	6	2	0	0
	H2S fjerner	0	146	0	209	0	0	0	0
	Hydrathemmer	336	521	0	0	0	0	0	0
	Korrosjonshemmer	27	128	26	21	0	0	0	0
	Skumdemper	0	0	0	0	0	0	0	0
	Voksinhibitor	0	27	14	13	1	3	0	0
Kjemikalier som tilsettes eksportstrømmen	Avleiringshemmer	11	0	8	0	0	0	0	0
	Biosid	55	0	44	0	0	0	0	0
	Dispergeringsmidler	0	0	10	0	35	0	0	0
	Friksjonsreduerende kjemikalier	341	0	43	0	112	0	3	0
	H2S fjerner	54	0	27	0	0	0	0	0
	Hydrathemmer	612	0	0	0	0	0	0	0
	Korrosjonshemmer	662	0	443	0	8	0	1	0
	pH regulerende kjemikalier	3316	0	0	0	0	0	0	0
	Vaske og rensmidler	0	0	6	0	0	0	0	0
	Voksinhibitor	27	0	119	0	38	0	0	0
	Andre	0	0	19	0	0	0	0	0
Produksjonskjemikalier	Avleiringshemmer	3337	2494	1490	1040	0	0	0	0
	Biosid	24	13	15	8	0	0	0	0
	Emulsjonsbryter	66	6	1674	69	470	4	39	0
	Flokkulant	782	271	170	35	0	0	0	0
	Hydrathemmer	6283	2466	0	0	0	0	0	0
	Korrosjonshemmer	1692	1461	1460	321	23	2	0	0
	Skumdemper	0	0	313	1	225	1	0	0
	Voksinhibitor	0	0	28	0	14	0	0	0
Andre	73	73	318	50	0	0	0	0	
Rørledningskjemikalier	Biosid	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fargestoff	0	0	0	0	0	0	0	0
	Frostvæske	117	12	0	0	0	0	0	0
	Hydrathemmer	908	705	0	0	0	0	0	0
	O2 fjerner	3	2	0	0	0	0	0	0
	Andre	18	0	0	0	0	0	0	0
<b>SUM</b>		<b>37 000</b>	<b>15 000</b>	<b>14 700</b>	<b>7 000</b>	<b>1 380</b>	<b>27</b>	<b>46</b>	<b>2</b>

### 9.3.5 EIF beregninger

#### Forutsetninger

Environmental Impact Factor (EIF) metodikken er primært utviklet for at oljeselskapene skal kunne identifisere de komponentene i utslippene som har potensielt størst miljøeffekt, og hvilke tiltak på de ulike installasjonene som gir størst nytteeffekt miljømessig. EIF metodikken gir dermed ikke et direkte mål på forventet skadeeffekt i miljøet, men vil kunne bidra til å gi et bilde av den potensielle miljørisikoen utslippene representerer. EIF metodikken benyttes derfor i kombinasjon med andre vurderinger (biologiske ressurser, studier på lokale og relevante arter, valideringsstudier etc.).

EIF danner grunnlaget for en kunnskapsbasert videreutvikling av miljørisikoanalyser. Det er imidlertid fortsatt forbedringsmuligheter. EIF faktoren slik den beregnes i dag, tar hensyn til faktorer som bestemmer skjebnen til komponentene, som bl.a. fortykning, fordampning, nedbrytning, vind og strømforhold i resipienten.

En svakhet med PEC/PNEC tilnærmingen er at bioakkumulerings- og biokonsentreringspotensial ikke blir godt nok tatt hensyn til.

Bioakkumulering og biologisk nedbrytning er ivaretatt i EIF beregninger ved at enkeltkomponenter tillegges en vektingsfaktor. "Body burden" er i en rekke eksperimenter vist, inntil en viss grense, å øke lineært med eksponeringskonsentrasjonen. Dette gjelder både vannløste forbindelser og ved eksponering for olje i vann emulsjoner med samme partikkelstørrelse. Avvik fra denne regelen gjelder stoffer som assosierer seg lett med fett/olje dvs. n-oktanol-vann fordelingskoeffesienten  $K_{ow} > ca\ 6-7$ . Dette er forhold som kan medvirke til at EIF, slik den beregnes i dag med forutsetning om at alt er vannløst og biotilgjengelig, er en meget konservativ tilnærmelse.

Et annet vesentlig aspekt ved EIF metodikken er at miljørisikoen kun kommer til uttrykk ved

forholdet mellom eksponeringskonsentrasjon i toksisitetstester og de effekter som er blitt målt i de samme testene. Begrensede effektdata for de mange svært evolusjonmessig forskjellige marine organismene og forhold vedrørende stoffers synergistiske og antagonistiske virkning krever et ekstra føre-var-skjønn når en bruker EIF til miljørisikovurdering.

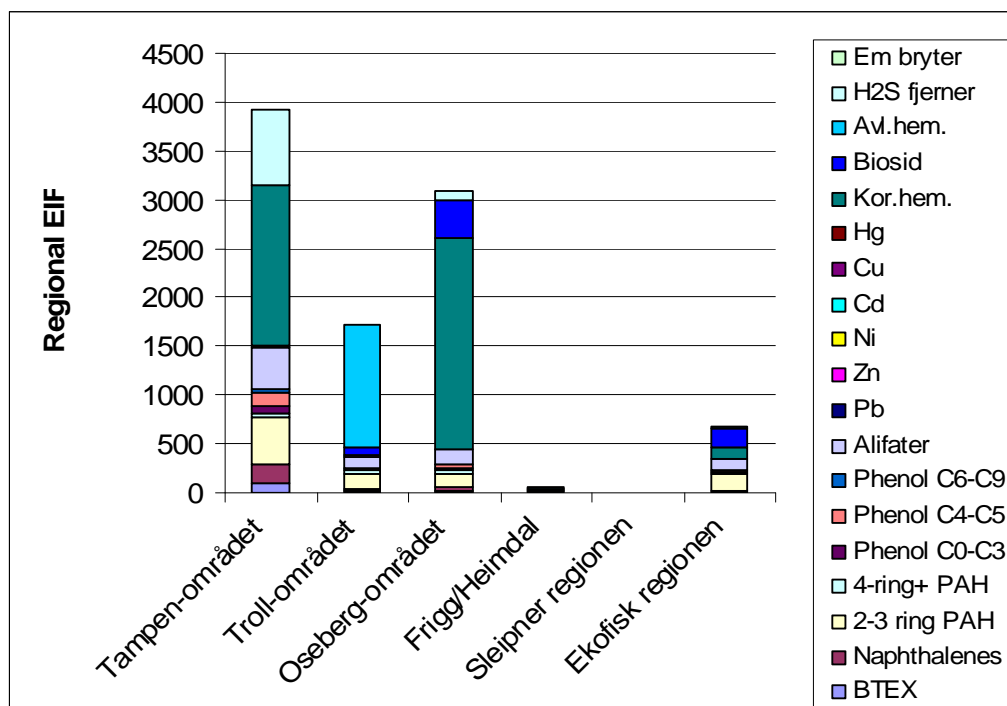
EIF beregningene baserer seg på fortykningsforhold gitt ved strømbildet i mai måned. Dette er konservativt ut fra at vannmassene på denne tiden er roligst og at eksponeringskonsentrasjonene da vil være høyest.

Grunnlaget for EIF/miljørisikoberegningene i DREAM er data på akutte og kroniske effekter for de mest sensitive ferskvanns- og saltvannsorganismer som det finnes data på i litteraturen. Inkluderingen av sikkerhetsfaktorer søker å bøte på kunnskapsmangelen og er viktige for dette formålet, men anvendelsen av dem vil også av kunnskapsmessige begrensninger være forbundet med usikkerhet.

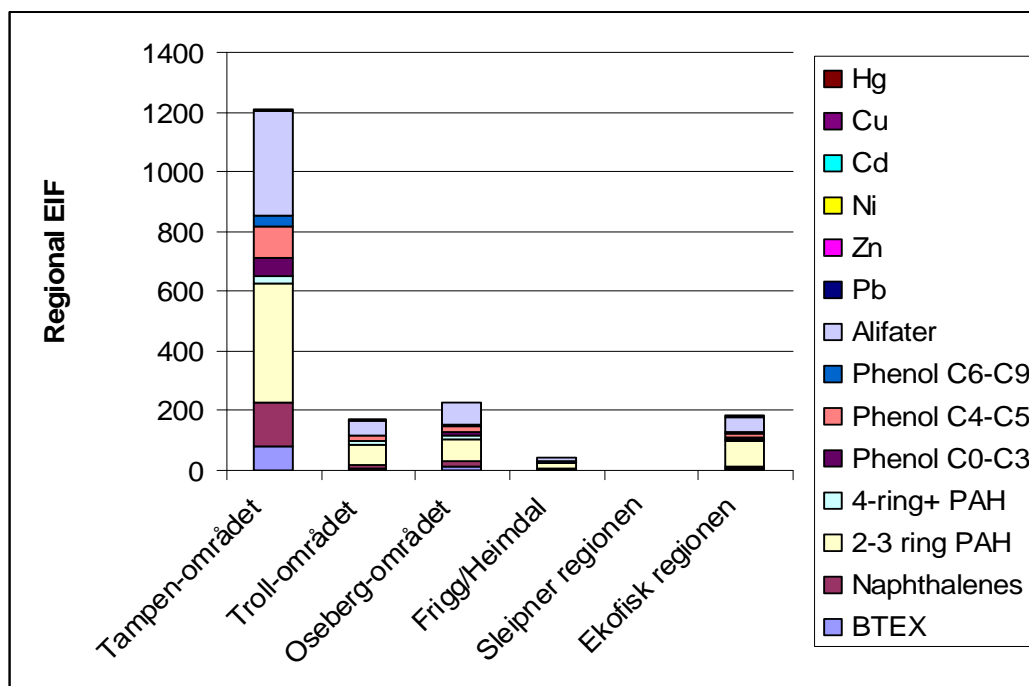
Status er at EIF per i dag fortsatt i en rekke tilfeller (for en rekke prosesskjemikalier) baserer seg på akutte giftighetsverdier. Disse kjemikalierne er et eksempel på hvor maksimum sikkerhetsfaktor (1000) benyttes i miljørisikoberegningene. For å øke kunnskapen om langtidseffekter er det for noen kjemikalier (høyt bidrag til EIF) gjennomført kroniske studier på krepsdyr og fisk. Dette gjelder blant annet en rekke korrosjonshemmere og  $H_2S$ -fjernere.

#### Resultater av EIF simuleringer

Produksjonskjemikalierne representerer det største bidraget til risiko i form av EIF, Nordsjøen sett under ett. Av disse er korrosjonshemmere klart den kjemikaliegruppen som bidrar mest. Andre kjemikaliegrupper, slik som  $H_2S$  fjernere, biosider og avleiringshemmerne, har også store risikobidrag sammenliknet med de naturlige komponentene (figur 9-11).



Figur 9-11. Oppsummering av de regionale EIF verdiene pr region med produksjonskjemikalier 2005.



Figur 9-12. Oppsummering av de regionale EIF verdiene pr region. Data for 2005 uten produksjonskjemikalier.

Av de naturlige komponentene skiller alifatiske hydrokarboner og PAH-forbindelsene seg ut som de som bidrar mest til risikobildet. Av PAH er det i hovedsak de lette forbindelsene 2-3 ringer som bidrar mest til miljørisiko (figur 9-11).

Utslippene av produsert vann i Nordsjøen vil i følge prognosene øke med en topp i utslippsmengde år 2011. På bakgrunn av dette er det gjennomført regionale EIF simuleringer for år 2011.

Det er planer om vesentlige tiltak for å redusere EIF verdiene, og substitusjon og redusert bruk av produksjonskjemikalier er blant de viktigste tiltakene. For simuleringene er det blitt tilgjengeliggjort data for estimert utslippsmengde, komposisjon mht naturlige komponenter samt produksjonskjemikalier. Usikkerheten i estimatene for utslipp av produksjonskjemikalier for 2011 er imidlertid så stor at det ikke er funnet tilrådelig å legge vekt på disse tallene. Årsaken til denne usikkerheten er at selskapene har ulik tilnærming til hvordan målsetningen om reduksjon av kjemikaliebruk vil gjøre seg gjeldende på konsentrasjonsnivå av kjemikaliene i utslippene.

Kjemikaliene bidrar i så stor grad til EIF-verdien at en liten usikkerhet vil medføre store endringer i EIF som vil overskygge endringene i utslippsmengde. Det er derfor gjennomført simuleringer med og uten produksjonskjemikalier. Konklusjonene er i hovedsak basert på simuleringene uten produksjonskjemikalier. Som vist i figur 9-13 så øker EIF i Nordsjøen totalt sett fra 1832 i 2005 til 2181 i 2011 basert på simuleringer med kun naturlige komponenter. Dette er en økning på 20 %, og skyldes som i hovedsak økningen i volum produsert vann. Det er i hovedsak Tampen som øker mest, Frigg-Heimdalen regionen øker også noe. De andre områdene har tilnærmet lik EIF eller redusert EIF. I tallene som ligger til grunn for 2011-beregningene er det tatt hensyn til implementering av renseteknologi, endring i utslipp av produsert vann som følge av økte utslipp og økt grad av reinjeksjon. Dette korrelerer bra med endringene i utslippsmengdene i de ulike områdene.

Det er gjennomført simuleringer inkludert estimatene for produksjonskjemikalier i 2011. Som vist i figur 9-14 så øker EIF fra 9481 til 11038 totalt for Nordsjøen, dette er en økning på 16 %. Tallene er svært usikre, og som vist i figuren, har alle andre områder i Nordsjøen en kraftig reduksjon i EIF bortsett fra Tampen NV. Årsaken til denne usikkerheten er diskutert ovenfor.

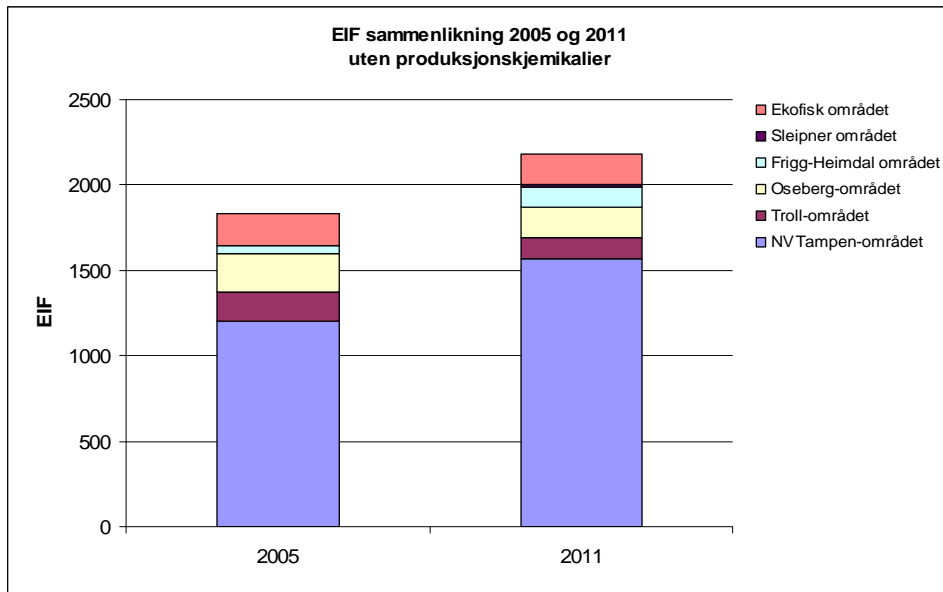
Simuleringene hvor produksjonskjemikaliene er inkludert har en mindre prosentvis økning enn simuleringene basert på naturlige komponenter. Dette tilsier at risikobidraget uttrykt som EIF fra produksjonskjemikalier vil bli redusert mot 2011. Årsaken til dette er at selskapene har en meget klar politikk mht. reduksjon i utslipp av produksjonskjemikalier samt substitusjonspolitikken mht. de mest miljøfarlige kjemikaliene.

#### Bidrag fra utenlandsk sektor

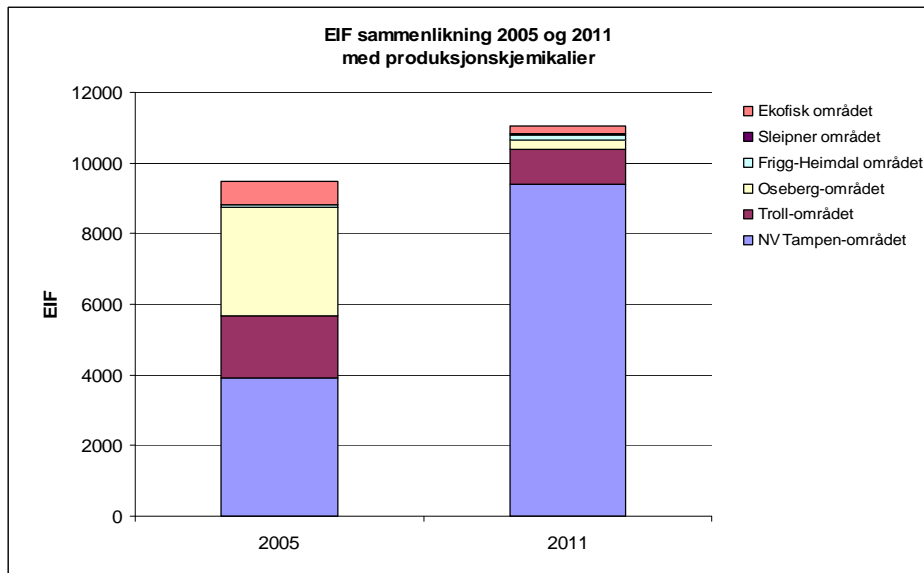
For å vurdere et eventuelt bidrag til miljørisiko fra utenlandsk sektor er det utført regionvise simuleringer av utslippene i norsk sektor (uten produksjonskjemikalier) samt de samme installasjonene inkludert utslipp på britisk og dansk side. Ved å se på de regionsvise risikokartene er det vurdert hvorvidt utslipp på britisk og dansk side medfører risiko uttrykt som EIF i norsk sektor. Videre er det utført en kvalitativ vurdering av om utslippene fra britisk og dansk sektor medfører en økt bakgrunnskonsentrasjon i norsk sektor.

Det er viktig å presisere at dette ikke kan erstatte en risikovurdering av hvorvidt utslipp av produsert vann i britisk og dansk sektor har miljøeffekter i norske sektor. Men, simuleringene gir et bilde av i hvilken grad utslippene bør tas med i regionale EIF beregninger i fremtiden.

Simuleringene viser at med unntak av Murchinson vest for Tampen området (Figur 9-15), er det ikke påvist at utenlandske utslipp i seg selv medfører en miljørisiko uttrykt som EIF (rød farge) i norsk sektor. Det er likevel vist at det i alle regionene, med unntak av Troll regionen, er spredning av produsert vann over til norsk sektor i større eller mindre grad. Dette er på miljørisikokartene uttrykt ved gul og grønn farge. Dette er ikke et risikobidrag i seg selv, men det indikerer at vi ikke kan utelukke at utslipp av produsert vann fra utenlandske installasjoner øker bakgrunnskonsentrasjonen i norsk sektor og det særskilt i Tampen området.

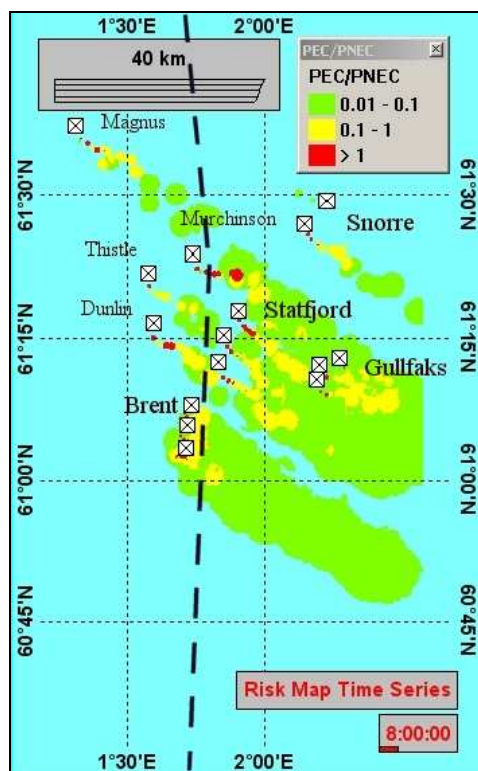


Figur 9-13. EIF for Nordsjøen basert på utslippsdata uten produksjonskjemikalier for 2005 og 2011.

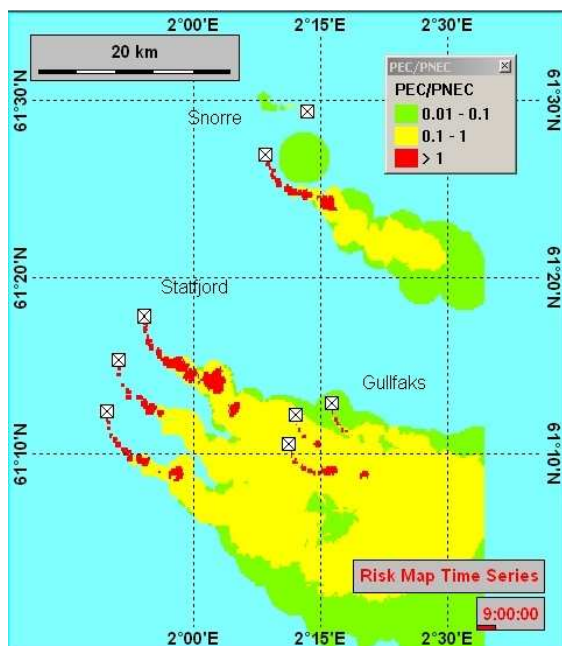


Figur 9-14. EIF for Nordsjøen basert på utslippsdata med produksjonskjemikalier for 2005 og 2011.





**Figur 9-15.** Kart over NV Tampen området inklusive installasjoner med produsert vann utslipp i UK sektor innenfor 15 km fra delelinjen. Risikobidrag (EIF verdi) er vist med rød farge. Delelinjen er ikke koordinatfestet og følgelig kun indikativ. Datagrunnlaget er utslippstall fra 2005 uten produksjonskjemikalier. Kilde: IRIS 2006.

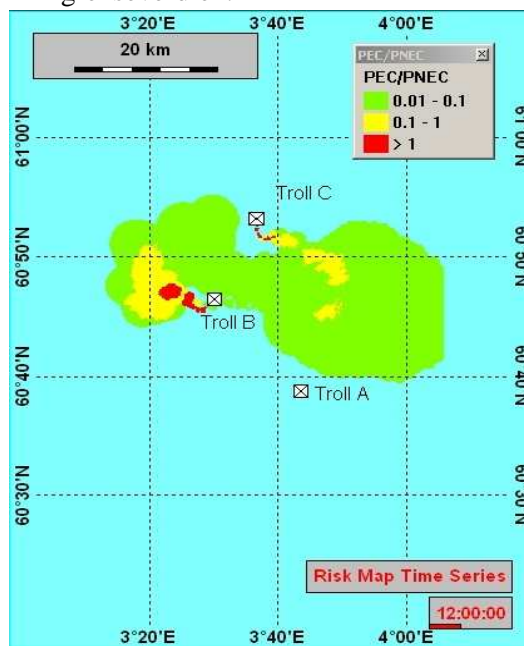


**Figur 9-16.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Tampen NV. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.

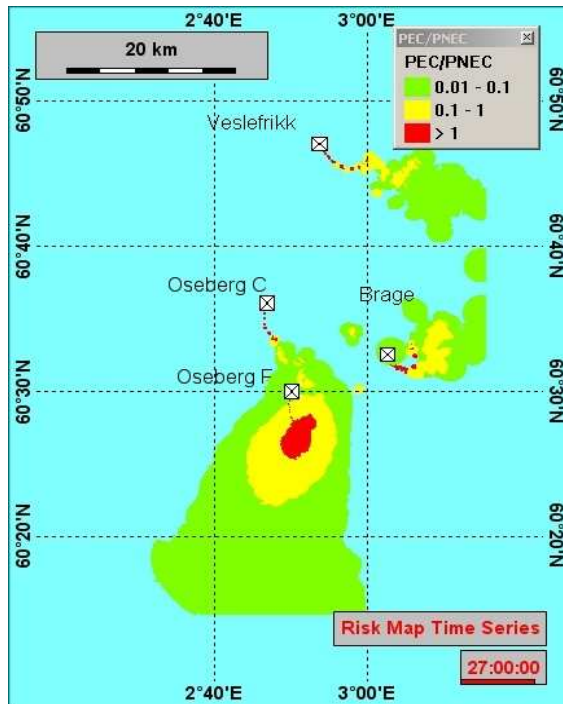
### Miljørisikovurdering

Regionale risikovurderinger basert på EIF alene er ikke tilrådelig, men det gir et inntrykk av hvordan ulike kilder hver for seg og samlet bidrar til miljørisikobildet og i hvilke områder det er mest sannsynlig at utslipp kan ha konsekvenser. EIF verdien gir et bilde av risikoen vurdert for et samlet utslipp, men er ikke et kvantitativt uttrykk for omfanget eller alvorligheten av en effekt. EIF gir i utgangspunktet et konservativt bilde av miljørisikoen, og bør derfor brukes med skjønn.

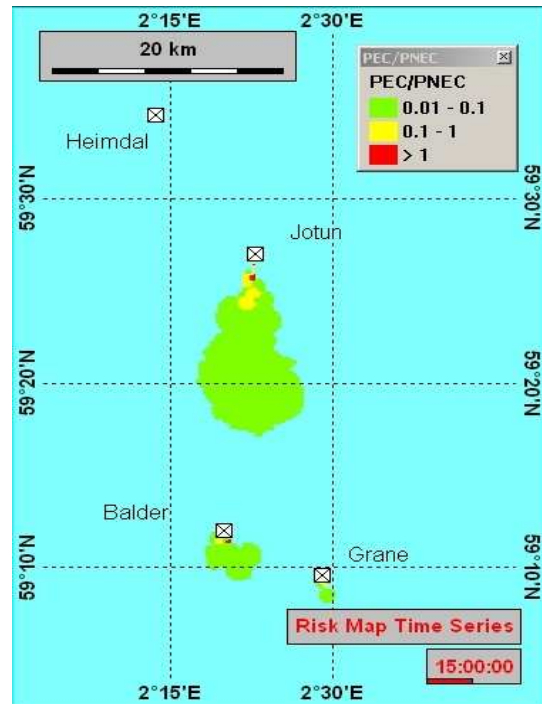
Figurene 9-16 til 9-22 viser resultatet fra simuleringene av de ulike del områdene. Disse risikokartene er basert på simuleringer med 2005 data inkludert produksjonskjemikalier. Det er ikke inkludert utslipp fra utenlandsk sektor i disse vurderingene. Følgelig kan simuleringene sammenliknes med de ordinære EIF vurderingene som gjennomføres for de enkelte felt. Simuleringene blir kjørt for en periode på 30 dager og det tidspunktet som gir største risiko i denne perioden er illustrert. Områder som bidrar med miljørisiko hvor  $PEC/PNEC > 1$  er merket med rødt. Områder merket med gult og grønt er tatt med for å belyse spredningsretning selv om dette ikke er områder med risikobidrag utover denne grenseverdien.



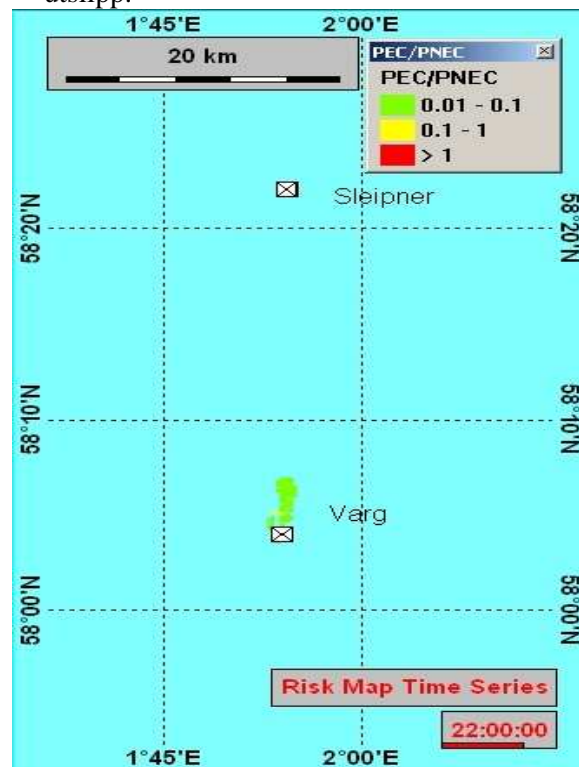
**Figur 9-17.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Troll. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.



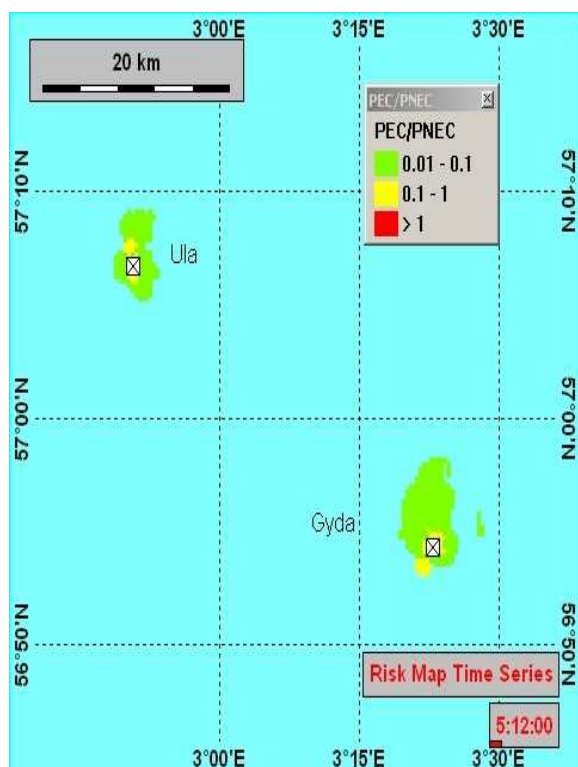
**Figur 9-18.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Oseberg. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.



**Figur 9-19.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Frigg/Heimdal. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.

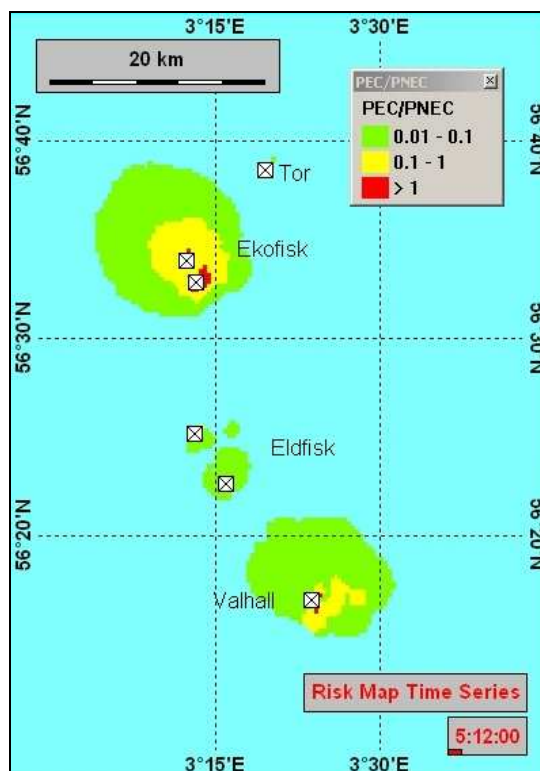


**Figur 9-20.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Sleipner. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.



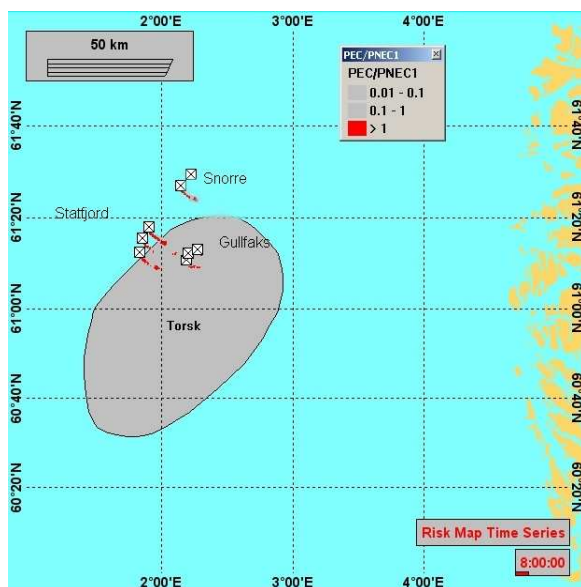
**Figur 9-21.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Ekofisk, nordlig del. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.

Modellresultatene viste at vannvolumet hvor en ikke kan utelukke potensielle skadelige effekter på marine organismer er begrenset til nærområdet til utslippspunktene, med unntak av Tampen NV hvor området strekker seg opptil 15 km nedstrøms utslippspunktene, samt Troll B og Oseberg F som har et miljørisiko-område som strekker seg rundt 10 km fra utslippet.

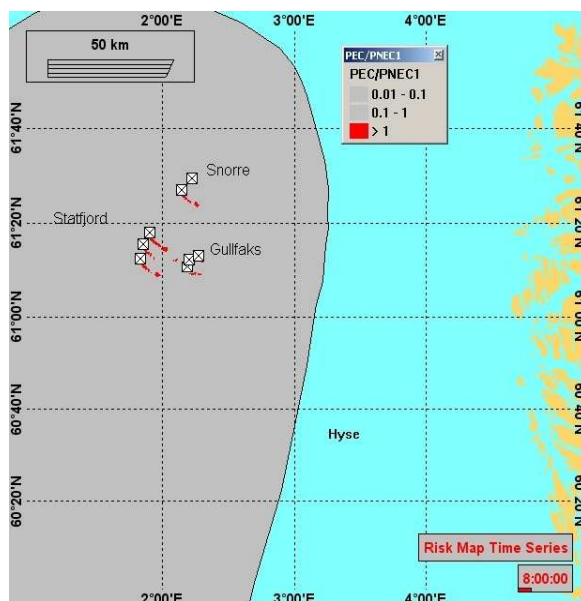


**Figur 9-22.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for Ekofisk, sørlig del. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp.

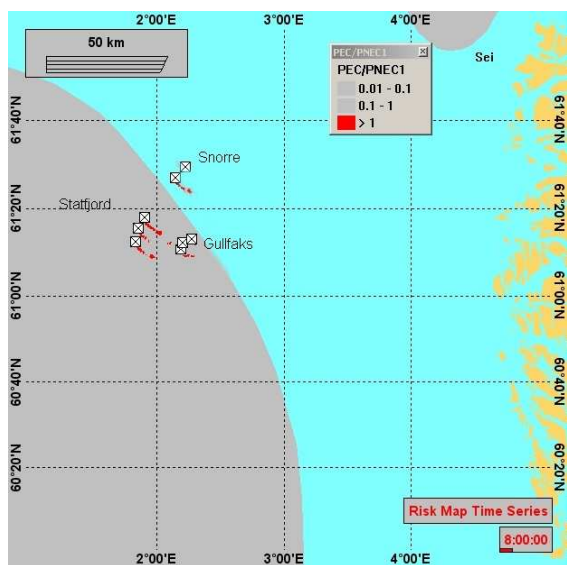
Vurdering av hvor alvorlig dette vil være kan gjøres i sammenheng med tilstedeværelsen av de mest aktuelle organismene. I figurene under (9-23 til 9-26) vises gyteområdene i nordlige del av Nordsjøen for noen av våre kommersielt utnyttede fiskeslag (kilde MRDB) sammen med risiko uttrykt som EIF. Fokuset er på Tampen NV området da installasjonene her har de klart største utslippene, samt at både torsk, hyse, sei og øyepål har gyteområder her.



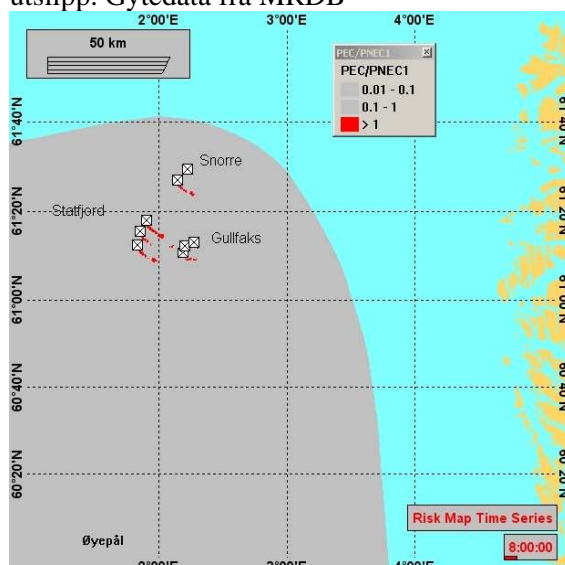
**Figur 9-23.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for delområde Tampen NV med gyteområder for Torsk. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp. Gytedata fra MRDB



**Figur 9-24.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for delområde Tampen NV med gyteområder for Hyse. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp. Gytedata fra MRDB



**Figur 9-25.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for delområde Tampen NV med gyteområder for Sei. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp. Gytedata fra MRDB



**Figur 9-26.** Miljørisiko for utslipp av produsert vann for delområde Tampen NV med gyteområder for Øyepål. Datagrunnlaget er 2005 med produksjonskjemikalier uten utenlandske utslipp. Gytedata fra MRDB

I Tampen NV området vil gyteproduktene (egg og larver) følge delvis passivt havstrømmene og således kunne bli eksponert for produsert vann i en lengre tidsperiode. Med hensyn til konsekvensvurderingen så er det viktig å poengtere at det ikke er påvist effekter i felt av produsert vann på egg eller larver. Men, overlapp mellom risikoområde og gytefelt

tilsier at mulige effekter ikke kan utelukkes for deler av gyteproduktene.

Gyteområdene er veldig grovt anslått, og angir kun at de ulike fiskeartene gyter innenfor disse områdene, men ikke nøyaktig hvor. Det er årsvariasjoner mht hvor i disse områdene fisken gyter slik at det er vanskelig å kvantifisere en miljørisiko som følge av

sammenlikning med overlapp av EIF områder og gytefeltene.

At EIF er større enn 1 sier ikke nødvendigvis at det er en effekt, og likeledes kan man ikke fullstendig utelukke at det kan være effekter i områder hvor EIF er mindre enn 1. En sammenlikning gir imidlertid en indikasjon av størrelsen på gyteområdene i forhold til størrelsen av de områdene der utslipp av produsert vann representerer en miljørisiko i henhold til EIF-beregningene.

Med bakgrunn i beregninger av risiko uttrykt som EIF er det vurdert hvorvidt risikoen knyttet til utslipp til sjø har økt siden forrige konsekvensutredning som baserte seg på utslippstall fra 1996. I RKU Nordsjøen 1999 viste simuleringene ingen risiko uttrykt som EIF.

Det er flere årsaker til at simuleringer med dagens simuleringeverktøy resulterer i større områder med risiko uttrykt som EIF. Noe kan tilskrives utviklingen av verktøyet, samt økt mengde produsert vann utslipp (80 mill i 1996 mot 147 mill m<sup>3</sup>/år i 2005).

I beregningene for 1996 ble det kun simulert for 7 kjemikaliegrupper som representerte de naturlige komponentene, mot 14 grupper i dagens verktøy. Simuleringene som ligger til grunn for risikokartene i denne utredningen inkluderer produksjonskjemikalier. I vurderingen for 1996 ble produksjonskjemikalier simulert og diskutert separat. Grenseverdiene for enkeltkomponentene i simuleringene (PNEC) kan ikke direkte sammenliknes med simuleringene for 1996 da inndelingen er ulik, men PNEC-verdiene som brukes i dag er gjennomgående mer konservative enn de som lå til grunn for beregningene i forrige RKU.

Konklusjonen er at EIF beregningene utført i 1996 og 2005 ikke er sammenlignbare, da forutsetningene for beregningene er så vidt forskjellige. En vurdering av økning i risikopotensialet må derfor gjøres med hensyn på endring av utslippsmengde og konsentrasjon av de enkelte komponentene. En del konklusjoner er likevel de samme. Det er Nordsjøen nord (Tampen/Troll/Oseberg) som

står for de største utslippene av produsert vann og følgelig har dette området størst risiko uttrykt som EIF (93 % av den totale risiko uttrykt som EIF). Dette er også et område hvor flere fiskeslag har gyteområder, slik at gyteprodukter kan bli eksponert for produsert vann.

I laboratorieforsøk ved Havforskningsinstituttet (in prep) er det påvist effekter på larver og egg fra produsert vann som tilsier at mulige konsekvenser ikke kan utelukkes. Disse effektene er vist ved eksponering til produsert vann som representerer nærsonen til utslippene (jfr. HI presentasjon ved Offshore miljøforum 2006). I den sammenheng er det viktig å påpeke at dette ikke er data fra reelle undersøkelser i Nordsjøen, men kun laboratorieforsøk.

## Referanser

Ambio, 2006. Delutredning RKU Nordsjøen. Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen, samt sjøfugl", Ambio rapport 20137-1.

Botnen, H., Heggøy, E., Johannessen, P., Johansen, P-O., Vassenden, G. 2004. Environmental monitoring survey of oil and gas fields in Region II, 2003. Rapport. UNIFOB, Seksjon for anvendt miljøforskning (SAM). Bergen, mars 2004.

Caldwell, R.S., Calderone, E.M., Mallon, M.H. 1977. Effects of seawater-soluble fraction of cook inlet crude oil and its major aromatic components on larval stages of dungness crab (Cancer magister) Dana. Proc. Symp. Fate Eff. Pet. Hydrocarbons Mar. Ecosy. Org., Chapter 22, 210.

Carroll et al. 2000. Environmental status of the Norwegian offshore sector based on the petroleum regional monitoring programme, 1996-1998. Akvaplan-niva, Rapport nr 411.1777.03

Haver, K. & Nicolaysen, P. 2006. Miljøkvalitet i vannsøylen - status. Rapport til samarbeidsgruppe fiskerinæring og

oljeindustri. Det Norske Veritas. DNV rapport 2005-4039, rev. 1, 2006. 14 s.

Hylland, K., Ruus, A., Børseth, J.F., Bechmann, R., Barsiene, J., Grung, M., Tollefsen, K.-E., Myhre, L.P. 2006. Biomarkers in Monitoring – a review. NIVA og IRIS rapport. NIVA rapport nr. 5205-2006. 106s.

Jensen, T. 2004. Cutting Piles – Area contaminated with THC. Rapport for OLF. Det Norske Veritas. DNV rapport nr 2004-0492.

Jensen, T., Bakke, S.M., Gjøs, N., Oreld, F. & Nøland S.A. 1997. Environmental monitoring at the Tampen (Region IV). DNV Rapport nr 97-3248.

Jensen, T., Gjøs, N., Nøland S.A., Oreld, F., Møskeland, T., Bakke, S.M., & Faksnes, G. 2000. Environmental monitoring 1999, Region I-Ekofisk. DNV Rapport Nr 2000-3238.

Johnsen, S., Frost, T.K. Hjelsvold, M., Røe Utvik, T.I. 2000. The Environmental Impact Factor-a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation. SPE paper 61178, presentert på SPE konferansen in Stavanger 26 – 28 Juni 2000.

Kjeilen, G, Cripps, S.J., Jacobsen, T.G. 2001. Survey of information on cuttings piles in the Norwegian sector. Report RF-2001/151.

Mannvik, H-P., Pearson, T., Pettersen, A., & Gabrielsen, K.L., 1997. Environmental monitoring Survey. Region I - 1996. Akvaplan Niva rapport nr 41196-996-1.

Mannvik, H-P., Pearson, T. H., Carroll, M., Pettersen, A., Gabrielsen, K.L & Palerud, R. 1998. Environmental monitoring survey Region II – 1997. Akvaplan-Niva rapport nr. 411.97.1224-1.

Mannvik, H-P., Pearson, T. H., Gabrielsen, K.L., Hansen, L. & Palerud, R. 1999. Miljøundersøkelse Region III 1998. Akvaplan-Niva rapport.

Mannvik, H-P., Cochrane, C., Mikkola, F., Gabrielsen, K.L., Pettersen, A., Hansen, L.,

Pearson, T. H., & Palerud, R. 2000. Regional miljøundersøkelse Region IV 1999. Akvaplan-Niva rapport nr 411.99.1612.

Mannvik, H-P., Pettersen, A., Lyngmo, V., Mikkola, F., & Gabrielsen, K.L. 2001. Environmental monitoring survey of oil and gas fields in Region II, 2000. Akvaplan-Niva rapport nr 411.1890.

Mannvik, H-P., Pettersen, A., Gabrielsen, K.L., & Mikkola, F., 2002. Miljøundersøkelse i Region III, 2001. Akvaplan-Niva rapport nr 411.2230.

Mannvik, H-P., Pettersen, A., Gabrielsen, K.L., Lyngmo, V., & Oug, E., 2003. Miljøundersøkelse i Region IV, 2002. Akvaplan-Niva rapport nr 411.2520.

Mannvik, H.-P., Pettersen, A., Oug, E. 2005. Miljøundersøkelse i Region III, 2004. Sammendragsrapport. Akvaplan-niva rapport nr APN-411.3095-2. 84 s.

Mannvik, H.-P., Wasbotten, I. H., Foshaug, H., Oug, E. 2006. Miljøundersøkelse i Region IV, 2005. Sammendragsrapport. Akvaplan-niva rapport nr APN-411.3353-2. 145 s.

Meier, S., Klungsøyr, L., Svardal, A. 2001. Alkylerte fenolers hormonelle innvirkning på torsk. Havforskningsinstituttet. Notat.

Myhre, L. P., Henriksen, G., Kjeilen-Eilertsen, G., Skadsheim, A., Tvedten, Ø.F. 2006. RKU Nordsjøen – Konsekvenser av regulære utlipp til sjø. IRIS rapport – 2006/113

Myre, L. P., Thierry, B., Sundt, R., Sanni, S., Vabø, R., Skjoldal, H. R., Klungsøyr, J. 2004. Risk Assessment of reproductive effects of alkyl phenols in produced water on fish stocks in the North Sea. Rapport AM-2004/018

Nøland, S-A., Bakke, S. M., Rustad, I. Brinchmann, K. M, 2006: Overvåking Region

I – Ekofisk 2005. Sammendragsrapport. Det Norske Veritas. Rapport nr 2006-0354.

Nøland, S-A., Gjøns, N., Bakke, S. & Oreld, F., 2003. Environmental monitoring 2002, Region I – Ekofisk. Main report. DNV rapport nr. 2003-0338.

OLF, 2001. Disponering av borekakschauger på havbunn – oppsummering av dagens kunnskap.

OLF, 2005. Miljørapport 2004.

OLF, 2006. Nilssen, I., Johnsen, S., Utvik, T.R. Water column monitoring summary report 2005. OLF rapport, juli 2006. 47 s.

RKU, 2003. Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

SFT, 2004. Utslipp på norsk kontinentalsokkel 2002. TA-2014/2002.

Varskog, A. Th. S. (1999). Representative biodegradation data for a selection of produced water components. Prepared for Statoil Research Center





## 10. Uhellsutslipp

- Dette kapitlet er basert på delutredningene: "RKU Nordsjøen - Uhellsutslipp" (DNV, 2006)
- "RKU Nordsjøen - Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl" (Ambio, 2006)
- "Oppdatering av RKU Nordsjøen 2006 – konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet".

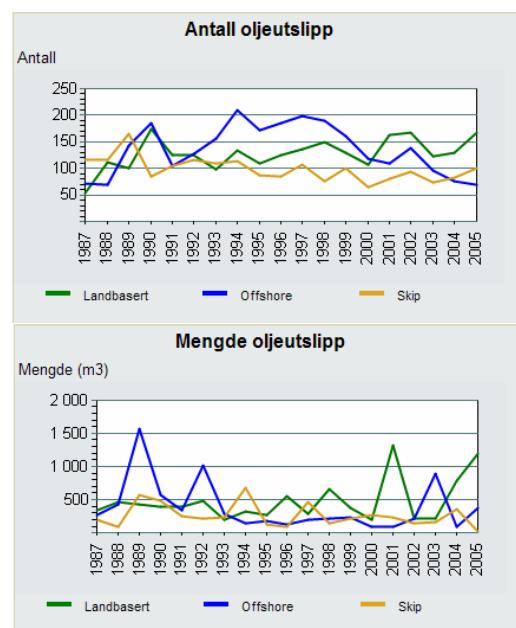
### 10.1 Kilder til akutte utslipp

Ikke-planlagte utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore skjer hyppigst knyttet til feilhandlinger og i form av mindre lekkasjer av olje og/eller kjemikalier. Disse utslippene er normalt små og uten målbare miljøkonsekvenser. Virksomheten representerer imidlertid en mulighet for større uhellsutslipp med et betydelig konsekvenspotensial. Dette er primært knyttet til oljeutslipp. Type hendelser som har det største potensialet for miljøkonsekvenser er primært oljeutblåsning, men også større lekkasjer fra rørledninger og utslipp fra oljetanker (produksjons- og lagerskip, annet lager, skytteltanker). Dette er imidlertid hendelser med svært lav sannsynlighet, og uhellsutslipp som skjer hyppigere representerer normalt små utslipp.

Eventuelle uhellsutslipp av gass er primært en trussel mot innretning og sikkerhet, og vil i forhold til marint miljø kun representere en lokal og kortvarig hendelse. Kondensat er en lett oljetype, den vil fordampe relativt raskt, og miljøkonsekvenser vil generelt være mindre enn for tyngre oljetyper. Hovedfokus er derfor på utslipp av råolje (og bunkersolje).

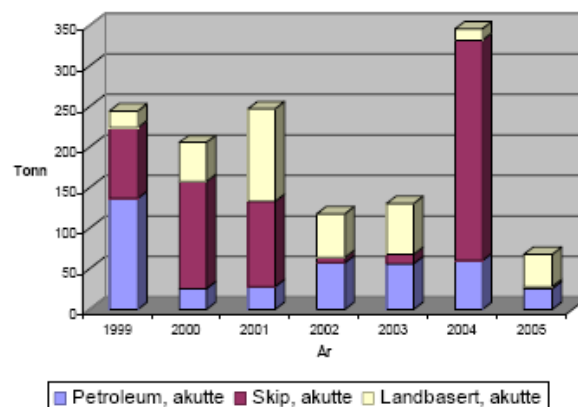
#### 10.1.1 Små utslipp

Årlig antall mindre oljeutslipp fra offshorevirksomheten er redusert siden 1990-tallet (Figur 10-1). Antall årlige utslipp på sokkelen ligger i dag mellom 50 og 100, mot 200 tidligere. Når det gjelder total oljemengde sluppet ut er det ingen klar tendens å spore for sokkelen totalt (figur 10-1), da enkelte større utslipp påvirker statistikken.



**Figur 10-1.** Antall (øverst) og mengde oljeutslipp i Norge fra ulike kilder. Kilde: Miljøstatus i Norge (basert på data fra Kystverket).

Figur 10-2 angir mengde av uhellsutslipp til Nordsjøen fra ulike norske kilder. Oversikten viser at uhellsutslippene fra petroleumsvirksomheten i norsk del av Nordsjøen i enkelte år utgjør inntil halvparten av de årlige uhellsutslippene i området, men vanligvis en mye mindre andel. Utslipp fra landbasert virksomhet bidrar normalt mest, og i enkeltår bidrar utslipp fra skipstrafikken langs kysten betydelig.



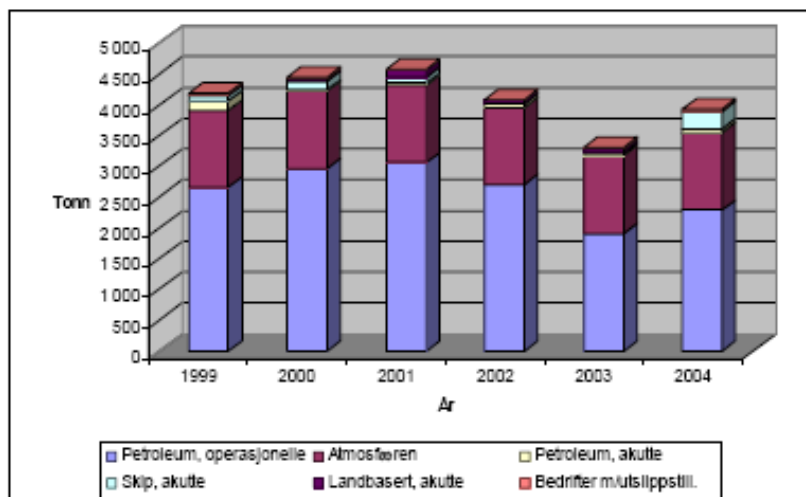
**Figur 10-2.** Akutte utslipp i Norge til Nordsjøen fordelt på kilde (Ambio 2006).

Figur 10-3 viser videre forholdet mellom uhellsutslipp, operasjonelle utslipp og hydrokarbonavsetninger fra luft

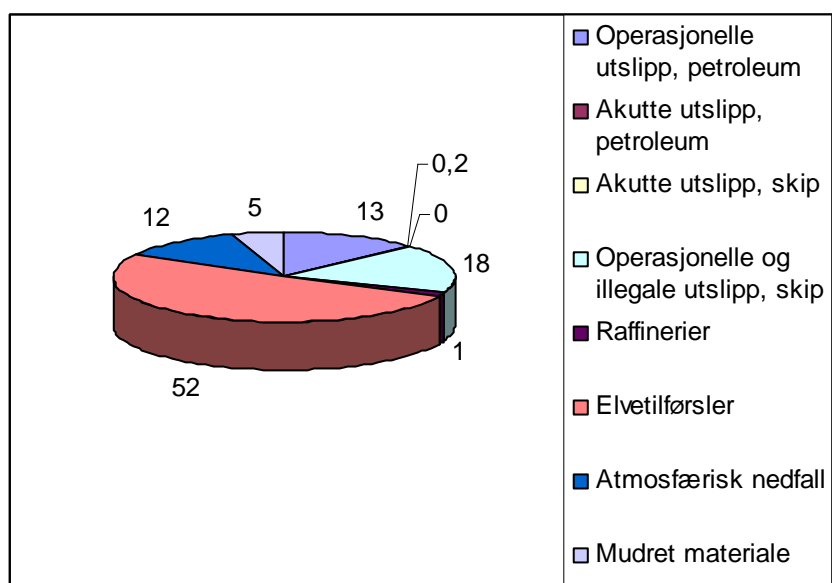
(langtransportert forurensning fra fordamping og forbrenning) til norsk del av Nordsjøen. Bidraget fra tillatte operasjonelle utslipp av olje fra petroleumsvirksomheten (innhold i produsert vann) utgjør i gjennomsnitt godt over 60% av de totale oljemengdene i norsk sektor. Uhellsutslipp fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen utgjør et svært lite bidrag i denne totale sammenhengen, vel 50 tonn eller 0,6% i snitt for årene 1999-2005 (data fra SFT, sitert i Ambio 2006).

Det er også gjort en sammenstilling av data for det totale bidraget av oljeutslipp til hele Nordsjøen for året 2003 (Ambio 2006), figur

10-4. Det er en viss usikkerhet i en slik sammenstilling, men den gir en indikasjon på størrelsesordenen av bidragene. Operasjonelle oljeutslipp fra all petroleumsvirksomhet i Nordsjøen bidrar med ca 13% (6-9000 tonn), mens uhellsutslipp fra petroleumsvirksomheten utgjør 0,2% (130-590 tonn). De største bidragene kommer via elvetilførsler (52%) og skip (18%). Norsk petroleumsvirksomhet bidrar med i størrelsesorden 4-5% av de totale oljetilførslene til Nordsjøen, hvorav 97% er tillatte operasjonelle utslipp.



Figur 10-3. Totale norske oljeutslipp til Nordsjøen fordelt på kilde (Ambio 2006).



Figur 10-4. Totale utslipp til Nordsjøen i 2003 fordelt på kilde (%). Basert på tall i Ambio (2006).

### 10.1.2 Store oljeutslipp

Sannsynligheten for større oljeutslipp er svært lav. Aktivitetsnivået er styrende for størrelsen av denne statistiske sannsynligheten, herunder antall boreoperasjoner, antall og lengde av rørledninger og antall lasteoperasjoner/oljelaster. Aktivitetsnivået for 2006, som er lagt til grunn for vurderingene i RKU Nordsjøen (beskrevet i delrapporten DNV 2006), utgjør om lag 140 borer, 850 produksjonsbrønner, 1750 km kondensat- og oljerørledning og 550 lasteoperasjoner i Nordsjøen i løpet av ett år.

Basert på dette, og statistisk materiale for utslippsfrekvenser, er det sammenfattet totale sannsynligheter (frekvenser) for oljeutslipp for de ulike regionene. Det må understrekes at konservative antagelser ligger til grunn, da slike frekvenser benyttes normalt for enkeltfelt og enkeltoperasjoner. En slik aggregering vil gi en høyere sannsynlighet for utslipp i forhold til virkeligheten. Siden dataene er basert på historisk virksomhet og hendelser, vil de heller ikke representere dagens tekniske krav, regelverkskrav og sikkerhetsnivået generelt. Det er likevel funnet interessant å presentere slike tall, for å kunne sammenligne mellom de ulike regionene. Dette kan utgjøre et beslutningsgrunnlag for eksempel for allokering av oljevernressurser i forhold til den relative sannsynligheten for større utslipp.

#### Frekvens av utslipp

En sammenlikning av frekvens for oljeutblåsning mellom de ulike regionene gjenspeiler forskjell i aktivitetsnivået. Det er, og det forventes størst aktivitet i region Nordsjøen nord, og denne regionen skiller seg også ut med den klart høyeste frekvensen for utblåsning (tabell 10-1 og 10-2). Ser man på Nordsjøen sørøst, så er det kun forventet leteboringer i dette området<sup>2</sup>, og det er derfor ingen bidrag til utblåsningsfrekvens fra produsenter og produksjonsboring.

<sup>2</sup> Grunnlaget er RNB 2006. Selv om Yme siden 2000 har endret ressursklasse, og vil bygges ut i løpet av de nærmeste år, vil dette ikke påvirke dette totale bildet av betydning.

Historisk så har det vært en stor oljeutblåsning i norsk del av Nordsjøen, Ekofisk Bravo i 1977.

Den totale frekvensen for utblåsning i 2006 er på samme nivå som i forrige konsekvensutredning for Nordsjøen (1999), statistisk en utblåsning per 25 år. Estimert frekvens for utblåsning i år 2011 tilsvarer omtrent en utblåsning pr 20 år. Forskjellen skyldes økning i aktivitetsnivå. I forhold til forrige RKU har basisfrekvensene for komplettering og produksjon gått noe ned, og gjenspeiler en økt sikkerhet innen disse aktivitetene.

Frekvens for oljelekkasje fra rørledninger er estimert på bakgrunn av aktivitetsnivået og basisfrekvenser som gitt i delutredningen (DNV 2006). Det er kun tatt med oljeførende rør i frekvensestimaterne. Den totale utslippsfrekvensen i delområdene er:

- Nordsjøen – nord:  $3,6 \times 10^{-1}$
- Nordsjøen - midtre:  $6,2 \times 10^{-2}$
- Nordsjøen – sørvest:  $9,4 \times 10^{-2}$

Det vil si en total frekvens for lekkasje fra oljeførende rørledninger i Nordsjøen på  $5,16 \times 10^{-1}$ , eller et utslipp annethvert år. Frekvensen sier imidlertid ingenting om utslippsmengde. Vurderinger som er gjort indikerer imidlertid at et utslipp fra en rørledning maksimalt vil ligge i størrelsesorden 1000-5000 m<sup>3</sup>, mens det mest sannsynlig vil være betydelig lavere volumer. Det er flere eksempler på lekkasjer av olje fra rørledninger i norsk del av Nordsjøen, men utslippsvolumene har generelt vært små.

For produksjonsskip er det estimert en frekvens på  $2,0 \times 10^{-4}$  for utslipp over 1000 tonn, dvs ett statistisk utslipp hvert 5000. år. Produksjonsskip finns for tiden kun i Region midtre. Det har hittil ikke vært noen store utslipp av olje fra produksjonsskip i norsk del av Nordsjøen.

For skytteltankere er den totale utslippsfrekvensen beregnet til 0,53 (ett utslipp annethvert år), og utslippsmengde knyttet til utslipp ved lastning er i størrelsesorden 1-10 tonn.

**Tabell 10-1. Frekvenser for utblåsning innen de ulike regionene i Nordsjøen, 2006**

Operasjonsfase	Region			
	NN	NM	NSV	NSØ
Leteboring	1,15E-03	1,15E-03	1,15E-03	1,15E-03
Produksjonsboring*	6,07E-03	3,37E-03	2,78E-03	0
Produsenter**	1.58E-02	1.95E-03	6.64E-03	0
<b>Totalt</b>	<b>2.31E-02</b>	<b>6.47E-03</b>	<b>1.06E-02</b>	<b>1.15E-03</b>

\* Inkludert komplettering

\*\* Inkludert overhaling

**Tabell 10-2 Frekvenser for utblåsning innen de ulike regionene i Nordsjøen, 2011**

Operasjonsfase	Region			
	NN	NM	NSV	NSØ
Leteboring	1,15E-03	1,15E-03	1,15E-03	1,15E-03
Produksjonsboring*	4,66E-03	1,19E-03	2,06E-03	0
Produsenter**	2.31E-02	4.26E-03	9.74E-03	0
<b>Totalt</b>	<b>2.89E-02</b>	<b>6.60E-03</b>	<b>1.30E-02</b>	<b>1.15E-03</b>

\* Inkludert komplettering

\*\* Inkludert overhaling

#### Utslippsrate og -varighet av oljeutblåsning

Det er relativt stor sannsynlighet, ca. 80%, for at en utblåsning med overflateutslipp vil ha en varighet under 3,5 dager. En utblåsning med sjøbunnsutslipp vil derimot kunne ha en vesentlig lengre varighet, med 80% sannsynlighet for en varighet under 27 dager. Denne forskjellen kan skyldes at det er vanskeligere å bekjempe et sjøbunnsutslipp og at det også finnes et langt mindre erfarings- og datagrunnlag for sjøbunnsutslipp. Det er også viktig å bemerke at dersom et overflateutslipp som skjer på en mobil rigg ikke kan kontrolleres, vil den mobile riggen koble seg fra brønnen og navigere seg vekk fra området (av sikkerhetsmessige årsaker). Utslipppet endres da til et sjøbunnsutslipp.

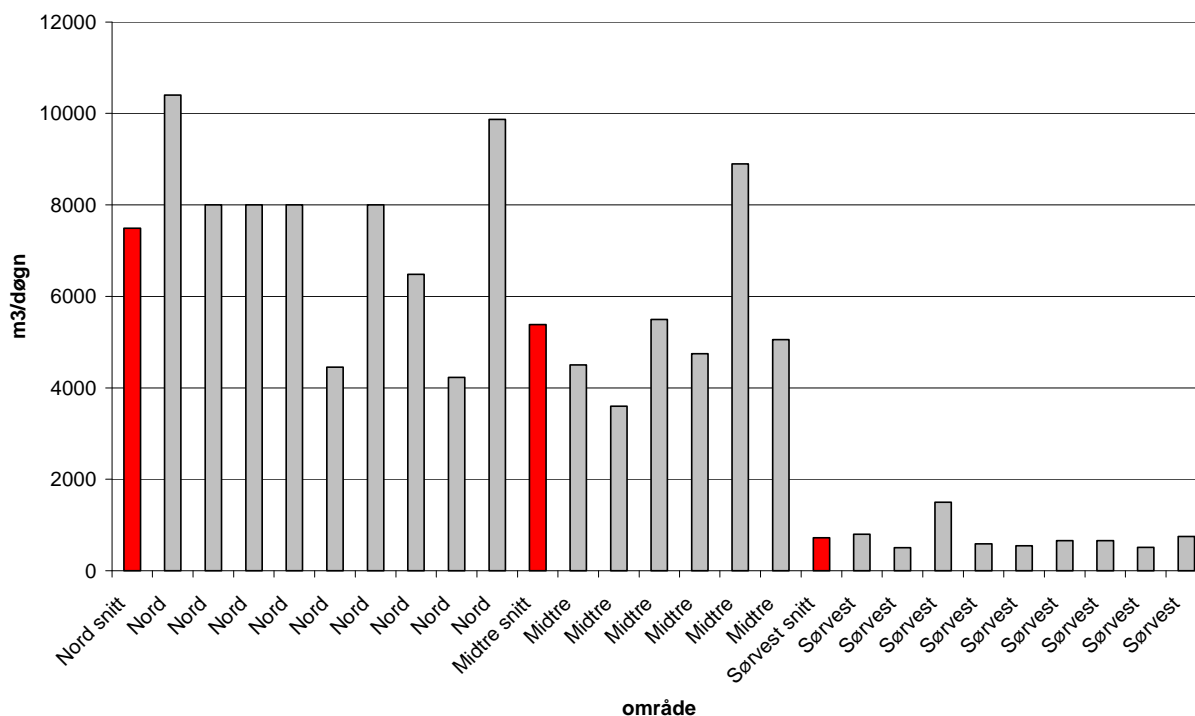
En oversikt over utslippsrater for utblåsninger fra en rekke oljefelt i Nordsjøen viser at gjennomsnittlig utslippsrate fra et overflateutslipp er høyest i Nordsjøen nord med gjennomsnittlig 7500 m<sup>3</sup>/døgn. I Nordsjøen midtre er gjennomsnittsraten 5300 m<sup>3</sup>/døgn, mens i Nordsjøen sørvest er gjennomsnittsraten kun 720 m<sup>3</sup>/døgn. Årsaken til at utslippsraten er så mye lavere i sørvest er at reservoarbetingsene gjør at det er mye lavere trykk i dette området. Nordsjøen sørøst har ingen operative felt, og er derfor utelatt fra oversikten (Figur 10-5). For Yme, som er

eneste felt som har produsert i området, er utslippsraten i størrelsesorden 850-1600 m<sup>3</sup>/døgn (Talisman 2006), altså nærmest nivåene i Nordsjøen sørvest.

#### Utslipp fra skipstrafikk

Mengden av oljelast og bunkersolje om bord i skipene representerer en fare for miljøet ved en eventuell ulykke. Skipstrafikken har stor diversitet og består blant annet av tankskip som frakter råolje, tankskip som frakter petroleumsprodukter, handelsskip som inkluderer bulkskip, kontainerskip, passasjerskip, kjemikalieskip, LNG-skip og lignende.

Det har ikke vært mange utslipp av større mengder råolje fra tankskip i norsk del av Nordsjøen. Et unntak er utslippet av ca 2400 tonn råolje ved grunnstøtingen av "Drupa" utenfor det tidligere raffineriet på Sola i 1976. Større akuttutslipp fra skip langs norskekysten har normalt vært knyttet til bunkers/dieselutslipp (helt uavhengig av petroleumsvirksomheten), for eksempel for de følgende havarier langs kysten av Nordsjøen: "Mercantil Marica" (1989), "Sonata" (1991), "Arisan" (1992), "Green Ålsesund" (2000) og "Rocknes" (2004).



**Figur 10-5.** Gjennomsnittlige utblåsningsrater ved et overflateutslipp for områdene (angitt i rødt) og for enkelte felt (angitt i grått).

Uhellsutslipp av bunkers fra skip etter havari vil normalt utgjøre noen hundre tonn, men kan være større. For oljetankere med last, kan utslippene være flere titalls tusen tonn, til over 100.000 tonn. Slike hendelser inntreffer imidlertid sjelden. I forbindelse med Stortingsmeldingen "På den sikre siden - sjøsikkerhet og oljevernberedskap (St meld 14 (2004-2005))" ble det gjort en vurdering rundt sannsynligheter for større oljeutslipp fra skip i ulike havområder. Med aktivitetsnivået for 2003 var det for kysten av Vestlandet/Nordsjøen en forventning om et større utslipp hvert 277. år, per 100 nautiske mil (nm). Tilsvarende prognose for år 2015 var ett utslipp per 100 nm hvert 149. år. På grunn av størrelsen av oljelaster er det relativt stor sannsynlighet for større oljeutslipp i forhold til mindre utslipp (figur 10-6).

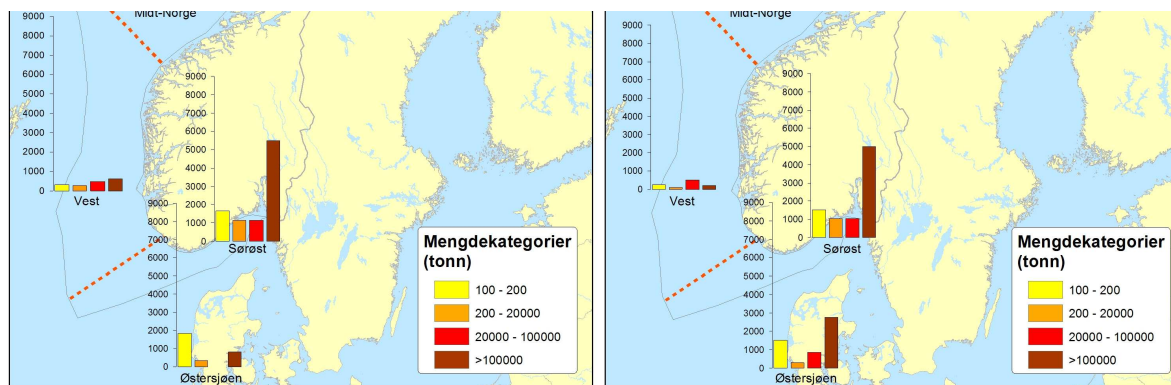
Frekvens for uhellsutslipp fra oljetankere, produktskip og bunkers fra alle andre skip med over 300 tonn bunkersolje er totalt estimert til omtrent  $6,5 \times 10^{-2}$  per 100 nm seilt (DNV 2004b). I Nordsjøen utgjør årlig seilt distanse for lastede tankere og produktskip på over 10 000 tonn omtrent 120 000 nm (DNV

2004b). Det vil si at årlig frekvens for uhellsutslipp er på omtrent 78. Dette er betydelig høyere årlig hendelsesfrekvens enn for oljeleting og produksjon.

#### Total frekvens

Den totale frekvensen for uhellsutslipp fra oljeleting og produksjon inklusive skytteltankere, men uten oljetankere er 1,07. Det vil si litt over en hendelse per år. Det er de små utslippene fra rørledninger og omlasting til skytteltankere som dominerer hendelsesfrekvensen, mens potensielt store utslipp fra utblåsninger og FPSO-havari utgjør under 4% av frekvensen (dvs statistisk 1 per 23 år).

Det er generelt utblåsning som har høyest potensial for miljøskade og bidrar mest til miljørisiko for uhellsutslipp fra oljeleting og produksjon. Forvitringsegenskaper av oljer og lokaliseringen av petroleumsaktivitet i forhold til sårbare miljøressurser er viktige faktorer med hensyn på miljørisikonivået. Dette er nærmere redegjort for i de følgende delkapitler.



**Figur 10-6.** Returperiode for utslipp av olje pr. 100 nm kystlinje i 2003 og 2015, fordelt etter utslippskategorier. Lave tall indikerer at det går få år mellom hvert utslipp. Kilde: St. meld. nr. 14 (2004-2005) På den sikre siden – sjøsikkerhet og oljevernberedskap.

## 10.2 Beskrivelse av oljetyper

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

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

**”Parafinske” oljer** karakteriseres ved et høyt innhold av parafiner. Parafiner inkluderer n-alkaner, som kan sees som en systematisk rekke av topper i et gasskromatogram, og iso-alkanske alifatiske komponenter, f.eks. n-alkaner med opp til 11 – 12 karbonatomer, og tilhører derved de tyngre komponentene som stort sett forblir uberørt ved fordamping. Kategorien ”parafinske” oljer dekker sannsynligvis den største gruppen av Nordsjø-oljer og variasjonene kan være store.

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

komponenter dannes det stabile emulsjoner med høy viskositet.

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

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

Det er mange parametere som er viktig i forbindelse med oljedrift, spredning, forvitring og respons. I tabell 10-3 presenteres verdier for følgende parametere for ulike typer Nordsjø-oljer:

- Viskositet
- Tetthet
- Stivnepunkt
- Vanninnhold i emulsjon
- Fordamping
- Dispergerbarhet

### Viskositet

Viskositet er et mål på den indre friksjonen i væsker og beskriver motstand mot flyt. Viskositeten er sterkt temperaturavhengig og

øker logaritmisk med avtagende temperatur. Fra utslipp av råolje til oljen har dannet en stabil emulsjon skjer det en dramatisk endring av viskositeten. Fordi viskositeten påvirker bl.a. oljers spredningshastighet, tilflyt til oppsamlere, evne til å holde olje i lenser samt hvor dypt oljen vil trenge ned i strandsedimenter er den en vesentlig parameter i oljevernsammenheng. Viskositeten kan også ha innvirkning på pumpekapasiteten og derved indirekte også påvirke opptakskapasiteten ved at strømningsmotstanden i rørene øker slik at kapasiteten faller.

### Tetthet

Tettheten av oljen har betydning for bl.a. spredningshastighet, tilflyt til oljeopptagere, evne til å holde oljen i lenser samt nedblanding av olje.

### Stivnepunkt

Stivnepunktet er temperaturen hvor en oljeprøve opphører å flyte (renne) når den blir avkjølt under definerte forhold i laboratoriet (i henhold til ASTM standard D 97). Stivnepunktet uttrykkes som en multippel av 3°C. Oljer med høyt stivnepunkt medføre problemer med tilflyt til overløpsskimmere. Slike oljer vil også ha lav dispergerbarhet både ved kjemiske metoder og ved naturlig nedblanding ved temperaturer i nærheten av stivnetemperaturen.

### Vanninnhold i emulsjon

I løpet av minutter eller timer, avhengig av råoljens kjemiske sammensetning, utslippsmåte, sjøtilstand og vindforhold etc., vil råoljen nå en stabil vann-i-olje emulsjon. Vann-i-olje emulgering er den forvitningsprosessen som bidrar mest til at oljen blir vanskelig nedbrytbar og dermed resistent på havoverflaten. Vannopptaksevne og hastighet varierer sterkt fra oljetype til oljetype, og enkelte oljer kan ta opp så mye som 80-90 vol% vann. Pga økt volum og endret viskositet har vanninnholdet svært stor innvirkning på tilflyt til skimmer, pumpekapasitet og tankkapasitet ved mekanisk oppsamling. Emulsjonens vanninnhold/viskositet vil også ha stor innvirkning på effektiviteten ved kjemisk dispergering og *in-situ* brenning.

### Fordamping

Fordampingen begynner umiddelbart etter at råolje slippes ut på havoverflaten. Metan, etan og propan vil nesten umiddelbart fordampe, og etter hvert også de tyngre fraksjoner av råoljen. Oljenes fordampingshastighet er nær knyttet til primær-kokepunkt og kokeområde, dvs. at dess lavere primær-kokepunkt, dess fortere vil fordampingen foregå.

### Dispergerbarhet

Dispergering er et fysisk fenomen der oljen blandes ned i vannmassene i form av meget små dråper som deretter brytes ned av naturlige prosesser. Kjemisk dispergering framskynder graden av naturlig dispergering med kontrollert bruk av dispergeringsmiddel. Dispergeringseffektiviteten er avhengig av oljens viskositet, sjøtemperatur og sjøtilstand. Dispergering av helt fersk råolje gir lavere effektivitet enn lett forvitret olje. Når viskositeten kommer over ca. 1000 cSt, faller effektiviteten raskt. Det har liten hensikt å forsøke å dispergere oljer som har høyere viskositet enn 2000 cSt. Dispergering bør heller ikke foretas på emulsjoner med høyt vanninnhold eller på oljer som ligger nær sitt flytepunkt.

### 10.3 Oljedrift

Det er valgt 12 oljedriftsstudier for å representere oljedrift fordelt i de ulike regioner i Nordsjøen. Ti av disse er fra nåværende felter og/eller tidligere leteboringer. I tillegg er det nylig utført oljedriftsberegninger for mulige framtidige felter i Nordsjøen Sørøst; omtalt SØ1 og SØ3.

For feltene i Nordsjøen Nord (N2-4), Midtre (M2) og Sørvest (SV1) (se tabell 10-4) er oljedriftsberegningene hentet fra NOFOs regionale planverk. Siktemålet med disse beregningene er, i tillegg til å beskrive influensområder, å fremskaffe grunnlagsdata for en regional beredskapsanalyse. Av denne grunn ble hovedvekten lagt på utslipp som kunne anses som dimensjonerende med hensyn til beredskapsplanlegging.

**Tabell 10-3.** Oljetypers fysikalske- og forvitringsegenskaper (DNV 2006; NOFO planverk).

Oljetype	Viskositet [cP, 13°C]	Tetthet [tonn/m <sup>3</sup> ]	Stivnepunkt [°C]	Vanninnhold emulsjon* (%)	Fordampet emulsjon* (%)	Dispergerbarhet emulsjon*
Trym	4	0.819	-			
Valhall 2000	82	0.841	-6	68	30	Redusert
Ula	9	0.832	-9	78	30	-
Gyda 2000	1	0.828	-15	80	38	Redusert
Ekofisk Blend 2000	93	0.851	0	70	30	Redusert
Embla 2000	4	0.816	-24	58	36	Redusert
Tambar 2002	6	0.828	-6	80	31	-
Elli South	102	0.838	12	50	23	Redusert
Varg	524	0.853	15	50	32	-
Sleipner kondensat	1	0.744	-30	1	88	-
Grane	638	0.942	-24	54	8	Redusert
Glitne	250	0.864	9	53	25	Redusert
Jotun Elli	93	0.839	3			
Jotun Tau	972	0.851	18			
Balder	219	0.914	-30	70	14	Lav/dårlig
Veslefrikk	25	0.839	6	80	32	Lav/dårlig
Oseberg Sør	9	0.828	6	60	33	Redusert
Oseberg øst	16	0.835	3	75	35	Lav/dårlig
Oseberg C	14	0.857	-9	79	28	Redusert
Oseberg A	11	0.853	-9	72	28	Dispergerbar
Brage	-	0.837	3	75	31	Lav/dårlig
Fram	150	0.846	15	74	25	Redusert
Troll	27	0.893	-12	74	18	Redusert
Visund	16	0.815	<-39	60	25	Redusert
Tordis	16	0.849	3	80	29	Redusert
Statfjord	23	0.834	7	77	33	Lav/dårlig
Statfjord A	43	0.827	0			
Statfjord B	58	0.828	-6			
Statfjord C blend	21	0.834	-3	70	36	Lav/dårlig
Snorre Blend	8	0.834	3	80	34	Lav/dårlig
Huldra kondensat	4,3	0.809	-15	40	45	Dispergerbar
Gullfaks Sør	66	0.856	3	80	16	Lav/dårlig
Gullfaks C	17	0.856	-39	76	28	Redusert
Gullfaks A, B	20	0.882	-	78	24	Lav/dårlig

\* Målt etter 24 timer, vindstyrke 10 m/s, vinterforhold

Hovedresultatene fra oljedriftsberegninger for oljeutslipp fra utblåsning fra overflate er gitt i figur 10-7. Figurene viser influensområder innenfor 5 % treffsannsynlighet. Dvs. at alle kartruter (10 x 10 km) som har mer enn 5% sannsynlighet for treff er fargelagt i figurene.

I tabell 10-4 er det også presentert strandingsresultater slik som korteste drivtid, størst strandet oljemengde, 95% nivået for

størst strandet oljemengde (dvs. at det ses bort fra de 5% største strandede oljemengdene i statistikken), medianen av strandede oljemengder, samt treffsannsynlighet for stranding. Det bemerkes at simuleringen (værsituasjonen) som gir kortest drivtid, og simuleringen som gir størst strandet mengde som regel ikke er samme simulering. Tabellen viser at felt N1 i Nordsjøen Nord gir den



største strandede oljemengden, en relativt kort drivtid til land (1,6 døgn) samtidig som treffsannsynligheten for stranding er relativt høy, 60%. Dette skyldes at lokasjonen er nær land, samtidig som utslippsraten er relativt høy, 9540 Sm<sup>3</sup> pr. døgn, se tabell 10-4. De høye treffsannsynlighetene for SØ1 og SØ3 skyldes at strandingsstatistikken også inkluderer treff på kysten av Danmark og Sverige.

Basert på de eksemplene som er modellert kan en generelt oppsummere at oljeutslipp fra felt i Nordsjøen Nord har kortest drivtid til land, hvor de korteste drivtidene ligger helt ned mot ett døgn (betydelig mer for felt lengre vest). Også fra området Nordsjøen Sørøst kan korteste drivtid være under to døgn, og her er også sannsynligheten for stranding større enn for andre delregioner. Fra region Nordsjøen Sørvest er det generelt lav sannsynlighet for

stranding, samt betydelig lengre drivtid til land enn for andre delregioner. De største oljemengdene strandet kommer statistisk fra utblåsninger i regionene Nordsjøen Nord og Midtre. Tabell 10-4 gir en oppsummering for utslippsscenarioene.

De viktigste parametrene for mengde olje fra en oljeutblåsning er knyttet til utslippsrate og varighet. Utslippsraten avhenger av en rekke forhold, hvor trykk i reservoaret, gass-oljeforhold, flyteevne, bergart og brønnens diameter er blant de viktigste. Varighet vurderes også basert på brønn og reservoarforhold, hvor lengste varighet normalt er tiden det vil ta å bore en avlastningsbrønn. Vektet varighet gjenspeiler en sannsynlighetsfordeling av varigheter, basert på ovenfor nevnte faktorer.

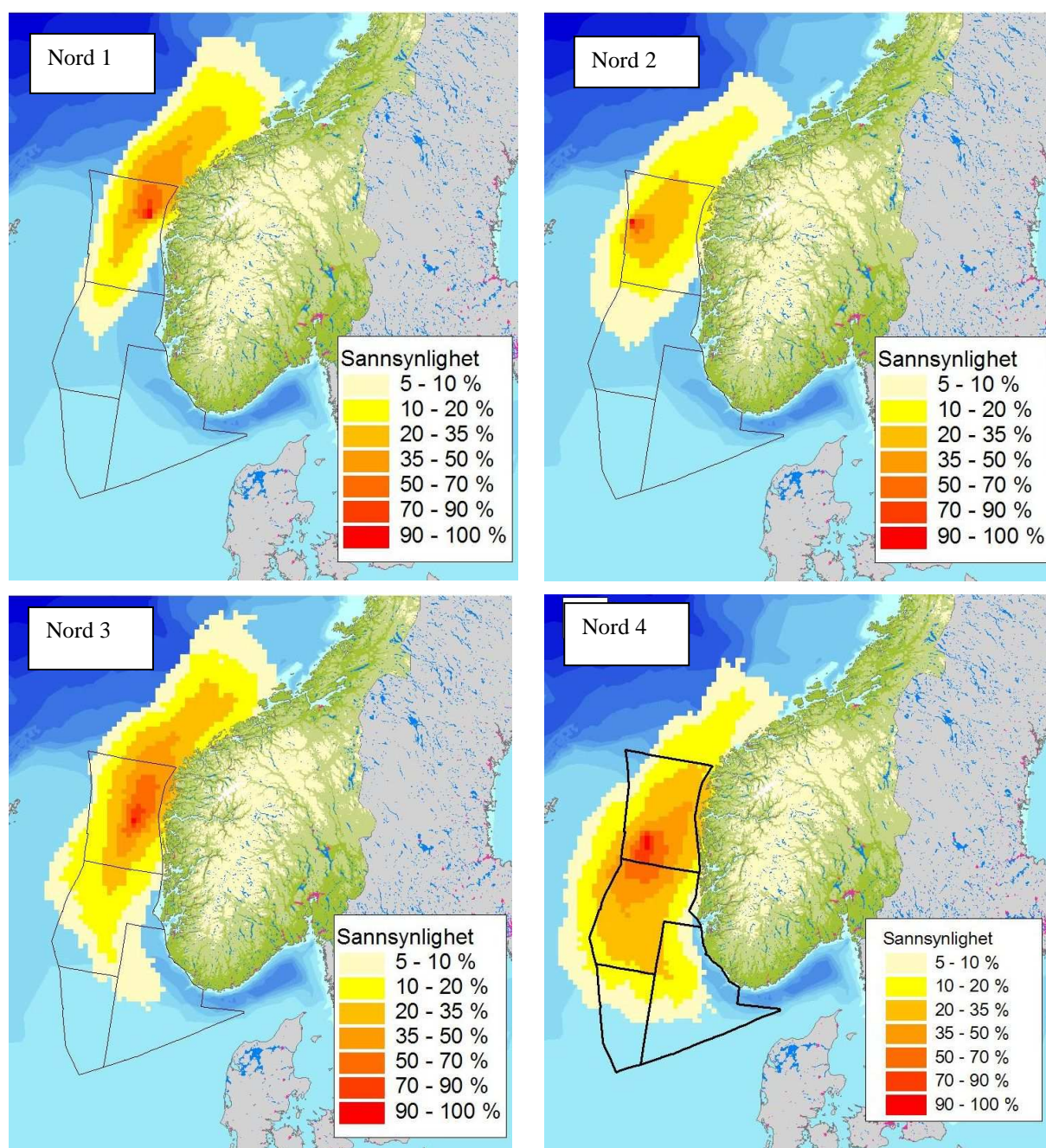
**Tabell 10-4.** Utslippstilfeller for nåværende og framtidige felter (SØ1 og SØ2) samt strandingsresultater.

Felt	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Scenario	Utslippsrate (Sm <sup>3</sup> /dag)	Vektet varighet (døgn)	Kortest e drivtid (døgn)	Størst strandet oljemengde (tonn)	5 % høyest mengde (tonn)	Median av samtlige treff (tonn)	Sannsynlighet for stranding (%)
N1	826	Overflate	9540	7.5	1.6	21568	11255	2320	60
		Sjøbunn	9540	15.2	1.6	6617	2526	399	57
N2	856	Overflate	3300	6.0	4.3	1926	1059	107	48
		Sjøbunn	3000	8.9	6.7	148	34	17	13
N3	893	Overflate	3300	5.5	1.9	6819	4397	1127	65
		Sjøbunn	1800	8.7	1.2	1394	445	115	51
N4	857	Overflate	3900	6.4	3.0	3910	2215	336	47
		Sjøbunn	3700	10.0	3.6	578	276	63	30
M1	942	Overflate	2722	15	3.5	15973	11278	4705	59
		Sjøbunn	4816	15	3.3	11130	6258	1935	54
M2	915	Overflate	3600	5.9	5.2	4390	1709	408	54
		Sjøbunn	3400	9.4	5.6	1144	290	68	38
M3	889	Overflate	8320	6.6	5.7	3546	1219	256	47
		Sjøbunn	8320	9.2	10.0	86		5	2
SV1	832	Overflate	1500	5.7	9.2	263	66	34	21
		Sjøbunn	1500	8.5	13.1	2		2	0.3
SV2	851	Overflate	2585	3.8	10.0	507	135	74	24
SØ1	833	Overflate	3000	8.3	2.4	2724	1409	350	78
		Sjøbunn	3000	12.0	3.8	82	3	6	7
SØ2	785	Overflate	2290	7.4	Ingen stranding				
SØ3	833	Overflate	3000	6.3	1.5	4608	2567	810	93
		Sjøbunn	3000	8.7	1.6	1828	633	105	78

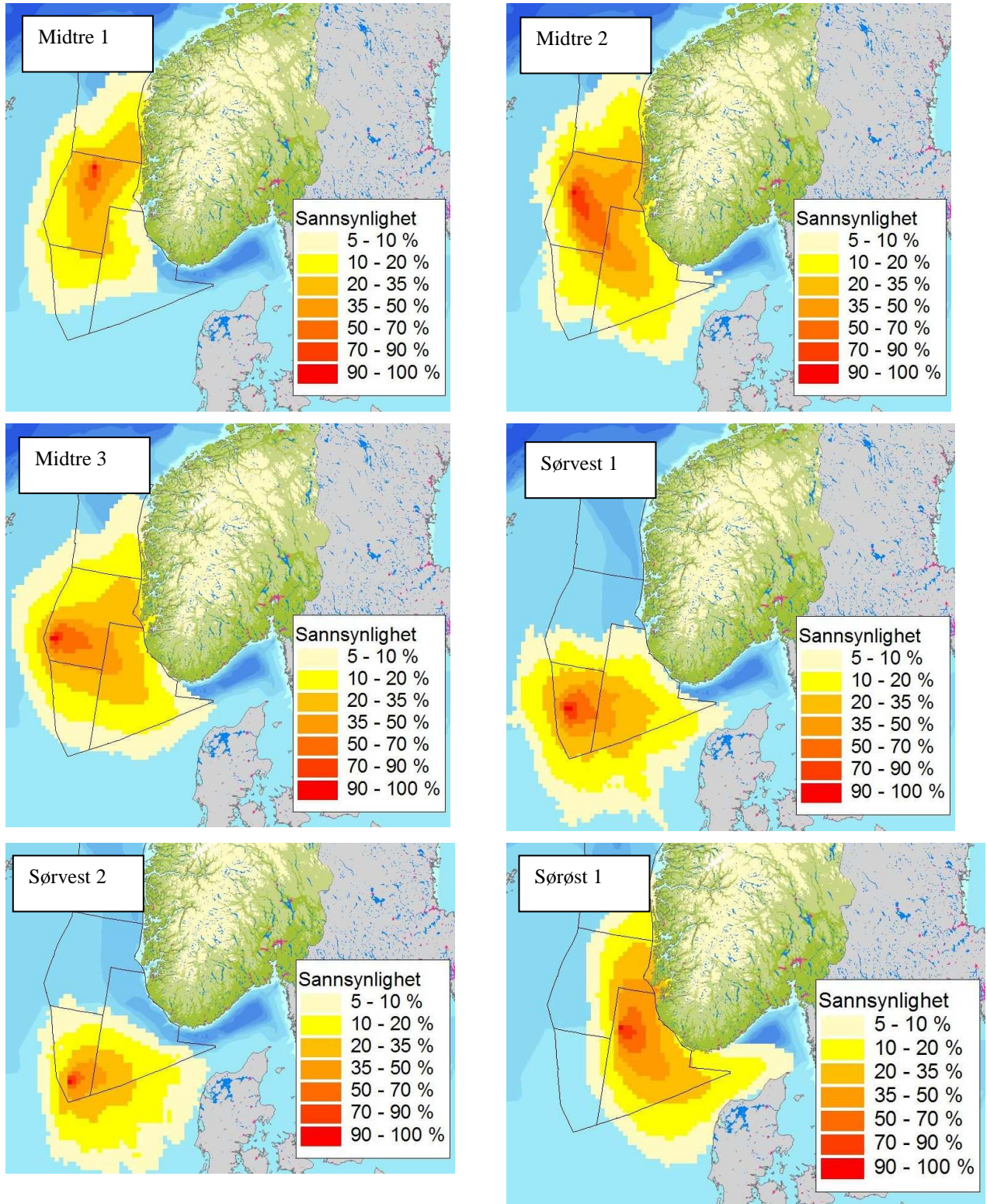
Basert på omfattende modellering er det i figur 10-7 presentert ulike influensområder for oljefelt (og noen teoretiske felt) i de ulike regioner. Variasjoner i resultater, selv mellom felt i samme område, reflekterer forskjeller både knyttet til oljetype, men også de store forskjeller i strømforhold som det vil være selv innenfor en region. For enkelte regioner er der derfor til dels stor variasjon i influensområde mellom regionens felt. Det er her valgt å presentere influensområde for overflateutslipp,

som generelt gir en langt større utstrekning enn for havbunnsutslipp.

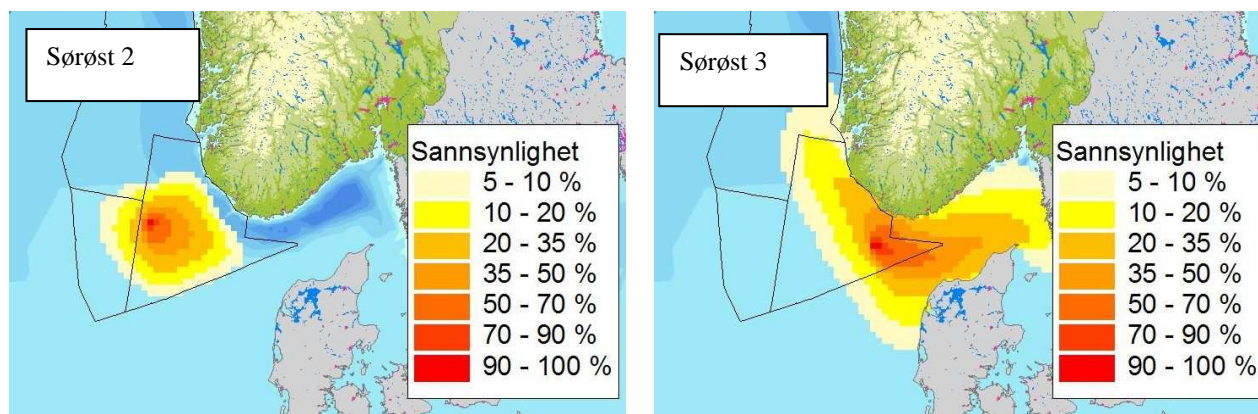
Modelleringene er utført ved å simulere 3600 utslipp med ulik startdato, og så følge utslippetets spredning i forhold til de faktiske historiske vind- og værforhold over en periode på 30 døgn. Det resulterende bildet representerer da en sannsynlighetsfordeling for de 3600 utslippene (figur 10-7).



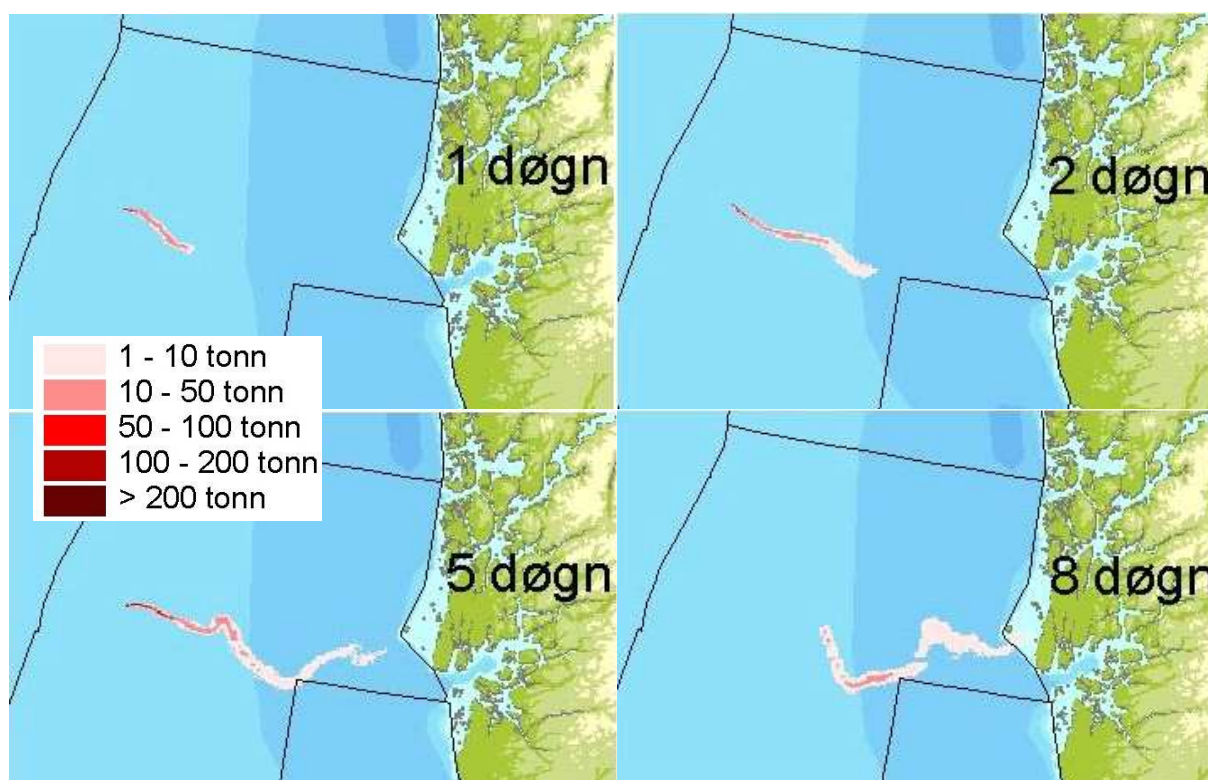
**Figur 10-7.** Eksempel på influensområder fra overflateutblåsning. Det bemerkes at figurene viser statistisk treffsannsynlighet i 10 x 10 km ruter større enn 5% og ikke utstrekningen av et oljeflask.



Figur 10-7 forts.



Figur 10-7 forts.



Figur 10-8. Eksempel på enkeltscenario for korteste drivtid til land. (Kilde: DNV 2006)

I forhold til dimensjonering av oljevernberedskap er det i tillegg til å kjenne det sannsynlige influensområdet for et utslipp, av stor interesse å kjenne korteste drivtid til land eller til sårbare naturressurser, samt å vite hvor store oljemengder som kan nå land eller gitte områder. Fra utvalget på 3600 utslippsscenarioer pr. felt velges derfor enkeltscenarier som angir disse forholdene. Korteste drivtid til land vil være dimensjonerende i forhold til å etablere oljevernets responstider, mens størst mengde olje vil dimensjonere omfang av

oljevernressurser. Et eksempel på enkeltscenario fra Region Midtre med korteste drivtid til land er vist i figur 10-8.

#### 10.4 Miljøkonsekvenser

Konsekvenser på miljø som følge av akutte oljeutslipp kan generelt deles i to hovedkategorier; fysisk tildekking (og konsekvenser av dette) og giftvirkninger. Fysisk tildekking er relevant i forhold til sjøfugl og sårbare strandkomponenter, samt i forhold til andre brukere. Giftvirkninger av et oljesøl vil i hovedsak kunne medføre skader på

organismer i vannsøylen, og vurderes normalt i forhold til fisk (egg og larver), men kan også inntreffe sekundært etter fysisk tildekking (ved at dyr/fugler forsøker å fjerne olje fra pels/fjærdrakt etc.).

Kysten som kan påvirkes av oljesøl domineres av klipper og svaberg, som i stor grad eksponeres for bølger. Bølger vil relativt raskt vaske bort og bryte ned olje som strander, og restitusjonstiden blir lavere enn i mer beskyttede områder, der oljen kan bli liggende i flere år. Selv om sårbarheten til strandområdene i seg selv kan være relativt lav, kan stranda være tilholdssted for sjøfugl og sjøpattedyr som er mer sårbare for oljeforurensning. Sjøfugl er generelt ansett som den mest sårbare miljøressursen i forbindelse med uhellsutslipp av olje. Sjøfugl som er tilsølt av olje vil miste fjærdraktens isolerende evne. Hos oteren vil olje ødelegge pelsens vannavstøtende evne. Både sjøfugl og oter kan fryse i hjel når de tilsøles av olje. Både sjøfugl og sjøpattedyr som oter, sel og hval kan dessuten skades av olje gjennom inntak av olje og oljekontaminert føde, innånding av oljedamp og mer indirekte gjennom redusert mattilgang.

Disse forholdene er nærmere redegjort for under, relatert til forhold i Nordsjøen og tilhørende kyststrøk.

#### **10.4.1 Konsekvenser for fisk og plankton**

Det har i de senere år vært en økt fokus på mulige virkninger av uhellsutslipp av olje på organismer i vannsøylen. Dette har i hovedsak vært knyttet til virksomhet på større havdyp hvor olje etter et havbunnsutslipp i større grad kan spres i vannsøylen enn hva tilfellet er for utslipp i grunnere farvann. I tillegg er denne fokus kommet som følge av studier knyttet til petroleumsvirksomhet i nordområdene. Det er likevel en del forhold som er av relevans også for Nordsjøen. En oppsummering av kunnskapen på området er gitt i delutredningen utarbeidet av DNV (DNV 2006).

##### Sårbarhet i forhold til olje

Effekten av olje på organismer i vannfasen (fisk og plankton) er avhengig av

konsentrasjonene og sammensetningen av oljekomponenter i vannmassene og varigheten av eksponeringen.

For flere fiskearter er det vist at egg og larver kan være svært sårbare for oljeforurensning i vannmassene, mens yngel (større enn omlag 2 cm) og voksen fisk i liten grad påvirkes. Imidlertid er den naturlige dødeligheten normalt svært stor på de yngste stadiene hos fisk. Gyteproduktene er også spredt over store områder slik at det i de fleste tilfellene er svært liten sannsynlighet for at eventuell dødelighet på individnivå kan få konsekvenser for bestandene.

Planktonforekomstene (plante- og dyreplankton) er generelt lite sårbare for oljeforurensning p.g.a. vid og vekslende utbredelse, raske generasjonstider, og rask innvandring fra upåvirkede områder. Effekter på planktonsamfunnene vil derfor være lokalt begrenset og av forbigående karakter, selv om et utslipp skjer i oppblomstringsperiodene når produksjonen er størst. Hovedfokus for konsekvensutredninger er derfor rettet mot virkninger på fisk.

Det har vist seg vanskelig å etablere en pålitelig grenseverdi for effekter av olje. Effektdata i litteraturen er generelt basert på toksisiteten av løst olje i vannfasen, og i mindre grad på bidraget fra fysiske oljedråper (dispergert olje).

Informasjon om effekter av de fysiske oljedråpene er mangelfull, og bedre data bør framskaffes. I mangel på mer pålitelige effektdata for oljedråper har en i miljørisikovurderingene benyttet den samme effektgrensen også i forhold til den totale oljekonsentrasjonen (dispergert olje + løst olje). Siden den løste fraksjonen i de aller fleste tilfellene er svært liten i forhold til den dispergerte fraksjonen, anses bruk av 50 ppb å representere en svært konservativ tilnærming, dvs at giftigheten av olje overvurderes. Denne verdien er tidligere benyttet for eksempel i forbindelse med utredningsarbeidet for Lofoten-Barentshavet (ULB).

### Konsekvensvurdering

For å illustrere konsekvenspotensialet for fiskeegg og larver er det beregnet tapsandeler av en årsklasse som følge av overlapp mellom områder med egg- og larver og områder med oljekonsentrasjoner over 50 ppb (totalkonsentrasjon av olje i vann). Analysen er gjort for et tenkt uhellsutslipp nær land i delområdet Nordsjøen nord (DNV 2006). Tapsandeler er analysert statistisk med modellerte fordelingsdata på egg og larver fra sild og torsk for en periode på 20 år (ref Havforskningsinstituttet). Resultatene viser at gjennomsnittlig overlapp for torsk ligger under 0,5 % av en årsklasse, og for sild under 1,5 % av en årsklasse.

Gitt en svært konservativ antagelse om at alle egg og larver innenfor overlappsområdet med total oljekonsentrasjon over grenseverdien på 50 ppb eksponeres og dør, vil gjennomsnittlige tapsandeler av en årsklasse likevel være så vidt lave at det vanskelig kan beregnes kvantifiserbare restitusjonstider for gytebestanden av sild og torsk som følge av ett akutt oljeutslipp i området Nordsjøen nord.

De fleste fiskearter som gyter i Nordsjøen har til dels mange gyteområder eller områder fordelt over store geografiske områder. Generelt vurderes konsekvenspotensialet av større oljeutslipp på fisk som relativt lite i Nordsjøen. Lokalt, med aktivitet i viktige gyteområder, kan en viss effekt kunne påregnes. Slike forhold vil imidlertid vurderes som en del av aktivitetens beredskapsplanlegging i spesielle områder, og adekvate tiltak vil planlegges/gjennomføres.

### **10.4.2 Konsekvenser for sjøfugl**

#### Generell sårbarhetsvurdering

Sjøfugl er svært sårbar for den direkte effekten av oljesøl. Beskrivelser av dette er gitt i mange arbeider som f.eks Anker-Nilssen (1987), Isaksen (1998), Peterson (2001) og Brude *et al.*, (2003) og RKU delutredning - AMBIO (2006).

Hos fugl er en av fjærdraktens viktigste funksjoner å beskytte kroppen mot varmetap, og hos sjøfugl er denne isolasjonen særlig effektiv. Når fugl tilsøles med olje ødelegges fjærenes overflatestruktur, og derved den vannavstøtende egenskapen. Nedsatt funksjonsnivå i kombinasjon med økt energibehov fører som regel til at fuglene dør som følge av en kombinasjon av nedkjøling og undernæring. Fjærdrakten til sjøfugl mister isolasjonsevnen hurtig selv ved liten grad av tilsøling, noe som kan føre til massedød i tiden etter et oljeutslipp. I tillegg vil sjøfugl kunne eksponeres for olje når tilsølte individer pusser fjærdrakten og svelger olje. Oljen inneholder giftige komponenter som kan føre til fysiologiske skader på fuglen. Mer indirekte effekter for sjøfugl vil kunne forekomme som et resultat av forringelse av habitat, forgiftning av næringsgrunnlaget og degradering av beiteområder gjennom nedgang i byttedyrtettheter.

I hvor stor grad de ulike sjøfuglartene er sårbare for oljeforurensning avhenger av faktorer som adferd, habitat, populasjonsstørrelse og restitusjonsevne. En rangering av sårbarhet for olje basert på ulike økologiske grupperinger av sjøfugl er gitt i tabell 10-5. Disse gruppene er til dels opprettet på grunnlag av artsmessige likheter i sårbarhet. Samtidig opptrer ressursene i de enkelte gruppene relativt enhetlig ved at de stor sett beiter på samme trofiske nivå og har samme fødesøks- og beiteadferd. For eksempel er mange av alkefuglene samlokalisert i hekkesesongen på grunn av kolonitilknytningen deres, samt at utbredelsen deres vinterstid er forholdsvis overlappende (Brude *et al.*, 2003).

Pelagisk dykkende sjøfugl tilbringer det meste av tiden på sjøen. Disse artene svømmer på havoverflaten og dykker etter næring. De har stor aksjonsradius og besøker store sjøarealer pr. tidsenhet. Denne gruppen består av alkefugl som generelt vurderes å ha høy sårbarhet for oljeforurensning.

**Tabell 10-5.** Rangering av sårbarhet for olje for ulike økologiske sjøfuglgrupper (3 = høy sårbarhet, 2 = middels sårbarhet, 1 = lav sårbarhet). Etter Anker-Nilssen (1994) og SFT & DN (1996).

Økologisk gruppe	Sommerområder for				Vinterområder
	Hekking	Næringssøk	Hvile	Myting	
<b>Pelagisk dykkende sjøfugl</b> (lomvi, polarlomvi, alke, alkekonge, lunde)	3	3	3	3	3
<b>Pelagisk overflatebeitende sjøfugl</b> (havhest, grålire, havlire, havsvale, stormsvale, havsule, polarjo, fjelljo, krykkje, ismåke)	1	2	1	-	2
<b>Kystbundene dykkende sjøfugl</b> (smålom, storlom, islom, gulnebbblom, toppdykker, gråstrupedykker, hornedykker, storskarv, toppskarv, svartand, siland)	3	3	3	3	3
<b>Kystbundene overflatebeitende sjøfugl</b> (knoppsvane, sangsvane, kortnebbgås, grågås, kanadagås, hvitkinngås, ringgås, gravand, stokkand, svømmesnipe, polarsvømmesnipe, tyvjo, storjo, hettemåke, fiskemåke, sildemåke, gråmåke, grønlandsmåke, polarmåke, svartbak, splitterne, makrellterne, rødnebbterne)	2	1	1	2	1

Kystbundne dykkende arter er i likhet med pelagisk dykkende arter svært utsatt for oljesøl. Denne gruppen omfatter havdykkender, teist og lommer. Disse artene er avhengige av å dykke etter føden og varmetapet vil bli stort dersom isolasjonsevnen i fjærdrakten forringes på grunn av olje. Havdykkendene vurderes som særlig utsatte da de beiter på organismer som vil kunne være forurenset i lang tid etter en hendelse (Peterson, 2001; Brude *et al.*, 2003).

Erfaringer fra tidligere oljeutslipp (feks. *Torrey Canyon*, *Amoco Cadiz*, *Exxon Valdez*, *Braer*, *Sea Empress*, *Erica*, *Prestige* og *Tricolor*) viser at arter i gruppene pelagisk dykkende og kystbundne dykkende sjøfugl (eks. skarv, ærfugl og alkefugler) er sårbare for oljeforurensning. Etter *Exxon Valdez*-ulykken var den akutte dødeligheten størst for alkefugler og nest størst for kystbundne dykkende arter (Brude *et al.*, 2003). Oljeutslippene fra havariene av *Tricolor* og *Prestige* førte også til høyest akutt dødelighet for alkefugler (alke og lomvi) (Camphuysen, 2004).

Pelagisk overflatebeitende sjøfugl og kystbundne overflatebeitende arter vurderes generelt å være mindre utsatt for oljesøl. De

kystbundne overflatebeitende artene er mindre utsatt for redusert varmetap, da disse artene i større grad har muligheten til å livnære seg på land dersom de blir oljeskadet. Svaner, gress og gressender oppholder seg gjerne på skjermede lokaliteter og vil derfor sjelden være utsatt for oljesøl. Under *Braer*-havariet ved Shetland i 1993 var krykkje den vanligst forekommende måkearten under innsamlingen av døde og tilsølte fugler, med 9 % av det totale antallet. Det samlede antallet fugl etter episoden var imidlertid lite. Krykkje utgjorde 4 % av de 45.000 døde sjøfuglene som ble funnet etter *Stylis*-episoden i Skagerrak i 1980/81 (Brude *et al.*, 2003). Årsaken til utslippet var vasking av skipets tanker og utslipp av det oljeholdige vaskevannet.

Andre sjøfuglgrupper vil også kunne eksponeres når olje strander, enten i form av oljesøl eller tilsølt sjøfugl. Døde åtseletere som kråke, ravn og måker ble funnet etter grunnstøtingen av bulkskipet *JohnR* i Karlsøy i Troms vinteren 2002 (Brude *et al.*, 2003). Skadebildet vil normalt være lavere for disse artene enn for sjøfugl.

Skadene av en hendelse er ofte vanskelig å fastslå ut i fra størrelsen på oljesølet. Det har vist seg ved flere historiske hendelser at

omfattende skader kan forekomme selv ved mindre oljemengder (Brude *et al.*, 2003). Dødeligheten kan forventes å være størst dersom olje rammer områder med større konsentrasjoner eller forekomster av sjøfugl. Alvorligheten av en skade på en art/bestand er igjen avhengig av populasjonsbiologiske egenskaper til arten og måles ofte i restitusjonstid. Mange sjøfuglarter har lang levetid men lav reproduksjonsrate (eks. alkefugl). Dersom et oljesøl fører til betydelige bestandstap på slike arter, vil restitusjonstiden kunne være lang. Etter *Exxon Valdez ble* det estimert en restitusjonstid på 20-70 år for lomvi, i de områdene den ble rammet mest (Piatt & Lensink, 1989).

### Konsekvensvurdering

Sjøfuglforekomster innen utredningsområdet for RKU Nordsjøen er presentert i kapittel 7 både for kystnære forekomster og sjøfugl på åpent hav, samt med tanke på SMO (Spesielt Miljøfølsomme Områder) for sjøfugl.

Basert på disse forekomstene er det foretatt en vurdering av mulige konsekvenser for sjøfugl fra oljesøl innen de ulike regionene. Til grunn for vurderingene ligger beregninger av oljemengde og spredning for oljeutblåsninger, dvs. hendelser med lav sannsynlighet med de potensielt største oljeutslippene.

#### Nordsjøen nord

Uhellsutslipp fra denne delregionen vil kunne påvirke kystområder fra sør i Hordaland til Hitra/Frøya i Sør-Trøndelag, med størst sannsynligheter for å treffe kysten fra Bergen til og med Møre og Romsdal (se figur 10-7). Av de definerte regionene i Nordsjøen er Nordsjøen nord det området hvor aktiviteten er lokalisert nærmest kysten. Uhellsutslipp av olje fra de mest kystnære aktivitetene i denne regionen vil ha relativt stor sannsynlighet for å treffe kysten (13-65%, se tabell 10-4).

Innenfor mulige influensområder i regionen er det nasjonale SMO for smålom, gråstrupe-dykker og siland (Smøla i Møre og Romsdal) i vinterperioden, samt at det er regionale SMO for flere sårbare arter både i vår/sommerperioden (siland, toppskarv, storskarv, lomvi, lunde og alke). Disse artene har ofte har vært

brukt som dimensjonerende indikatorarter (dvs. sårbare arter som en måler risiko i forhold til) i miljørisikoanalyser for aktiviteter i regionen og forventes blant de mest utslagsgivende artene med hensyn til konsekvenser av eventuelle oljeutslipp. Miljørisikoanalyser i området viser generelt høyest konsekvenser for de mest kystnære aktivitetene, og det er beregnet bestandstap på inntil 10 % av nasjonale bestander av toppskarv, storskarv og alke i regionen, med høyest sannsynligheter for skade med restitusjonstider på 1-3 år.

#### Nordsjøen midtre

Akutt oljeutslipp i dette området vil kunne påvirke kystområder i tilknytning til alle delregionene i Nordsjøen (se figur 10-7), med treffsannsynligheter på 2-59% (jf. Tabell 10-4). Høyest sannsynlighet for eksponering av kysten forventes i områdene fra Stavanger til Sognefjorden. Hovedvekten av aktivitetene i denne delregionen er lokalisert med lengre avstand til land enn aktiviteten i Nordsjøen nord, og sannsynlighetene for at et eventuelt uhellsutslipp treffer land forventes generelt å være lavere i denne delregionen.

Innen mulige influensområder i denne delregionen er det spesielt viktige sjøfuglforekomster i Stavanger-området som peker seg ut. I vinterperioden er det nasjonale SMOer for flere kystbundne dykkende arter i området ved innløpet til Stavanger og i Farsund-området, i tillegg til regionale SMO for storskarv og toppskarv. I vår-/sommerperioden er det flere regionale SMOer for kystbundne dykkende og pelagisk dykkende sjøfugl.

Som et resultat av relativt lave treffsannsynligheter for olje fra aktiviteter langt fra land, viser flere gjennomførte miljørisikoanalyser for aktiviteter i området generelt lavere konsekvenser for kystnære arter enn aktiviteter i Nordsjøen nord. Størst konsekvenser av eventuelle akutte oljeutslipp fra aktiviteter langt fra land vil kunne forventes for sjøfugl på åpent hav. Konsekvensene forventes å være størst for pelagisk dykkende arter i høst-/vinterperioden da flere arter overvintret i Nordsjøen (alke, lomvi, alkekonge og lunde).



### Nordsjøen sørvest

Oljedriftsberegninger i denne regionen viser influensområder som dekker sentrale deler av Nordsjøen, samt vestlige deler av Skagerrak (se figur 10-7). De presenterte oljedriftsberegningene viser lave sannsynligheter for at olje treffer land (0,3-24%, se tabell cc), og sannsynligheter for berøring av kysten i områdene fra Farsund til Stavanger, samt mindre kystområder i Danmark.

Aktiviteten i dette området er hovedsakelig lokalisert med lang avstand til land og størst konsekvenspotensiale forventes å være for sjøfuglforekomster på åpent hav. Konsekvenspotensialet forventes å være størst for alkefugl i høst/vinter perioden. Eventuell berøring av kysten vil kunne ha konsekvenser for viktige sjøfuglområder i Stavanger og Farsund-områdene. Resultater fra en miljørisikoanalyse i området viser over 90 % sannsynlighet for bestandstap for lomvi under 5 % (regional bestand), med høyest sannsynlighet for skader med restitusjonstider mindre enn 2 år.

### Nordsjøen sørøst

Spredningsberegninger for to utslippspunkt relativt kystnært i denne regionen viser at oljen kan drive både nordover langs norskekysten, samt i mer sørøstlig retning inn i Skagerrak (se figur 10-7). Et influensområde for aktiviteter i denne regionen vil kunne dekke store deler av Skagerrak og tilgrensende kystområder (Norge, Sverige, Danmark), samt kystområder nordover til Sognefjorden. Hvilke kystområder som viser høyest sannsynlighet for treff av olje varierer mye med den geografiske lokasjonen for oljeutslippet, men oljedriftsberegninger for modellerte utslippspunkter ca. 60 og 80 km fra kysten viser begge høye sannsynligheter for å treffe kysten (hhv. 93 og 78 % sannsynlighet, se tabell 10-4).

Aktiviteter i denne regionen vinterstid vil kunne påvirke viktige overvintringsbestander av sjøfugl i områdene ved Stavanger og Farsund (bl.a. nasjonale SMO for sjøorre, bergand, svartand, kvinand, laksand og havelle) samt regionale SMO for kystbundene dykkende arter i vår/sommer-perioden. I tillegg vil aktivitet i dette området kunne påvirke store forekomster av sjøfugl på åpent hav,

spesielt mytende lomvi og alke i høstperioden, samt overvintrende alkefugler i hele høst/vinterperioden.

### **10.4.3 Konsekvenser for pattedyr**

Sjøpattedyr er sårbare for oljeforurensning når pelsen dekkes av olje, olje tas opp gjennom huden eller gjennom inntak av oljekontaminert føde og innånding av oljedamper.

Kystselene havert og steinkobbe er de eneste selartene som har fast tilhold på norskekysten. Havert forekommer i kolonier av varierende størrelse langs norskekysten fra Rogaland til Finnmark. Froøyene utenfor kysten av Trøndelag vurderes som en av de viktigste kasteplassene for havert i nasjonal sammenheng. Havert opptrer konsentrert i bestemte områder i forbindelse med kasting i oktober, ofte i store kolonier (Havforskningsinstituttet, 2006). Områdene ved Kjør i Sola kommune ved Stavanger er de viktigste kaste- og hårfellingsområdene for havert på hele kysten av Sørvest-Norge (Iris, 2006).

Steinkobbe forekommer i kolonier langs hele norskekysten. Bestanden på Nordøyane i Møre og Romsdal utgjør en av landets største. Steinkobben er relativt stedbunden og legger seg regelmessig på land i tidevannssonen for å hvile. Steinkobbe kaster i mai-juni.

Kystselenes sårbarhet for olje varierer over året. På en skala fra 0 til 3 har både havert og steinkobbe sårbarhet 3 i kaste- og yngleperioder, sårbarhet 1 i hårfellings- og hvileområder, mens sårbarheten er satt til 0 for næringssøk (SFT & DN, 1996).

I tillegg til kystselene (havert og steinkobbe) opptrer vågehval, nise og springere regelmessig i Nordsjøen. Også flere andre hvalarter opptrer sporadisk i Nordsjøen. Hval er generelt betraktet som lite sårbare for oljeforurensning (RKU Nordsjøen 1999, temarapport 4). Tannhvaler (f.eks. spekkhogger, nise) lever relativt spredt i småflokker og familiegrupper og har en viss evne til å oppdage og unngå olje (ved en kombinasjon av syn, ekkolokalisering og hudreseptorer). Det er imidlertid vist at bardehvaler (f.eks. vågehval) i liten grad har

evnen til å oppdage og unngå olje. Bardehvalene har en noe annen sosial struktur enn tannhvalene ved at de stort sett lever enkeltvis eller parvis langs norskekysten. Av hvalene i norske farvann er spekkhoggeren ansett som mest sårbar i de periodene hvor de samles i større konsentrasjoner under næringssøk i enkelte fjordområder. Dette skjer i liten grad innenfor det aktuelle influensområdet.

For hval og sel generelt gjelder at de er mer sårbare for fersk olje som kan utsette dem for innånding av hydrokarboner. Dette kan føre til en rekke skader, som leverskader og skader i hjernevev. Etter ulykken med *Exxon Valdez* ble dette observert hos steinkobbe (RKU Nordsjøen 1999, temarapport 4). Fordi olje fra uhellsutslipp i Nordsjøen vil være forvitret når den treffer kysten, vil kystsel ikke bli eksponert for fersk olje fra Nordsjøen.

Oteren er knyttet til ytre kyststrøk, men er også observert i indre deler av kysten. De finner føden sin i gruntvannsområder og tilbringer en stor del av tiden i fjæra. Forekomsten av oter er størst langs kysten fra Nord-Møre og nordover (Ambio, 2006). I Hordaland og i Rogaland nord for Boknafjorden er bestanden mindre. Oter forekommer svært spredt i sørøst-Norge. Oteren skades av oljesøl i havet først og fremst gjennom varmetap som forårsakes av at olje ødelegger pelsens vannavstøtende evne. Oteren kan videre få i seg olje gjennom å pusse pelsen eller ved spising av oljetilgriset fugl.

Tabell 10-6 angir sårbarhet til marine pattedyr overfor oljeforurensning ut fra forvitningsgraden til olje. Grunnlaget er erfaringer fra oljeutslipp

de siste årene, blant annet *Exxon Valdez* i Alaska. Inntil 40 % av selene som oppholdt seg i området og ble utsatt for fersk olje døde (DNV, 2000).

Det er identifisert SMO for marine pattedyr (kun sel) ved Froan i Trøndelag, ved Harøyfjorden og Nordøyane i Møre og Romsdal, ved Værlandet i Sogn og Fjordane, og ved munningen til Boknafjorden og ved Stavanger i Rogaland (Kjør, Sola kommune) (Ambio, 2006). Dette er nærmere omtalt i kapittel 7.

#### Konsekvensvurdering

Det er ikke påvist at større mengder sel har omkommet som følge av oljeforurensning i Norge. På grunn av de store konsentrasjonene av havert til enkelte tider på året (kasting og hårfelling), kan imidlertid selv små oljeutslipp forurense mange dyr. På Froøyene utenfor kysten av Trøndelag (inkludert som SMO, se Figur 7-16 for lokalisering) blir det hvert år registrert at rundt 50 % av havertunger har oljeflekker i pelsen (Iris, 2006). Man har allikevel ikke kunnet se forstyrrelser i selenes atferd på grunn av dette, og dødeligheten har vært lav. Dette området er i liten grad eksponert for oljeutslipp i Nordsjøen, mens området Nordøyane i Møre og Romsdal og Kjør i Rogaland som begge er vurdert som SMOer, er noe mer eksponert (se figur 7-16). Oljesøl forventes derfor å kunne medføre de potensielt største konsekvensene for sel i disse områdene.

Hval er som nevnt generelt lite sårbare for oljesøl, og eventuelle konsekvenser fra akutt oljesøl forventes ikke å medføre konsekvenser ut over individnivå.

**Tabell 10-6** Sårbarhetsvurdering for marine pattedyr i forhold til forvitningsgraden av olje. 0 = Svært lav sårbarhet, 1 = lav sårbarhet, 2 = Middels, 3 = Høy. Kilde: DNV, 2000.

Art / aldersgruppe		"Fersk olje"	"Forvitret"	"Gammel"
Hvaler <sup>1)</sup>	Unger	2	2	0
	Ungdyr	2	1	0
	Voksne	2	1	0
Seler	Unger	3	3	2
	Ungdyr	3	2	0
	Voksne	3	2	0
Oter, alle aldre		3	3	2

1) Inkluderer både tann- og bardehvaler.

I Nord-Møre og nordover der tetthet av oter er stor, vil mindre oljehell sannsynligvis ikke få langvarige, direkte virkninger på oterbestanden, da det forventes en reetablering av oter fra nærliggende områder. For små, isolerte bestander vil imidlertid oljehell kunne ha store konsekvenser både på kort og lang sikt. Det er ikke angitt SMOer for oter langs kysten, og konsekvensene som følge av oljeutslipp fra Nordsjøen vurderes som små.

#### 10.4.4 Konsekvenser for strandområder

Strandområder utgjør overgangssonen mellom hav og land, og er de områdene som i størst grad vil fange opp oljeforurensning fra sjø. Fordi både marine og terrestriske arter møtes i strandområder, kan artsmangfoldet være stort. Oljeforurensning i strandområder kan føre til betydelig tilsøling som vil kvele dyre- og planteliv på strendene. Strandområder innehar fastsittende og saktebevegende organismer som for eksempel bløtdyr, tangarter og krepsdyr. Fordi slike arter ikke kan bevege seg bort fra en oljeforurensning, vil de bli eksponert helt til olja er fjernet enten ved naturlige prosesser eller gjennom menneskelige inngrep.

Substratet i strandsonen varierer betydelig langs kysten, og er en av de viktigste faktorer som bestemmer sårbarheten til strandsamfunnene. Svaberg og klipper (hardbunnsområder) er den dominerende strandtypen langs norskekysten. Andre substrattyper er blant annet leirstrender, strandenger, sandstrender og tangvoller (Ambio, 2006). Hardbunnsområder og sandstrender finnes i bølgeeksponerte områder, mens substrattyper som leirstrender og strandenger finnes i beskyttede områder.

Generelt sett vil skadeomfanget av olje i bølgeeksponerte områder være mindre enn i beskyttede områder. I eksponerte områder vil

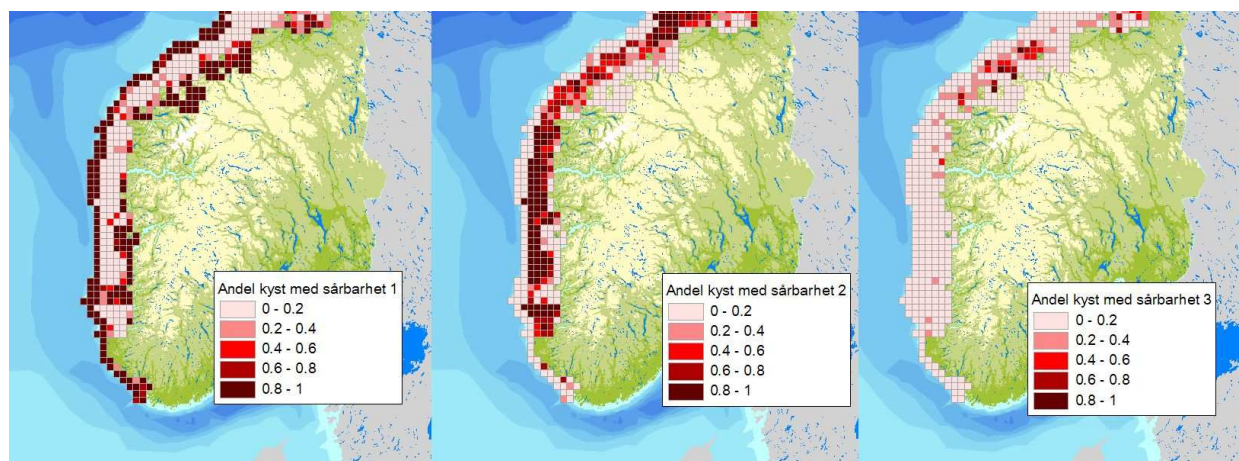
bølger etter hvert vaske bort oljen. I bløtbunnsområder vil oljen kunne trenge ned i bunnen der den lagres i porevolumet mellom sand/silt/leirpartikler. Oljen kan bli værende i lang tid (flere år). Slik vil stasjonære og saktebevegende bunnorganismer som bløtdyr, snegler og krepsdyr kunne bli eksponert for olje i lang tid og restitusjonstiden kan bli lang. Særlig krepsdyr som graver seg ned i sedimentet blir eksponert. Slike organismer vil derfor kunne ta mest skade av oljeforurensningen (FIMR, 2005).

En gradering av ulike strandtyper sin sårbarhet for oljeforurensning er gitt i Tabell 10-7 (DNV, 2005). Tabellen viser hvordan grad av sårbarhet (fra 1=lav til 3=høy) varierer mellom substrattyper og hvordan bølgeeksponering generelt sett vil redusere sårbarhet for forurensning.

**Tabell 10-7** Sårbarhet for oljesøl for ulike strandtyper avhengig av eksponering for bølger (DNV, 2005c)

Strandtype	sårbarhetsgrad	
	eksponert	beskyttet
Svaberg	1	2
Klippe	1	1
Blokkstrand	1	3
Sandstrand	1	2
Steinstrand/grus	2	3
Leirstrand/strandeng	3	3
Sanddyne	1	2

Figur 10-9 viser andelen av kystlinje med sårbarhet for oljeforurensning, i 10x10 km ruter fra Lindesnes og nord til Trøndelag, i henhold til inndelingen i tabell 10-7. Figuren viser at samtlige landruter ytterst på kysten domineres av strandtype med sårbarhet 1. Litt lengre inne på kysten domineres rutene av strandhabitat med sårbarhet 2. De fleste landrutene har mindre enn 20% andel med strandhabitat med sårbarhet 3.



**Figur 10-9.** Andel kyst med sårbarhet 1 (figur til venstre), 2 (figur i midten) og 3 (figur til høyre) i hver 10x10 km rute langs kysten. Inndelingen er basert på sårbarhetsindeksen i tabell 10-7. Tegnforklaringen betyr at i en rute med intervallet 0,8-1 for kyst med sårbarhet 1 har 80-100% av den totale strandlengden i ruta sårbarhet 1. Kilde: DNV, 2005c

Effekter av eksponering til et oljesøl vil blant annet avhenge av oljens giftighet. Olje fra et uhellsslipp langt til havs som strander vil være forvitret. De mest giftige komponentene vil være vasket ut og fordampet når oljen strander. Dersom uhellsslippet skjer nær kysten og oljen i liten grad er forvitret, vil giftigheten være større. Forvitret olje med høy viskositet vil i mindre grad trenge ned i grunnen. Røtter til flerårige planter vil i liten grad påvirkes. Restitusjonstiden vil bli kortere i slike tilfeller fordi plantene raskt kan danne nye skudd når oljen er borte (RKU Nordsjøen, 1999 temarapport 4). På enkelte strandtyper, f.eks. strandenger, kan skadevirkningene på ett- og flerårige urter medføre sekundæreffekter som økt erosjon.

Ingen av strandressursene fra Vest-Agder til Nord-Trøndelag tilfredsstillende kriterier for Spesielt Miljøfølsomme områder (SMO), jfr. Ambio (2006). Det er imidlertid viktig å merke seg at strandområder kan utgjøre viktige områder for fisk, sjøfugl og pattedyr. Denne kyststrekningen inneholder også flere vernede og verneverdige områder relatert til marint miljø med høy sårbarhet for oljeforurensning. Høy sårbarhet i disse områdene forårsakes av andre verneinteresser, for eksempel sjøfugl, og ikke av strandressursen i seg selv. Slike områder er nærmere beskrevet og angitt i kapittel 7 samt delutredningen fra Ambio (2006). De ligger i hovedsak i Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag,

men enkelte områder finnes også i Sogn- og Fjordane, Hordaland, Rogaland og Vest-Agder.

#### Konsekvensvurdering

Det er foretatt en vurdering av mulige konsekvenser av akutte oljeutslipp for strandområder i utredningsområdet. Det er valgt å basere vurderingene på strandingsmengder fra oljedriftsberegningene (jfr. kapittel 10-3), samt resultater fra utvalgte miljørisikoanalyser gjennomført for leteboringer og felt i Nordsjøen.

I følge oljedriftsberegningene kan stranding av olje forekomme fra uhellsslipp i alle de fire delområdene av Nordsjøen. Sannsynligheten for stranding vil generelt sett øke jo mindre avstanden er mellom utslippspunkt og land. Konsekvensene for strandområder blir større med avtagende avstand til land, fordi større mengde olje treffer land.

#### Nordsjøen nord

Nordsjøen nord er det området hvor felt og funn er lokalisert nærmest kysten. Uhellsslipp av olje fra de mest kystnære aktivitetene i denne regionen vil ha relativt stor sannsynlighet for å treffe kysten (57-60%, se tabell 10-4). Uhellsslipp fra denne delregionen vil kunne påvirke kystområder fra sør i Hordaland til Hitra/Frøya i Sør-Trøndelag, med størst sannsynligheter for å

treffe kysten fra Bergen til og med Møre og Romsdal (se figur 10-7).

Mengder olje som kan strande fra uhellsutslipp i Nordsjøen nord er større enn mengdene som kan strande fra uhell som skjer i de andre delområdene. Tabell 10-4 viser hvor mye olje som totalt kan strande fra uhellsutslipp i Nordsjøen nord. Det er simulert uhellsutslipp fra fire nåværende/fremtidige felt, to nærme land og to langt ute i delområdet. Utslippsraten varierer fra 1800 – 9540 Sm<sup>3</sup>/døgn med varighet fra 5 til 15 døgn. Gjennomsnittlig totalt strandet oljemengde, for de enkeltscenariene som treffer land, er fra 107 – 2320 tonn for overflateutslipp og 17 – 400 tonn for sjøbunnsutslipp. Det er feltene nærmest land som gir størst total strandingsmengde. Den høyeste beregnede totale strandingsmengden i et enkeltscenarie er 21500 tonn. For de 5% enkeltscenariene med størst total strandingsmengde, er det fra 11250 – 21500 tonn olje som totalt strander. Sannsynligheten for at olje treffer land er 50 – 65 % for overflateutslipp og 13 – 57 % for sjøbunnsutslipp.

Tidligere miljørisikoanalyser gjennomført for feltene nærmest land viser at det er omtrent 30% sannsynlighet for at olje som treffer de mest sårbare strandområdene gir en skade i fjæresonen som er restituert etter ett år, det er omtrent 50 % sannsynlighet for skader som varer fra 1-10 år og 20 % sannsynlighet for skader på over 10 års varighet. Dette er vel å merke uten å ta hensyn til risikoreduserende tiltak som oljevern. Andelen av sårbar kyst i denne strekningen er relativt lav sammenlignet med andre steder langs kysten. Kystlinjen er sterkt bølgeeksponert. Dette gir sterkere selvrengingsevne og raskere restitusjonstid, noe som igjen reduserer sårbarheten.

#### Nordsjøen midtre

Hovedvekten av aktivitetene i dette området er lokalisert med lengre avstand til land enn aktivitetene i Nordsjøen nord. Sannsynlighet for at olje treffer kysten gitt et uhellsutslipp på overflaten er omtrent 50 – 60 % (tabell 10-4), mens et uhellsutslipp fra sjøbunn har 2 – 54 % sannsynlighet for å treffe land. Akutt oljeutslipp i dette området vil kunne påvirke kystområder i tilknytning til alle delområdene

(se figur 10-7). Høyest treffsannsynlighet forventes i områdene fra Stavanger til Sognefjorden. Oljedriftsberegningene i dette området har en utblåsningsrate som varierer fra 2700 Sm<sup>3</sup>/døgn til 8300 Sm<sup>3</sup>/døgn og en varighet fra 4 – 14 døgn. Gjennomsnittlig totalt strandet oljemengde er 250 – 4700 tonn for overflateutslipp og 5 – 1900 tonn for sjøbunnsutslipp.

Resultatene fra miljørisikoanalysen for prøveboring ved M1 viser at det er 10 % sannsynlighet for skade som varer < 1 år dersom olje treffer de mest sårbare strandområdene, det er 75% sannsynlighet for 1-10 års varighet og ca 15 % sannsynlighet for skader som varer over 10 år (DNV, 2004).

#### Nordsjøen sørvest

Aktivitetene i dette området har lengst avstand til land og sannsynligheten for stranding av olje er lavere enn i de andre delområdene, omtrent 20 % for overflateutslipp og tilnærmet 0 % for sjøbunnsutslipp (tabell 10-4). Oljeutslipp i dette området vil kunne berøre kyststrekningen fra Farsund til Stavanger, samt at det er en sannsynlighet for å berøre kystområder i Danmark (se figur 10-7). Gitt utslippsbetingelsene som beskrevet i tabell 10-4 så er gjennomsnittlig totalt strandet oljemengde fra overflateutslipp 30 – 70 tonn. Enkeltscenariet med høyest strandet oljemengde ga 500 tonn totalt strandet olje. Konsekvensen for kysten er langt lavere for dette delområdet enn for de øvrige.

#### Nordsjøen sørøst

Spredningsberegninger av to relativt kystnære utslippspunkt i dette delområdet viser at oljen kan drive både nordover langs norskekysten, samt i mer sørøstlig retning inn i Skagerrak (se figur 10-7). Et influensområde for aktiviteter i dette delområdet vil kunne dekke store deler av Skagerrak og kystområdene der (Norge, Sverige, Danmark), samt områder nord til Sognefjorden. Områder med høyest sannsynlighet for treff vil variere stort avhengig av lokasjonen for oljeutslippet. Det regnes ikke med stranding av oljeutslipp fra SØ2 lengst fra land i simuleringene (se tabell 10-4), årsaken til dette er at det er et kondensatutslipp med hurtig forvitring. Derimot er treffsannsynlighet for

overflateutslipp fra SØ3 nærmere kysten beregnet til 93% . Gitt utslippsbetingelsene som beskrevet i tabell 10-4 så er gjennomsnittlig totalt strandet oljemengde fra overflateutslipp 350 – 800 tonn. Enkeltscenariet med høyest strandet oljemengde ga 2700 tonn totalt strandet olje. Skadenivået for strandområder forventes å være tilsvarende som for delområde Nordsjøen midtre.

Oljeutslipp fra aktiviteter med større avstand fra land vil kunne få et spredningsmønster som ligner mer på aktivitetene i Nordsjøen sørvest.

### **10.5 Konsekvenser på andre næringer etc.**

Et større oljeutslipp vil kunne ramme også annen næringsvirksomhet og andre samfunnsaktiviteter. På åpent hav vil et oljesøl i første rekke kunne ramme fiskerivirksomhet. I kystsonen kan et oljesøl videre true lokal oppdrettsvirksomhet, samt ramme reiseliv/turisme og friluftslivsaktiviteter.

I tillegg til direkte påvirkning, har et oljesøl også potensial til å ramme indirekte, i form av administrative tiltak (innføring av fangstforbud etc.), reaksjoner fra forbrukere mm. Slike administrative og holdningsrelaterte forhold er vanskelige å kvantifisere, men erfaringer viser at slike forhold kan ha betydelige konsekvenser på kort sikt.

#### **10.5.1 Konsekvenser for fiskeri**

Konsekvenser for fiskeri fra uhellsutslipp av olje er omhandlet i delutredning: Fiskerinæringen og konsekvenser - Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet (Akvaplan-NIVA 2006).

Skadevirkninger for fiskeriene av et eventuelt akutt utslipp av olje vil avhenge av tid på året, sted, sølets størrelse, varighet og driftretning. Det kan også ha betydning om utslippet finner sted på overflaten eller ved bunnen. I forhold til fiskerivirksomhet vil et overflateutslipp ha størst potensial for direkte tilgrising, mens et undervannsutslipp teoretisk kan ha en indirekte konsekvens gjennom skade på fiskeegg og larver. Sistnevnte vurderes imidlertid som av svært lav sannsynlighet.

De viktigste kildene til utslipp frekvensmessig sett er små og mellomstore lekkasjer fra feltinterne rørledninger. Slike lekkasjer kan gi betydelige oljeutslipp, men siden utslippsraten er liten vil det som oftest ikke dannes oljeflak på havoverflaten, og konsekvensene i forhold til fiskeri vil være små eller neglisjerbare. Utblåsninger og uhellsutslipp fra lastede oljetankere representerer de potensielt viktigste kildene til store utslipp, med påfølgende drivende oljeflak på havoverflaten.

Den økonomiske risikoen for fiskeriene av akutte oljeutslipp er knyttet til tre forhold;

- Utstenging fra fiskefelt. Det er ikke aktuelt å drive fiske i et område som er berørt av et oljesøl. Selv om fisken skulle unngå å bli påvirket av oljen, vil sølet kunne grise til redskapene og søle til fisken idet redskapet hales ombord i fartøyet. Et oljesøl vil derfor bety en avbrytelse av fisket. Dette vil gjerne også skje i form av administrative tiltak som stanser fisket i et område med en viss varighet. Konsekvensene av et slikt avbrekk vil avhenge av tid og sted for utslippet, og vil være særlig store dersom tidspunktet faller sammen med de store sesongfiskeriene.
- Redusert markedsverdi på fisken. Dersom et oljeutslipp finner sted i nærheten av et område hvor det drives fiske, kan fangsten bli umulig å omsette. Også frykt for denne typen forurensing kan ha uheldige markedsmessige konsekvenser. Markedet for fisk har vist seg å være svært sårbart, selv for ubekreftede rykter om forurensning.
- Tilgrising av faststående redskaper som stod i sjøen da utslippet startet. Dette er aktuelt for faststående redskap som garn og line, som kun benyttes i liten grad i Nordsjøen. Under fisket med ringnot, trål og snurrevad vil fiskerne kunne unngå området som er påvirket av oljesøl.

I praksis vurderes utstengning fra et område som av større betydning enn faktisk tilgrising

av redskap, fangst og fartøy. For fiskeri i Nordsjøen vil utestengning fra et område ikke nødvendigvis medføre betydelige konsekvenser, men dette avhenger av tidspunkt og art som fangstes. For lokalt kystfiske isolert, kan slike konsekvenser imidlertid være betydelige. Økonomisk sett vurderes muligheten for negativ innvirkning på markedet å utgjøre det største negative konsekvenspotensialet.

### 10.5.2 Konsekvenser for oppdrettsvirksomhet

En beskrivelse av oppdrettsnæringen i influensområdet for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er gitt i delutredningen "Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen – del 1 Beskrivelse av oppdrettsnæringen" (Akvaplan-NIVA 2006).

Totalt finnes det langs strekningen fra Vest-Agder til og med Nord-Trøndelag vel 1400 konsesjoner for oppdrett. Av dette er vel 570 matfiskproduksjon av laksefisk, 320 matfiskproduksjon av marin fisk og 430 relatert til skjell og skalldyr. Blant fylkene er det Hordaland som har flest konsesjoner, fulgt av Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane. Den samlede verdien av oppdrettsfisken i området var i 2004 vel 6,3 milliarder kroner.

I forhold til normal petroleumsvirksomhet i Nordsjøen forventes ingen konsekvenser på oppdrettsvirksomheten. I forhold til et mulig større oljeutslipp, med påfølgende oljesøl som driver inn mot kysten, er det et konfliktpotensial. Et betydelig antall oppdrettskonsesjoner ligger også i den ytterste skjærgården, i områder som kan rammes av oljesøl.

I forhold til oppdrettsvirksomheten representerer oljesøl to typer av konsekvenser; direkte tilgrising eller markedsrelaterte konsekvenser. Tilgrising vil normalt kun berøre enkeltanlegg eller noen anlegg i et område, og konsekvensene kan begrenses av oljeverniltak. Konsekvensene vil derfor normalt være små for næringen totalt sett. Markedsrelaterte konsekvenser kan imidlertid ramme mye videre, men er også langt verre å forutsi. Erfaringer fra sistnevnte har en blant annet etter Braer hendelsen på Shetland, hvor

siste begrensninger på omsetning av sjømat fra området ble opphevet etter 7 år (AKN, 2003). Med en så omfattende oppdrettsvirksomhet som en har langs kysten av Vestlandet og Trøndelag, kan markedsrelaterte konsekvenser potensielt bli meget store.

### 10.5.3 Konsekvenser for turisme og friluftsliv

Det er i RKU-arbeidet ikke utført detaljert kartlegging av turist-/reiselivsnæringen i influensområdet. Det er imidlertid gjort noen betraktninger rundt konsekvenser for denne type næringsvirksomhet som følge av oljesøl, basert på tidligere utredninger (Asplan Viak 2002 og 2003).

I forhold til de undersøkte områdene i Nord-Norge, forventes reiselivsnæringen i influensområdet for RKU Nordsjøen å ha en større diversitet, hvor en stor del av næringsutøvelsen ikke er direkte knyttet opp mot kysten og det marine miljø. Kyst og sjø utgjør likevel en betydelig del av grunnlaget for reiseliv også i influensområdet, både knyttet til nasjonal turisme (fritidsbåter, vannsport, friluftsliv etc.), cruisetrafikk og annen internasjonal turisme (bobil-turisme, hytte/rorbuferie etc.).

Konsekvenser av oljesøl på reiselivsnæringen vil primært berøre den delen som er knyttet opp til bruk av kystsonen. Renomèeffekter kan likevel tenkes å ramme bredere, spesielt i forhold til utenlandske turister. Slike effekter er normalt kortvarige. Lokalt hvor et oljesøl rammer, kan en forvente til dels betydelige konsekvenser for turistnæringen på kort sikt. De generelle vurderingene som er gjort for bransjen (Asplan 2003), indikerer at varigheten av konsekvensen kan være inntil 5 år, med en gradvis bedring etter første år. For de bedriftene som rammes, kan derfor en slik hendelse medføre betydelig økonomisk svikt, med redusert drift eller nedleggelse som konsekvens.

### 10.6 Oljevernberedskap

I delkapitlene over er det presentert data på sannsynligheter for oljeutslipp, oljetyper, sannsynlige drivretninger, mulighet for stranding og konsekvenspotensial i forhold til både sårbare miljøkomponenter og andre

næringer. Det er i dette materialet ikke tatt hensyn til tiltak i form av oljevernberedskap.

Petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er imidlertid underlagt strenge krav til oljevernberedskap. Hver operatør er ansvarlig for beredskapen tilknyttet sin virksomhet. Industrien har imidlertid fokusert beredskapsressursene sine gjennom Norsk Oljevernforening For Operatørselskap (NOFO), som også er et viktig forum for diskusjon og videreutvikling av metoder, standarder og verktøy.

Gjennom NOFO er det utviklet et planverk for petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, som inkluderer beredskap for hav, kyst og strand. Dette planverket dekker industriens ressursbehov i forbindelse med eventuelle tilfeller av akutt oljeforurensning fra innretninger på norsk kontinentalsokkel, fra varslings og mobilisering til opprensning i strandsonen og overvåking.

Beredskapsnivået på sokkelen er risikobasert, og tar hensyn til aktivitetsnivået i de forskjellige delområder og regioner. Oljedriftsberegninger er gjennomført for hvert delområde for ulike sesonger, og resultatene er sammenholdt med forekomst og fordeling av sårbare miljøressurser.

Basert på dette er regionale beredskapsanalyser gjennomført, og de krav som er identifisert i disse har dannet grunnlag for etablering av regionsvise planer.

Planverket oppdateres jevnlig, på bakgrunn av endringer i aktivitetsnivå samt informasjon og kommentarer mottatt fra oljeselskapene og andre brukere. Det er i 2006 igangsatt en prosess med omfattende oppdatering av planverket, med fokus på endringer av forutsetninger/oppdatering av data, samt for å konkretisere beredskapen mer mot det enkelte felt enn regionene.

Planverket dekker følgende forhold (se [www.nof.no](http://www.nof.no) for mer informasjon):

- Operativ plan - som beskriver hvordan varslings, mobilisering, bekjempelse og normalisering gjennomføres ved en oljevernaksjon. Den er felles for alle

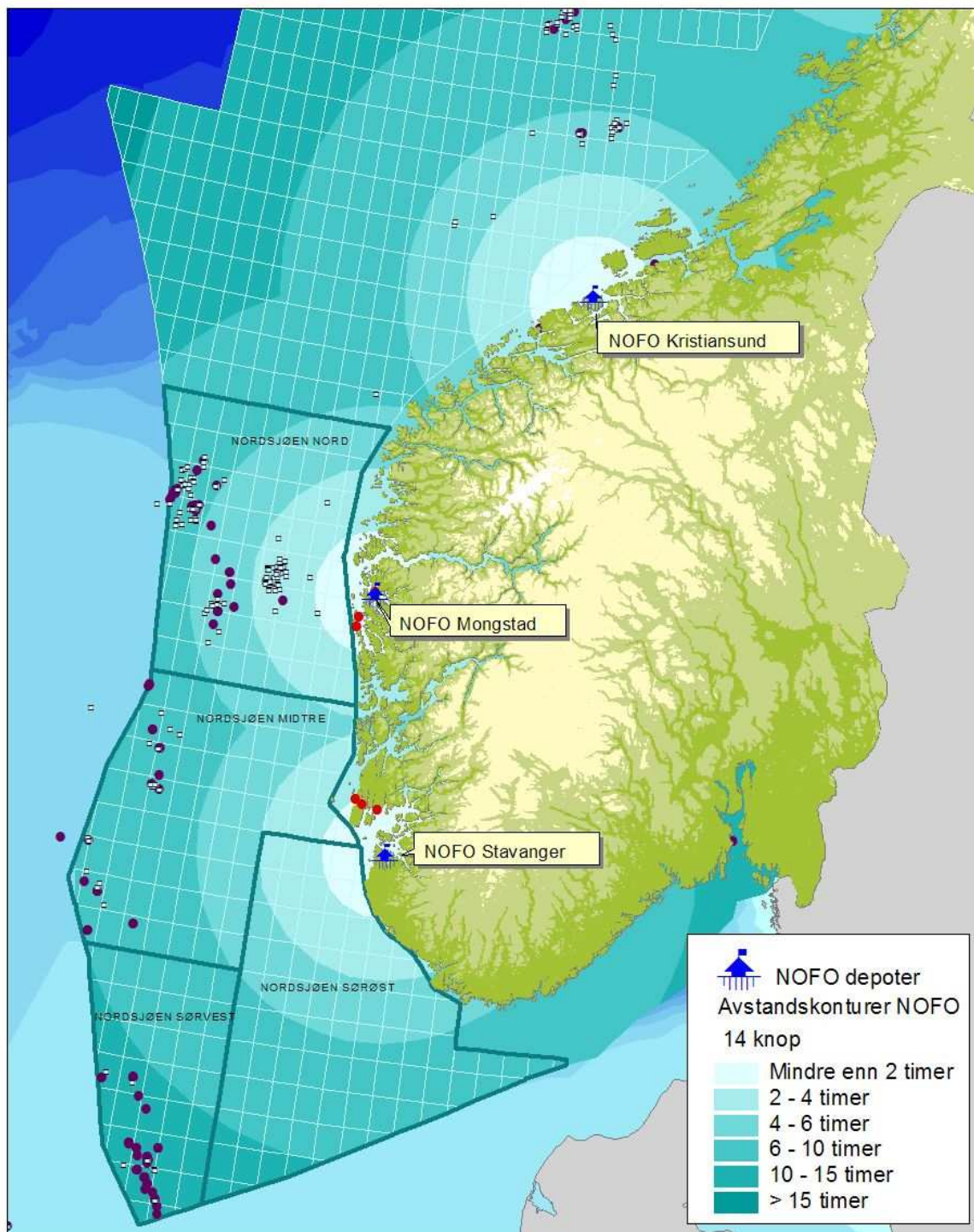
regioner, og spesifiserer hvilke ressurser som involveres for de enkelte regioner.

- Regionale planer - som beskriver de spesifikke planer som er utarbeidet for hver av de fem beredskapsregionene.
- Plangrunnlag - som beskriver grunnlaget for utarbeidelsen av de regionale beredskapsplanene, inkludert metodikk, forutsetninger og systematisering av erfaringsgrunnlag og eksisterende analyser.
- Databaser og datasett - som inneholder systematiserte oversikter over informasjon, i form av databaser og datasett.
- Oppslagsverk - som inneholder generell informasjon av interesse i forbindelse med planlegging av oljevernberedskap.

Norsk oljevernberedskap er fundamentert på prinsippet om at et oljeutslipp skal bekjempes så nær kilden som mulig. Tradisjonelt er dette basert på mekanisk oljevern, men etter hvert også med eksempler på alternativ beredskap i form av dispergeringsmidler. Dette medfører en betydelig beredskapsinnsats i form av havgående ressurser; "Oil Recovery" klasse fartøy med store lense-systemer og oljeopptagere. Innen NOFO finnes totalt 17 OR fartøyer som går kontinuerlig mellom de ulike felt og deres baser, eller som ligger i beredskap på feltet. Hvert fartøy har et NOFO-system. Dette består av 400 m lense og en oljeopptager og et slepefartøy. Det forutsettes i tillegg tilgjengelig tankbåtkapasitet for overføring av oppsamlet olje. Opptakskapasitet av oljeemulsjon for et NOFO system er beregnet til 2400 kubikkmeter pr. døgn, basert på døgnkontinuerlig drift.

I influensområdet finnes NOFO depoter i Stavanger, Mongstad og Kristiansund. Her finnes totalt 14 systemer bestående av 1 fartøy, 1 lense, 1 opptager med 2 opptakshoder (skimmerhoder; 1 for tradisjonelle oljetyper og 1 for høyviskøs olje) og et dispergerings-system. Responstid fra depotene til ulike deler i Nordsjøen er angitt i figur 10-10. Utstyr for dispergering og dispergeringsmidler foreligger





**Figur 10-10.** Responstid fra depotene i Stavanger, Mongstad og Kristiansund i forhold til virksomheten i Nordsjøen.

i ulike depot og fartøy langs kysten, samt at det inngår i områdeberedskapen for felter på norsk sokkel. Dispergeringsmidler kan normalt påføres et oljeflak ved hjelp av fartøy eventuelt fra helikopter utstyrt med dispergeringsbøtte.

Det har vært en tendens til økt lete- og produksjonsaktivitet nærmere land. Dette har medført økt fokus på oljevernberedskap både nær kilden og i strandsonen. Et omfattende avtaleverk er inngått mellom NOFO og de interkommunale utvalgene mot akutt forurensning (IUA) samt Kystverket om

tilgang på beredskapsressurser. Kyst- og strandsoneberedskapen er betydelig styrket gjennom disse avtalene.

Kommunene samarbeider om beredskapen gjennom 34 interkommunale beredskapsregioner som dekker samtlige norske kommuner. Den interkommunale beredskapen er dimensjonert for å håndtere mindre, akutte utslipp. IUA disponerer lettere beredskaps- og saneringsutstyr, og kan rekvirere beredskapspersonell fra lokale etater og bedrifter. IUA-enes oljeverndepoter er spredt langs norskekysten. NOFO har inngått avtale for bruk av IUA-enes egne og avtalepartneres utstyr og personellressurser for oljevernaksjoner i kyst- og strandsonen.

Kystverket har etablert 15 depot langs norskekysten, derav ett på Svalbard. I tillegg arbeides det med å opprette 10 nye mellomdepot. Utstyrmengden på Kystverkets depot er totalt ca 9 000 meter lett lense, 22 000 meter mellomtung lense, 12 000 meter tung lense, og 130 oljeopptakere. I tillegg kommer diverse lenser og oljeopptagere som er lagret om bord på åtte kystvaktfartøy og fire oljevernfarfartøy, samt diverse småutstyr, vernebekledning og lignende. Kystverket har inngått avtaler med Kystvakten og Siviltforsvaret om felles bruk av ressurser, og utplassering av oljevernutstyr på 8 kystvaktfartøy. Kystverket eier 4 mindre beredskapsfartøy som til daglig drives av Kystverkets rederi. Den statlige beredskapen er imidlertid basert på innleie av egnede fartøy og utnyttelse av de samlede ressurser landet rår over. Kystverket disponerer et spesialutrustet overvåkingsfly som eies av Helitrans AS som patruljerer norskekysten ca. 600 - 800 timer årlig. Flyet er utstyrt med radar- og fjernmålingsutstyr.

## Referanser

Akvaplan-NIVA (2006). Regional konsekvensutredning Nordsjøen. Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Aktivitet 1. Beskrivelse av oppdrettsnæringen. Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet.

Akvaplan-NIVA 2003. Konsekvenser for havbruksnæringen. ULB delutredning nr 8c.

AMBIO (2006). Regional konsekvensutredning Nordsjøen. Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl. AMBIO miljørådgivning. Rapport nr. 20137-1

Anker-Nilssen, T. (1987). Metoder til konsekvensanalyser olje/sjøfugl. Viltrapport 44: 1-114

Anker-Nilssen, T. (1994). Identifikasjon og prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs norskekysten og på Svalbard. NINA oppdragsmelding 310:1-18

Asplan (2002). RKU Norskehavet. Underlagsrapport. Konsekvenser for reiseliv av et oljespill i Lofoten. Sven Haugberg, Cecilie Farsund og Even Lind

Asplan Viak 2003. ULB delutredning 15. Konsekvenser for turistnæring ved oljeutslipp i Lofoten, Nordkapp og Svalbard. ULB delutredning 15.

Brude, O.W., Systad, G. H., Moe, K. A. & Østby, C. (2003). ULB Delutredning – studie 7-b. Uhellutslipp til sjø. Miljøkonsekvenser på sjøfugl, sjøpattedyr, strand, iskant mv. Alpha Miljørådgivning og NINA. Rapport nr.: 1157-01

Camphuysen, C.J. (2004). The Tricolor oil spill: an incident that should have been prevented. Atlantic Seabirds 6(3): 81-84. Special Issue published August 2005

DNV (2000). Sea Mammals Oil pollution vulnerability and damage categorisation. Rapport 98-3481, rev. 01, 2000-05-22

DNV (2004). ERA for exploration drilling for PL266- The Beluga prospect. Rapport 2004-0140, rev. 01, 2004-02-02

DNV (2004b). Skipstrafikk langs Norskekysten, analyse av miljørisiko. DNV rapport 2004-0778, rev.1, 2004-07-05

DNV (2005c). MIRA Revision 2005. DNV rapport 2005- 11466

DNV (2006). Uhellsutslipp. Regional konsekvensutredning Nordsjøen. DNV rapport 2006-0738

FIMR (2005). Effects of oil spills on Arctic marine ecosystems. Environmental protection: Biology and potential effects of oil spills on the arctic sea ice. 28.04.2005

Havforskningsinstituttet, 2006. "Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen", Geir Huse, Jarle Klungsøyr, Einar Svendsen, Jon Alvsvåg og Reidar Toresen.

IRIS (2006). Regional konsekvensutredning Nordsjøen- status for havert *Haliobacter* grypu. Rapport IRIS – 2006/014

Isaksen, K., Bakken, V. & Wiig, Ø. (1998). Potential effects on seabirds and marine mammals of petroleum activity in the northern Barents Sea. Norsk Polarinstitutt meddelelser No 154. Oslo. 66 pp. Peterson 2001.

Peterson, C.H. (2001). The "Exxon Valdez" Oil Spill in Alaska: Acute, Indirect and Chronic Effects on the Ecosystem. Adv. in Mar. Biol. 39: 1-103

Piatt, J.F. & Lensink, C.J. (1989). Exxon Valdez bird tool. Nature 342: 865-866

RKU Nordsjøen (1999). Temarapport 4. Uhellsutslipp- sannsynlighet, miljørisiko og konsekvens

RKU Norskehavet (2003). Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet

SFT & DN (1996). Beredskap mot akutt forurensning. Modell for prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs kysten. Statens forurensningstilsyn, Horten, Direktoratet for naturforvaltning, Trondheim. Veileder. 16 s

Talisman (2006). Yme konsekvensutredning. November 2006.



## 11 Andre konsekvenser

I dette kapitlet omhandles følgende temaer:

- Miljøkonsekvenser av fysiske inngrep
- Avfall fra offshore petroleumsvirksomhet
- Skipstrafikk i Nordsjøen
- Miljøkonsekvenser av seismikk

### 11.1 Fysiske inngrep og miljøkonsekvenser

Dette delkapitlet er blant annet basert på utredning gjort i forbindelse med RKU Norskehavet 2003 (RF 2003) samt utredning gjort av DNV i forbindelse med Olje- og energidepartementets utredning om disponering av utrangerte rørledninger og kabler (Nøland *et. al.* 1999).

Fysiske inngrep i sjøbunnen er først og fremst knyttet til legging av rørledninger og kabler. Utplussing og oppankring av bunnrammer, ventilhoder og faste installasjoner vil ha tilsvarende effekter som legging av rør, men har mye mindre arealmessig omfang. Nedenfor omtales derfor i alt vesentlig effekter av fysiske inngrep i forbindelse med rørledninger.

Rørledninger har stor betydning for transport av ulike petroleumsprodukter, fra gass til olje. I tillegg benyttes rør til transport av vann og gass for injeksjon. Rør eller kabler blir også lagt for å overføre elektrisitet og signaler i forbindelse med styring og kontroll av undervannsinstallasjoner, for transport av hydraulikkvæske og for injeksjon av kjemikalier i brønner. Rørdimensjonene, materialer og leggeteknikk har tilsvarende spenn som variasjonen i bruken.

Rørledningene legges på bunnen eller graves helt eller delvis ned i sedimentet. Det er vanlig at deler av røret dekkes til med stein eller betongmatter, for beskyttelse eller for stabilisering (figur 11-1). Det brukes også steinfylling under rørledninger for å unngå frie spenn, og i krysningspunkt med andre ledninger. Det har ikke vært mulig å skaffe data for å kunne angi totalt omfang av steindumping i Nordsjøen. For de fleste felt er det imidlertid en del steindumping innenfor

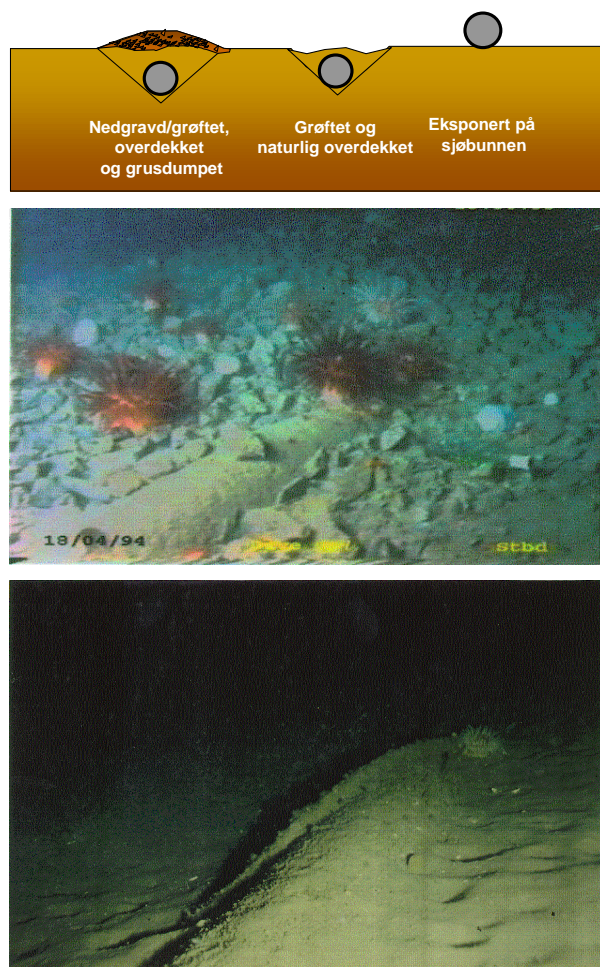
500-sonen, samt at det er varierende bruk av stein på rørledninger. Omfanget varierer med type rør, om det er nedgravd, temperatur og lokal topografi. Det har ikke lyktes å fremskaffe en total oversikt over steindumping i Nordsjøen.

Nedgraving kan skje med vannjetsystem som spuler bort sedimentet slik at det lages en grøft for røret, eller det benyttes plogsystem som pløyer ned røret og deretter eventuelt etterfyller plogfuren og dekker røret med sediment. Rør som legges på overflaten vil; avhengig av tykkelse, vekt og sjøbunnens beskaffenhet, bli liggende på toppen eller synke ned i bunnen. På sandholdig bunn i Nordsjøen blir det antatt at slik nedsynking tar 0-5 år.

#### 11.1.1 Effekter på sjøbunn og bunndyr

Effektene kan deles inn i *midlertidige* og *permanente*. De midlertidige oppstår under rørlagingsarbeidet og de permanente vil vare så lenge røret og tilknyttede inngrep ikke fjernes eller at det dekkes helt av et tykt lag med opprinnelig sjøbunn.

De midlertidige effektene vil bli størst dersom røret graves ned. Slik nedgraving medfører størst forstyrrelse av sjøbunnen og oppvirvling av sediment som sedimenterer i nærområdet. Hvor mye partikler som virvles opp og distansen de spres, er avhengig av partikkelstørrelse, vekt og strømhastighet. Små partikler (leire) og stor strømhastighet gir størst spredning, men normalt vil høy naturlig strømhastighet, tilsi at det er grove partikler på bunnen. En kan regne med at et 10-20 m bredt belte rundt røret blir sterkt påvirket av selve nedgravingen og av sedimentasjon av partikler. I dette nærområdet kan bunnfauna i stor grad bli utryddet. Utenfor nærområdet avtar sedimentasjonsmengden og effektene.



**Figur 11-1.** Illustrasjon av plassering av rørledninger i forhold til havbunnen. Steindumpet, men delvis synlig, eksponert rørledning (midten) og naturlig overdekket rørledning (nederst) (fra Nøland *et. al.* 1999).

Bunndyr er i stor grad tilpasset en viss sedimentasjon av partikler, og det er der nedslammingen er mest intens at bunndyrssamfunnet blir mest påvirket. Bunndyrene er vanligvis flerårige, til dels mobile, har et frittsvømmende (planktonisk) larvestadium og har dermed stor evne til å spre seg og re-kolonisere sjøbunnen. Dyp, temperatur, bunns substrat og naturlig forekommende arter, påvirker tiden det tar å etablere et samfunn på nytt. Bløtbunnsfauna kan etableres gradvis i løpet av ett år eller to i grunne områder med sandbunn, mens det kan ta ti år på dypt og kaldere vann. Det vil skje en gradvis endring av artssammensetningen, inntil den er tilpasset de lokale miljøforholdene. Koraller trenger betydelig tid å vokse ut på nytt etter skader.

I Nordsjøen er det forholdsvis grunt og i stor grad sandholdig bunn hvor dyrene er tilpasset skiftende forhold og bevegelse av sand langs bunnen. De fleste rørledninger i Nordsjøen blir lagt i områder hvor sand og siltig sand dominerer på sjøbunnen.

Bunntåling er den menneskeskapte fysiske påvirkningen som berører størst areal på sjøbunnen (tabell 11-1). I 1996 var det 4000 km med lange transportledninger på norsk sektor og i tillegg et høyt antall ledninger for transport innen eller mellom felt. Tilsvarende var det 1700 km og 4900 km rørledninger i henholdsvis nederlandsk og britisk sektor.

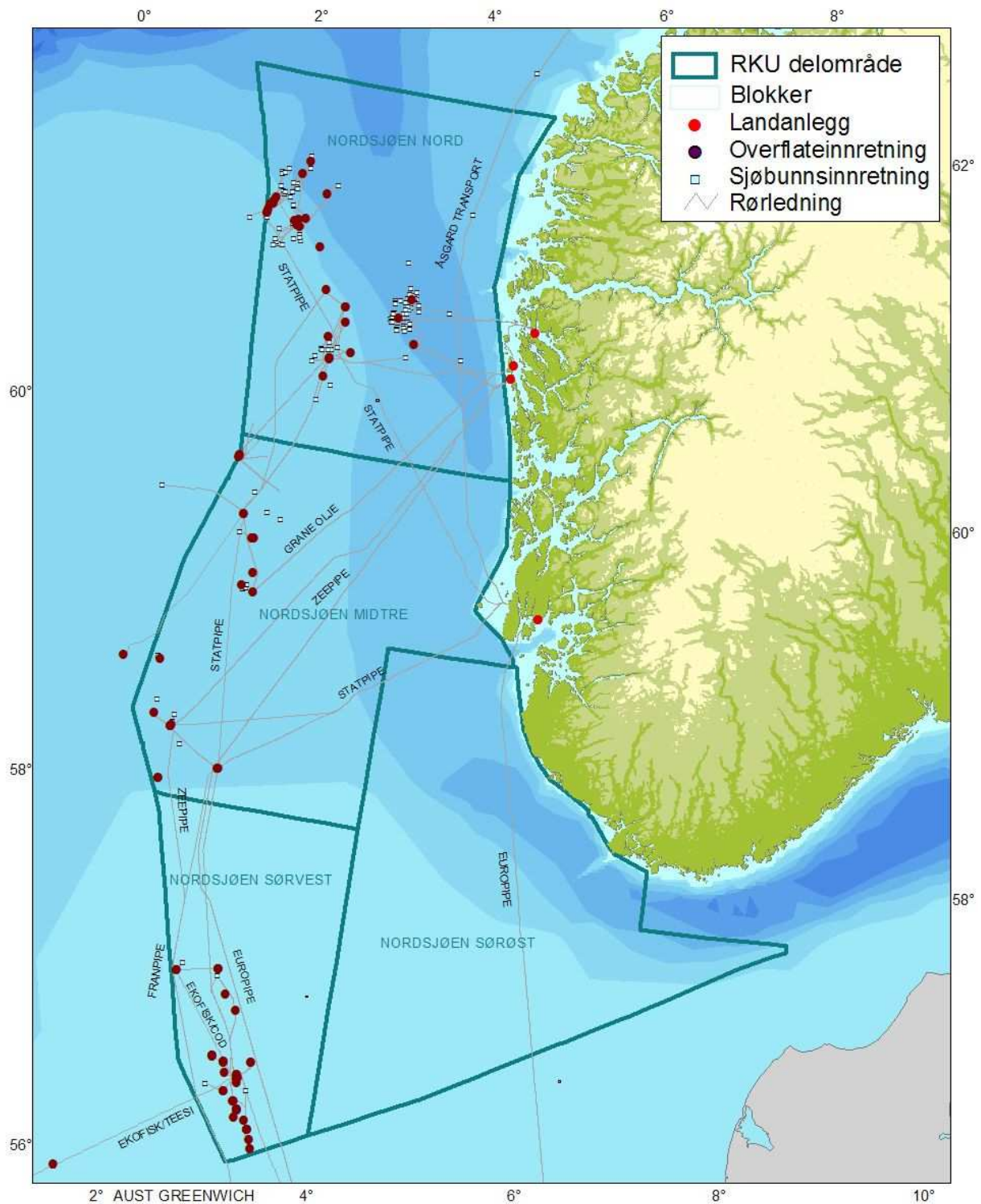
Selv om dataene er gamle, viser undersøkelsen at fiske var den desidert største bidragsyteren til fysiske forstyrrelser, mens rørledninger og kabler var blant de største av de øvrige aktivitetene. Legging av rørledninger er en engangsoperasjon, mens påvirkning fra bunntåling gjentas stadig.

Rørlednings- og kabelnettet er videre utbygd etter at dataene som ligger til grunn for tabell 11-1 ble samlet inn og/eller beregnet, og slike aktiviteter betyr derfor mer i dag enn i 1986. Tilsvarende er enkelte aktiviteter, som dumping av avfall, blitt begrenset gjennom bl.a. internasjonale avtaler, og er følgelig av mindre omfang i dag.

**Tabell 11-1.** Fysisk forstyrrelse av sjøbunnen i Nordsjøen i 1986 (omarbeidet fra: de Groot, 1996).

Kilde til forstyrrelse	Fysisk forstyrret areal (km <sup>2</sup> )	% av totalt Nordsjø-areal
Fiske	309 204*	54
Rørledninger	8374	1,5
Kabler	7322	1,27
Plattformer	313	0,05
Brønnhoder	300	0,05
Vrak	284	0,05
Opphenting av sedimenter	180*	0,03
Dumping av mudret masse	72*	0,01
Dumping av slam	5,5*	0,001
Dumping av avfall	5,5*	0,001
Utslipp av boreslam.	0,5*	0,0001

\* Årlig forstyrrede arealer



**Figur 11-2.** Kart med rørledninger i Nordsjøen.

Omfanget av rørledninger og kabler tilknyttet petroleumindustrien på norsk sokkel er presentert i figur 11-2.

Fisk vil normalt unngå ugunstig miljø. Skadeomfanget på plankton i forbindelse med

oppvirvling av sediment regnes som ubetydelige, forutsatt at sedimentene ikke er forurenset med skadelige stoffer.

Steindumping vil øke arealet som påvirkes av rørleggingen. Dette skyldes både at et større

areal tildekkes, og at bunnstrukturen endres. Stein på sand eller leirebunn vil gi muligheter for etablering av en helt annen fauna enn den som naturlig finnes i området. Andre faste overflater vil kunne ha en tilsvarende effekt (rørledninger, havbunnsrammer, andre konstruksjoner på havbunnen).

En annen form for fysisk påvirkning er ankergrøper som dannes av ankere til rørleggingsfartøy (og rigger). Fartøyene som ikke har dynamisk posisjonering (DP), basert på satellittnavigasjon, bruker ankere til å holde og endre posisjon. Når ankerene trekkes kan de etterlate seg groper som er flere meter i omkrets, og hauger opp til 0,5-1,0 m høye. Ankergrøpene kan finnes langt ut (200-1400 m) fra selve fartøyet. Type effekter for bunndyrene blir som for rørlegging, men omfanget er mindre.

## **11.2 Avfall fra petroleums- virksomheten offshore**

### **11.2.1 Målsettinger**

Myndighetenes målsettinger og forventninger til avfallshåndtering offshore er uttrykt gjennom Stortingsmeldinger, bl. a. St.melding 58 (1996-1997), St. melding. 8 (1999-2000) og St. melding 24 (2000-2001) samt i kommunale avfallsplaner.

Det nasjonale strategiske målet for arbeidet med avfall og gjenvinning er at: "Avfallsproblemene skal løses slik at avfallet gir minst mulig skade og ulempe for mennesker og naturmiljø, samtidig som avfallet og håndteringen av dette legger minst mulig beslag på samfunnets ressurser".

I hovedsak har den norske avfallspolitikken tidligere vært fokusert på forsvarlig håndtering av avfall, men fokus har i den senere tid blitt endret til å forebygge generering av avfall. For best mulig håndtering av avfall er følgende prioritering gitt:

- 1) Avfallsreduksjon
- 2) Gjenvinning/gjenbruk
- 3) Destruksjon/deponering

### **11.2.2 Lovverk**

Offshoreindustrien opererer under betingelser som har til hensikt å sikre vern om ytre miljø. Disse betingelsene er enten gitt gjennom ulike forskrifter, samtykker fra Petroleumstilsynet (PTIL) eller utslippstillatelser fra Statens forurensingstilsyn (SFT).

Forurensingsloven omhandler forurensingsmyndighetenes krav angående håndtering av avfall og spesialavfall, og legger føringer for alle aktiviteter offshore som omhandler lagring/oppbevaring, håndtering, klassifisering, merking og transport av avfall, inklusiv farlig avfall. Styringsforskriften, aktivitetsforskriften og opplysningsforskriften gir føringer for å etterlevere myndighetskrav som omhandler HMS i petroleumsvirksomheten. Forskrift om farlig avfall gir føringer for bl.a. leveringsplikt, håndtering, oppbevaring, deklarerer og merking av farlig avfall.

SFT er tilsynsmyndighet for avfall og farlig avfall når avfallet er om bord på innretninger eller midlertidig lagret og administrert på forsyningsbaser. Gjennom utslippstillatelsene som blir gitt av SFT settes vilkår om at operatørene så langt som mulig skal hindre at avfall oppstår, utarbeide avfallsplan som beskriver muligheter for reduksjon av avfallsmengde, samt håndtere avfall på en miljømessig og hygienisk forsvarlig måte.

### **11.2.3 Praksis for avfallshåndtering**

Olje- og gassvirksomhet på norsk sokkel gir opphav til en rekke typer avfall som spenner fra vanlig husholdningsavfall til ulike typer farlig avfall. Både farlig avfall og annet avfall må disponeres på en forsvarlig måte. Avfallet behandles etter hvor miljøfarlig det er, og myndighetene vurderer både miljøfarlighet og potensial for miljøskade når det skal tas stilling til hvordan avfallet skal behandles.

Alle operatører på sokkelen har plikt til å etablere rutiner for avfallshåndtering. For hvert felt utarbeides en plan for avfallshåndtering for driftsfasen. Planen gir detaljerte retningslinjer for behandling av alle typer avfall, inkludert farlig avfall. En av hensiktene



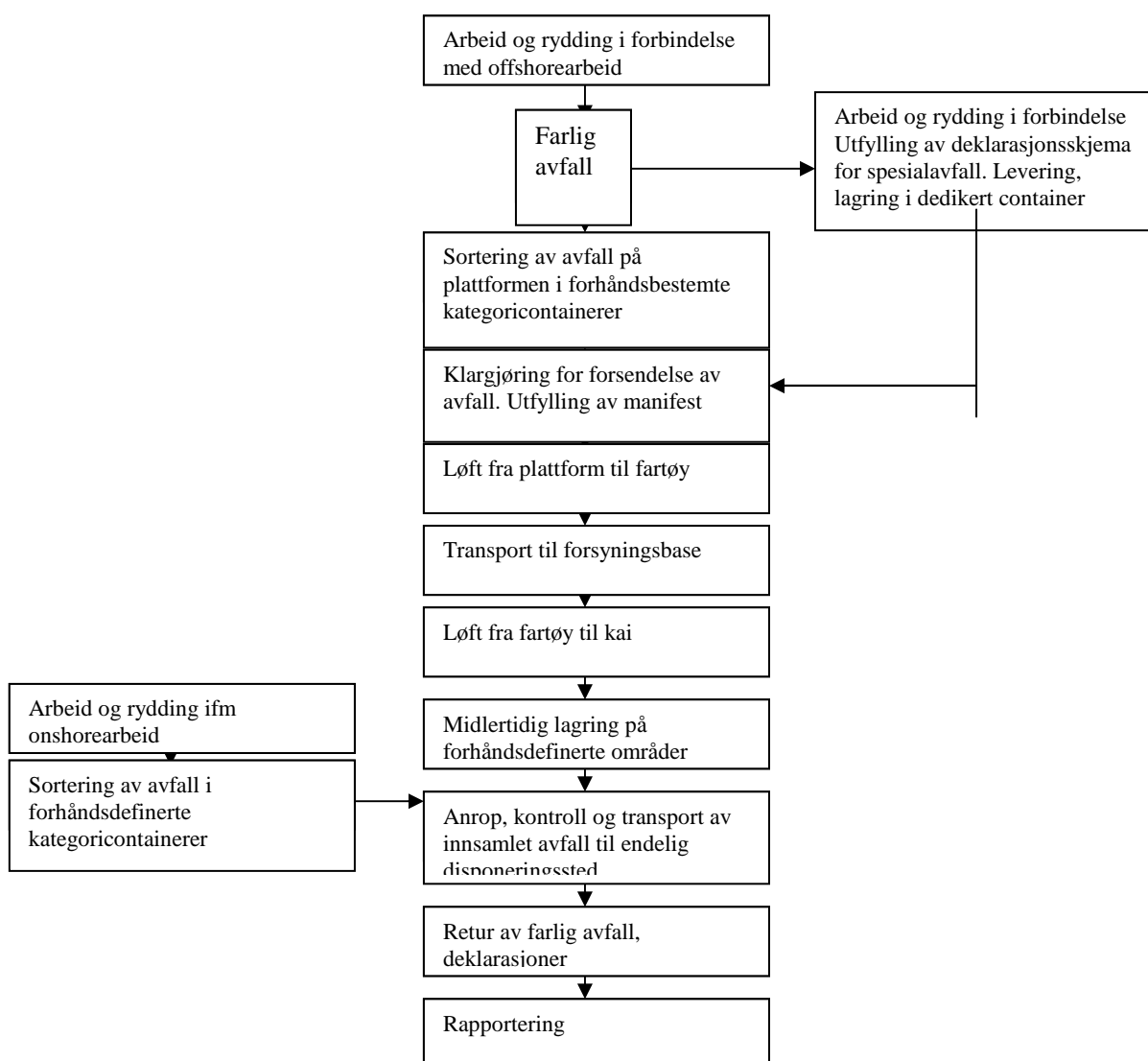
med slike planer er å redusere den totale avfallsmengden.

For å møte industriens behov for en felles standard for avfallsstyring, er en avfallsveileder (OLF's Anbefalte retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten) utarbeidet.

Figur 11-3 viser generell avfallsflyt i OLF's medlemsbedrifter. Figuren beskriver anbefalte rutiner i forbindelse med avfallshåndtering, ansvarsfordeling og interne krav som bør

dokumenteres og følges opp gjennom operatørens styringssystem.

Generelt blir det meste av avfallet gjenvunnet, med unntak av enkelte typer farlig avfall. Det er Fylkesmannens miljøvernavdeling som regulerer hvem som kan motta og mellomlagre avfall fra olje- og gassvirksomheten som er fraktet til land. Husholdningsavfall blir behandlet sammen med det kommunale avfallet mens farlig avfall blir sendt videre til godkjente behandlingsanlegg.



Figur 11-3. Illustrasjon av generell avfallsflyt (etter OLF 1997).

Behandling av ilandført borekaks utføres ved ulike kjemiske, biologiske og termiske metoder som åpen deponering av avfallet, behandling i bioreaktor, vasking eller termisk behandling. Ilandført borekaks kan i dag bare behandles av fire aktører som har tillatelse til behandling av slikt avfall fra SFT.

#### 11.2.4 Innrapportering av generert avfall

Farlig avfall og næringsavfall som genereres offshore skal rapporteres til myndighetene. I OLFs veiledning til utslippsrapportering anbefales følgende kategorier<sup>3</sup> for inndeling av næringsavfall:

- Matbefengt avfall
- Våtorganisk avfall
- Papir
- Papp
- Treverk
- Glass
- Plast
- EE avfall
- Metall
- Restavfall
- Annet

Definisjonen på farlig avfall er "Avfall som ikke hensiktsmessig kan håndteres sammen med annet husholdningsavfall eller næringsavfall fordi det kan medføre alvorlige forurensinger eller fare for skade på mennesker eller dyr" (SFT 2004). Farlig avfall blir vanligvis fordelt i følgende hovedgrupper:

- Batterier
- Maling
- Spraybokser
- Lysrør/-pærer
- Oljeholdig avfall (spillolje, sloppvann, emulsjoner og ulike former for oljeforurenset masse)
- Kjemikalier (rene)
- Kjemikalieblandinger
- Boreavfall (for eksempel borevæsker, oljeholdig kaks)
- Organisk avfall

- Blåsesand
- Risikoavfall (for eksempel smittefarlig avfall, medisinsk avfall, sprengstoff)

I tillegg rapporteres lavradioaktivt avfall (LRA) fra offshore virksomheten i henhold til egen veiledning fra OLF (OLF 1997).

I tabell 11-2 vises mengde avfall som ble generert på de utbygde feltene i Nordsjøen i 2005, fordelt på avfallskategori og region.

Som vist i figur 11-4 og 11-5 representerte metall den største andelen (45 %) av næringsavfallet, mens boreavfallet utgjorde den største andelen (84 %) innen kategorien farlig avfall.

Boreavfall er den absolutt dominerende avfallstypen som genereres offshore.

#### 11.2.5 Lavradioaktive avleiringer (LRA)

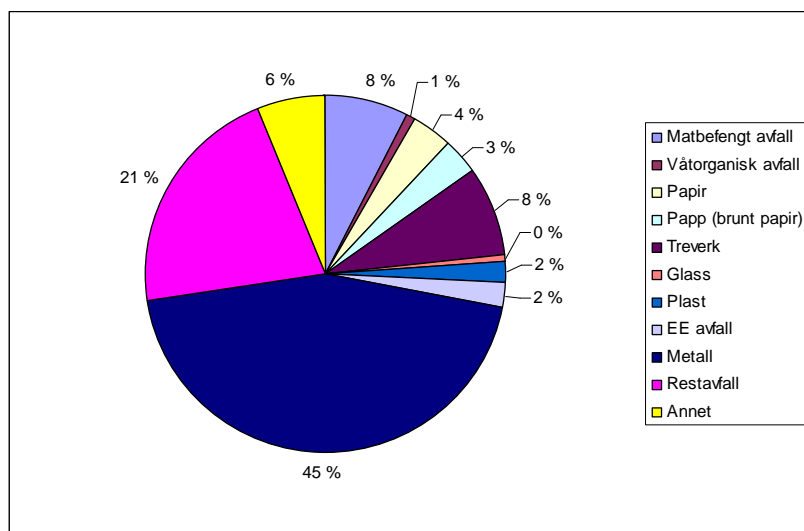
Når sjøvann blandes med formasjonsvann dannes det tungt løselige sulfatavleiringer som er forurenset av små mengder lavradioaktivt radium og thorium. Statens strålevern fastsatte i 1995 en midlertidig friklassingsgrense for lavradioaktive avleiringer fra petroleumsindustrien. Disse er for tiden 10 Bq/gram for radium-226, radium-228 eller bly-210. Dersom målinger påviser at den spesifikke aktiviteten i avleiringer overstiger disse verdiene, skal avleiringene klassifiseres som lavradioaktive, og stoffene skal lagres i henhold til forskrifter før endelig deponering kan foretas.

Stråledosene knyttet til LRA anses som ubetydelige. Den stråledose som offshorearbeidere mottar ifm. LRA-arbeid er mindre enn en prosent av naturlig bakgrunnsstråling i Norge. LRA er derfor mer et avfallsproblem enn et arbeidsmiljøproblem.

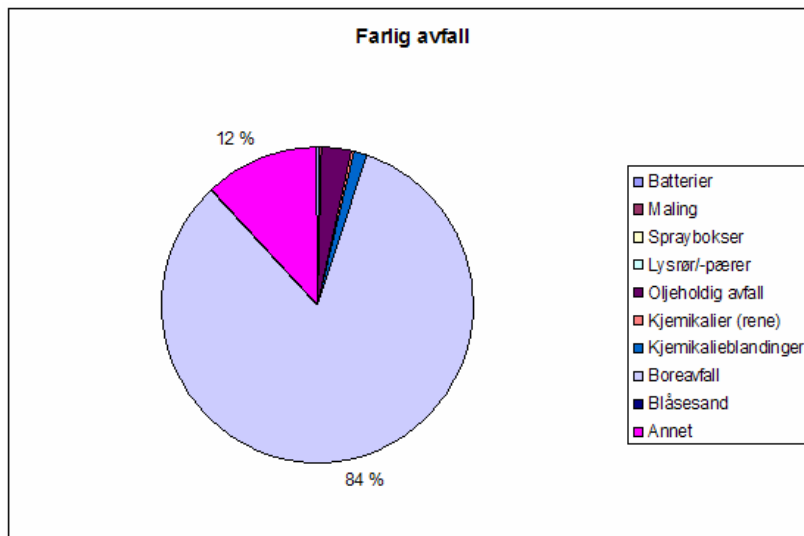
<sup>3</sup> Betegnelsene på de ulike avfallskategorier varierer noe mellom veileder, rapporteringssystem og de ulike selskaper.

**Tabell 11-2.** Mengder næringsavfall og farlig avfall generert i 2005 (tonn). Data fra Environment Web.

Type avfall	Kategori	Sørlige Nordsjøen	Nordsjøen Midtre	Nordlige Nordsjøen	
Næringsavfall (tonn)	Matbefengt avfall	435	61	471	
	Våtorganisk avfall	6	5	101	
	Papir	78	77	297	
	Papp (brunt papir)	160	32	239	
	Treverk	66	173	793	
	Glass	9	12	37	
	Plast	22	36	185	
	EE avfall	44	37	222	
	Metall	697	681	4313	
	Restavfall	678	467	1580	
	Annet	167	168	462	
		<b>Totale mengder næringsavfall</b>	<b>2366</b>	<b>1753</b>	<b>8700</b>
Farlig avfall (tonn)	Batterier	16,5	10,3	69,5	
	Maling	39,1	88,2	142,4	
	Spraybokser	2,5	1,7	7,2	
	Lysrør/-pærer	5,4	5,4	22,2	
	Oljeholdig avfall	193	232	1658	
	Kjemikalier (rene)	106	21	51,8	
	Kjemikalieblandinger	97	274	425	
	Boreavfall	9383	6371	39597	
	Blåsesand	25,9	58,3	31,5	
	Annet	1591	362	5975	
		<b>Totale mengder farlig avfall</b>	<b>11461</b>	<b>7426</b>	<b>47981</b>



**Figur 11-4.** Fordeling av næringsavfall fra felt i drift, Nordsjøen, 2005. Kilde: Environment Web.



**Figur 11-5.** Fordeling av farlig avfall fra felt i drift, Nordsjøen, 2005. Kilde: Environment Web.

Lavradioaktive avleiringer fra oljeindustrien er i dag lagret på flere steder langs kysten. Statens strålevern har gitt midlertidige tillatelser for disse inntil en permanent løsning er etablert. Per mai 2003 var det mellomlagret omlag 250 tonn LRA fra norsk sokkel, hovedsakelig på basene Saga-Fjordbase (Florø) på CCB (Ågotnes) og på Tanangerbasen utenfor Stavanger. Tidlig 2007 vil et nytt anlegg for behandling og permanent deponering av LRA fra oljeindustrien settes i drift på Sløvåg industriområde i Gulen, Sogn og Fjordane. Anlegget vil inneholde et prosessanlegg for fjerning av olje, og LRA med oljeinnhold over 5 vektprosent vil bli rensert før deponering. Deponeringsanlegget i Gulen er utført som et underjordisk deponi, og består av en 100 m lang tunnel i berg med kapasitet for minst 3000 tonn LRA. Anlegget kan utvides til å kunne motta over 11000 tonn LRA.

Det er stor usikkerhet i anslagene over mengde LRA som vil genereres i de kommende år. Blant annet vil nye og lavere friklassifiseringsgrenser medføre økte mengder produsert LRA til deponering. Anslag som baseres på gjennomførte nedstenginger av offshoreinstallasjoner og rutinemessig rensing av produksjonsutstyr indikerer imidlertid at årlig mengde produsert LRA vil være i størrelsesorden 100 tonn (pers. med. Per Varskog, NorseDecom).

Statens strålevern ga i februar 2004 driftstillatelse til deponi for lavradioaktive avleiringer fra olje- og gassindustrien også i Sokndal i Rogaland. Driftstillatelsen ble gitt under forutsetning av at avfallet ikke inneholder andre forurensende stoffer. Strålevernet har i driftstillatelsen krevd at det stilles statlig garanti før deponiet tas i bruk.

### 11.3 Skipstrafikk i Nordsjøen

Det er utført en egen delutredning som beskriver skipstrafikken i Nordsjøen: "Beskrivelse av skipstrafikk i Nordsjøen (Safetec 2006). Hensikten med denne har vært å etablere et overordnet bilde av den samlede skipstrafikken i området, og hvordan denne fordeler seg i forhold til eksisterende offshoreinstallasjoner og trafikken til og fra disse.

Her gjengis en kortfattet beskrivelse av kysttrafikk samt trafikk av handelsfartøy og offshore fartøy i hver region. For nærmere detaljer samt forutsetninger for arbeidet, henvises til delutredningen.

Trafikken som følger norskekysten defineres innenfor hovedleden (dvs. trafikk til og fra betydningsfulle havner, samt gjennomfart langs kysten). Denne leden følger hele norskekysten og er sterkt trafikkert. Årlig trafikk ligger i størrelsesorden 10 000 – 19 000 passeringer. I forhold til petroleumsvirksomhet er hovedleden primært av interesse i

forbindelse med kryssende trafikk; forsyningsfartøy, skytteltankere osv. Også for eventuell kystnær letevirksomhet og kystnære installasjoner er hovedleden av interesse.

### 11.3.1 Nordsjøen Nord

Det meste av trafikken i området følger hovedleden langs kysten. Antall årlige passeringer i hovedleden er om lag 16 900 ved Stad og 10 500 utenfor Sotra. 50-60% av fartøyene er lastefartøy av ulik kategori, mindre enn 5000 dwt. Andelen tankskip er noe større i den sørlige delen sammenlignet med den nordlige, og utgjør 7-14%. Omtrent 3% (300-500 passeringer) av skipene er tankskip på 25000-150000 tonn.

En del lastefartøy og tankskip følger også leder som krysser regionen (figur 11-6). Totalt utgjør dette om lag 1100 passeringer pr år. Om lag 500 av disse er tankskip.

Siden det er stor petroleumsaktivitet i denne regionen, er det også betydelig offshoretrafikk (figur 11-6), med regulære forsyninger til feltene.

### 11.3.2 Nordsjøen Midtre

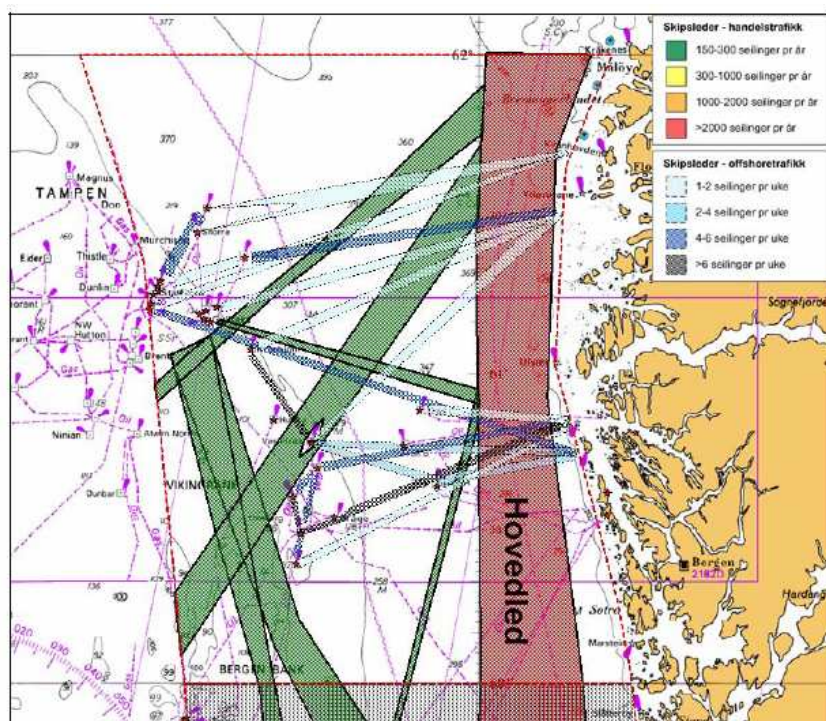
Gjennomgangstrafikken i hovedleden er mellom 12 000 og 13 000 passeringer pr år. Av dette representerer vanlige lastefartøy ca 73% og tankskip 12 – 13%.

En rekke leder krysser også her gjennom regionen (figur 11-7), enkelte med betydelig trafikk. Totalt er det i overkant av 5000 passeringer pr år. Av disse er om lag 700 tankskip. Det er også noe offshoretrafikk i regionen, knyttet til forsyninger til de ulike felt/områder.

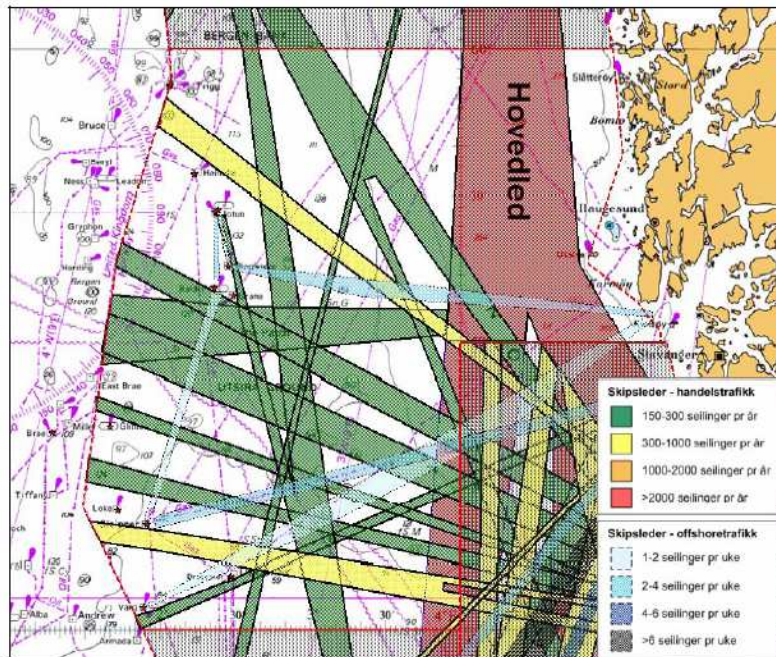
### 11.3.3 Nordsjøen Sørvest

Gjennom regionen finnes flere leder i øst-vest retning og sterkt trafikkerte leder i nord-sør retning (figur 11-8), totalt med ca 5000 passeringer pr år. Av dette er knapt 1000 tankskip.

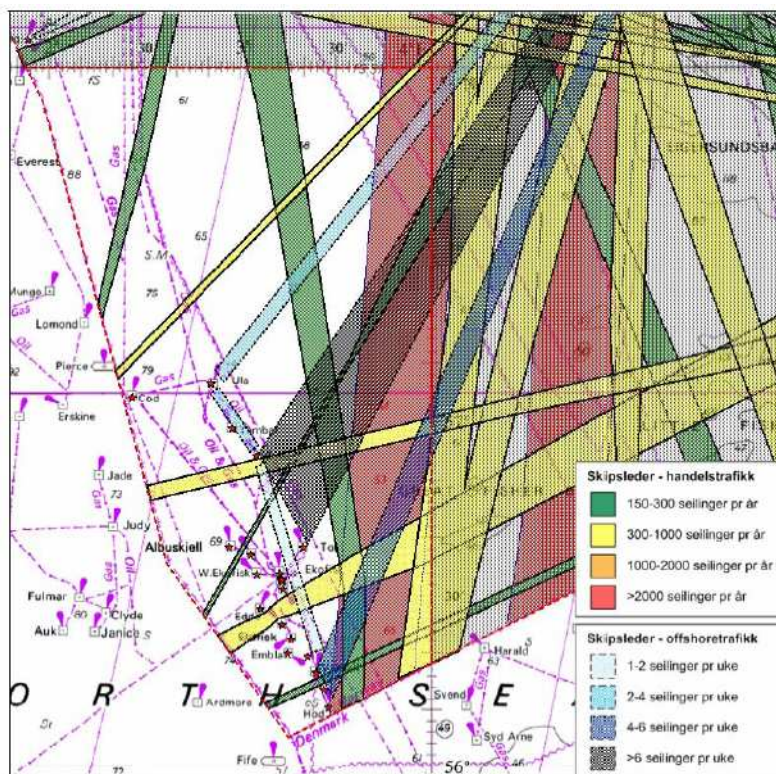
Forsyningstrafikken til Ekofisk-området er også betydelig.



Figur 11-6. Skipstrafikk i region Nordsjøen Nord.



Figur 11-7. Skipstrafikk i region Nordsjøen Midtre.



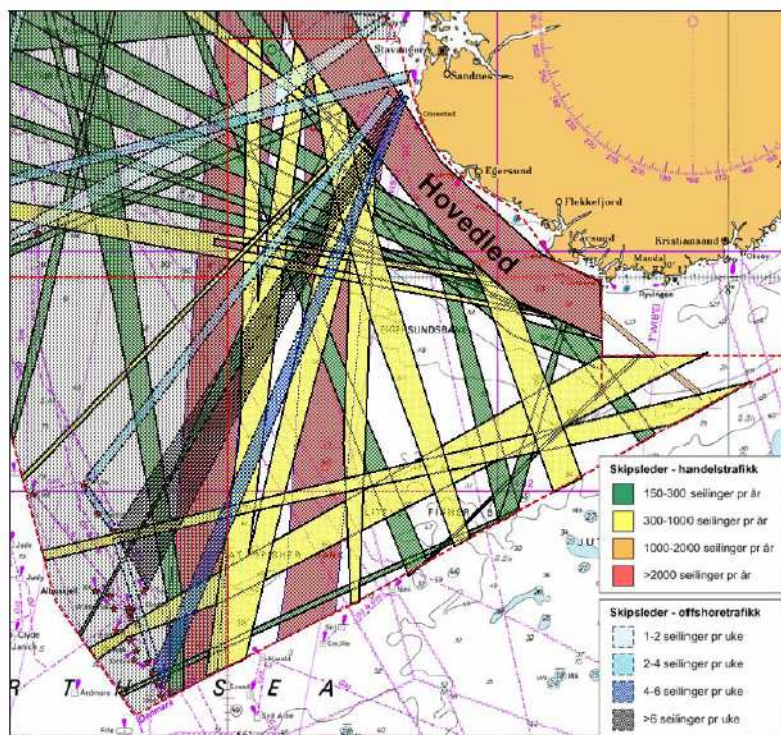
Figur 11-8. Skipstrafikk i region Nordsjøen Sørvest.

### 11.3.4 Nordsjøen Sørøst

I regionen går hovedleden langs kysten, men med flere leder i retning den engelske kanal. Her finnes imidlertid svært mange leder i retning ulike havner på kontinentet og til/fra Østersjøen. Trafikken er stor, i størrelsesorden

14 500 passeringer pr år. Om lag 10% er tankskip.

Her finnes ingen egen kontinuerlig petroleumsvirksomhet, men forsyningsskip til Ekofisk-området fra Stavanger passerer gjennom regionen.



Figur 11-9. Skipstrafikk i region Nordsjøen Sørøst.

#### 11.4 Mulige miljøkonsekvenser

I områder med både stor skipstrafikk og petroleumsvirksomhet er det i utgangspunktet et konfliktpotensial. Potensialet er naturlig nok størst der hvor petroleumsvirksomheten har overflateinnretninger, med tilhørende trafikk av fartøyer, og hvor viktige leder passerer.

I forhold til miljø er problemstillingen knyttet til eventuelle kollisjoner som medfører enten utslipp fra innretning eller skip (bunkers eller last). Avhengig av utslippets størrelse, type, lokalisering og årstid, kan omfanget av konsekvenser bli betydelig dersom uhellet skulle være ute – se kapittel 10 om akutte utslipp.

Det er imidlertid en meget lav sannsynlighet for kollisjoner med påfølgende utslipp fra skip eller innretninger, og både operasjonelle og designrelaterte tiltak er implementert for å unngå både kollisjon og utslipp ved eventuell kollisjon.

Det var i perioden 1982 til 2004 registrert 11 ”alvorlige” kollisjoner mellom skip og olje- og gassinnetninger på norsk kontinentalsokkel. I tillegg var det én alvorlig kollisjon sommeren

2006. ”Alvorlig” kollisjoner er definert som kollisjoner:

- med uautoriserte fartøyer,
- med fartøyer over 5000 tonn (dwt). De fleste innretninger tåler kollisjoner med fartøy inntil 5.000 tonn og hastighet på 2 m/s.
- Kollisjon ved høy hastighet

Av disse 12 hendelsene var fire av dem mellom skytteltankere og lastebøye, én var mellom en halvt nedsenkbar boligplattform og en bemannet plattform, mens de syv andre var mellom skip og bemannede innretninger.

De mest alvorlige kollisjonene har vært egne forsyningsfartøy som har kollidert i høy fart med innretningen de skulle besøke. De resterende alvorlige kollisjonene på norsk sokkel har vært med skytteltankere. Disse har stort sett vært kollisjoner mot lastebøyer, samt en kollisjon med FPSO i 2000.

Av andre enkelthendelser nevnes en hendelse i 1988 der en tysk u-båt kolliderte med understellet på Oseberg B-plattformen.

Ingen av den nevnte hendelsene har ført til omkomne eller alvorlige skader på personell, eller til større oljeutslipp. Potensialet har imidlertid vært, og er til stede. Hvert år rapporteres et betydelig antall skip å være på kollisjonskurs med innretninger. Basert på innrapportering for de innretninger som overvåkes fra Statoils trafikksentral på Sandsli, har det de siste årene vært et gjennomsnitt på ca. én rapportert hendelse pr. år pr. innretning. Dette omfatter ikke feltrelatert trafikk som forsynings- eller beredskapsfartøy.

Det er iverksatt en hel rekke tiltak for å redusere risikoen for kollisjoner mellom skip og offshoreinnretninger. De fleste tiltakene retter seg mot å øke muligheten for så tidlig som mulig å detektere og varsle et skip som er på kollisjonskurs. For faste installasjoner inkluderer slike tiltak radarovervåking, bruk av VHF-radio, beredskapsfartøy, trafikkovervåking fra trafikksentraler, bruk av data fra AIS-systemet, med mer. Stadig nye tiltak kommer også til etter hvert som teknologien utvikles. Dette er frekvensreducerende tiltak.

Når det gjelder tiltak for å redusere konsekvensene av en eventuell kollisjon med et handelsfartøy, er mulighetene begrensede. Det vil bli uforholdsmessig dyrt å konstruere innretningene kraftig nok til å tåle en slik kollisjon. En del designmessige tiltak er likevel gjort for å beskytte de mest utsatte komponentene.

Til syvende og sist er man likevel avhengig av menneskelige faktorer ombord på skipene til å styre dem, slik at det alltid vil være en risiko knyttet til forholdet mellom skipstrafikk og petroleumsaktivitet til havs.

### **11.5 Miljøkonsekvenser av seismikk**

Det har vært utført omfattende studier blant annet av Havforskningsinstituttet for å påvise eventuelle effekter av seismiske undersøkelser på marine organismer. Effektene kan være på enkeltfisk, fiskebestander og fiskerier enten direkte gjennom skadelige fysiologiske effekter eller atferdspåvirkninger. Det skilles ofte mellom "skadelige effekter" og "atferdspåvirkende effekter".

Foreliggende forskningsresultater viser at skader og økt dødelighet fra luftkanonskyting kan forekomme ved avstander mindre enn 5 m fra luftkanonene. De mest hyppige og alvorligste skadene forekommer ved avstander ut til ca. 1,5 m og fisk på tidlige livsstadier er mest utsatt. Omfanget av den seismikkskapte dødeligheten for kommersielle arter i norske farvann er så lav at den ikke er vurdert til å ha noen betydningsfull (signifikant) negativ effekt på rekrutteringen til bestandene (Dragsund et al. in prep.). Eventuelle effekter i forhold til fiskeri er omtalt i kapittel 13 *Konsekvenser for fiskeriene*.

Det finnes begrenset kunnskap om effektene på sjøpattedyr fra seismiske undersøkelser. Dette henger blant annet sammen med at det på sjøpattedyr, og spesielt de større hvalartene, er vanskelig å utføre kontrollerte eksperimenter angående effekter av seismisk skyting. Generelt sett kan man si at sjøpattedyr reagerer på seismisk støy ved å forlate området hvor slik aktivitet foregår. Det er få indikasjoner på at sjøpattedyr får skader på indre organer som en følge av seismisk skyting med lydkanon, men datagrunnlaget er lite (Dragsund et al. in prep.).

### **Referanser**

de Groot, S.J., 1996. The physical impact of marine aggregate extraction in the North Sea. Short communication. ICES J.Mar. Sci., 53: 1051-1053.

Dragsund et al. in prep. Effekter av seismiske undersøkelser på fisk, fiskefangster og sjøpattedyr. DNV rapport 2006-1921.

Havforskningsinstituttet (2006). "Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen", Geir Huse, Jarle Klungsøyr, Einar Svendsen, Jon Alvsvåg og Reidar Toresen.

RKU Norskehavet 2003. Konsekvenser av fysiske inngrep på havbunnen. Rogalandsforskning Rapport RF – 2002/157. A. Skadsheim, G. Kjeilen og E. Aas (Rogalandsforskning), A. Melbye og H. Rye (SINTEF).



Nøland, S.A., E. Dragsund, S.M. Bakke, S. Nesse, T.R. Nissen-Lie & T. Møskeland, 1999. Konsekvensutredning for habitater på sokkelen. Disponeringsalternativer for rørledninger og kabler. Det Norske Veritas. DNV rapport nr 99-3254. 72 s. Delutredning til OED sin utredning om disponering av utrangerte rørledninger og kabler.

OLF (2006). Miljørapport 2005.

OLF 1997. Retningslinjer. Arbeid med lavradioaktive avleiringer og kontaminerte gjenstander.

OLF avfallsveileder.

Safetec. RKU Nordsjøen. Beskrivelse av skipstrafikk i Nordsjøen. Oktober 2006. Dok. Nr. ST-40061-CO-1-Rev01.

SFT 2004. Håndtering av farlig avfall. SFT veileder 2023:2004.



## 12. Økosystembetragtninger

Økosystembetragtninger har vært utført i flere av delutredningene for RKU Nordsjøen. Dette kapitlet bygger blant annet på: "Miljø- og naturressursbeskrivelse" (Havforskningsinstituttet, 2006-a), "Kilder til forurensning i Nordsjøbassenget" (Ambio, 2006) og "Uhellsutslipp" (DNV, 2006).

### 12.1 Innledning

Det har gjennom de siste år blitt en stadig større fokus på økosystemet, dets mekanismer og de ulike påvirkningsfaktorer. Globalt er dette fokusert gjennom FNs biodiversitetskonvensjon, mens det i Europa står sentralt både innen EU og i Nordsjøkonferansene. St meld nr. 12 (2001-2002) om Rent og rikt hav (Havmiljømeldingen) setter økosystembasert forvaltning av norske havområder sentralt, og i første omgang er en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet etablert. Økosystembasert forvaltning er således introdusert i norsk havforvaltning.

Et økosystem kan defineres som "et dynamisk kompleks av planter, dyr og mikroorganismer som i samspill med det fysiske miljø utgjør en funksjonell enhet". Økosystemer er ikke lukkede systemer, og særlig gjelder dette økosystemene i havet der strømmene i stor grad bidrar til utveksling av organismer mellom forskjellige havområder og økosystemer. Likevel er de marine økosystemene kjennetegnet av at dynamikken innenfor systemet er viktigere enn import og eksport av organismer (Havforskningsinstituttet, 2006-b).

Hoveddrivkreftene på de fleste utnyttede marine økosystem er klima/fysikk og fiske. I noen havområder, slik som deler av Nordsjøen kan også gjødsling og forurensning fra jordbruk, industri og mennesker gi betydelige effekter. I tillegg introduksjon av nye arter, for eksempel med ballastvann, og habitatforstyrrelser for eksempel med bunntrål. Fysikken har en direkte betydning på alle trofiske nivåer, men også indirekte gjennom næringskjeden via primær- og sekundærproduksjon. De viktigste fysiske variablene er derfor: strøm/sirkulasjon,

temperatur, turbulens, vertikal stabilitet og lysforhold, samt eventuelt manglende oksygen. Store effekter av varierende klima ser vi spesielt mht. utbredelse, vekst og rekruttering til fiskebestandene.

De siste tiårene har det vært en nedgang i mengden av *C. finmarchicus* i Nordsjøen, og en samtidig økning av mengden av *C. helgolandicus* (Beaugrand et al. 2002). Disse endringene er knyttet til endringer i strømningsmønster og dermed klima i Nordsjøen. Nedgangen i innstrømming av *C. finmarchicus* til Nordsjøen er derfor vurdert til å være en av årsakene til at vi har dårlig rekruttering i de fleste av fiskebestandene (Havforskningsinstituttet, 2006-a).

I forbindelse med oppdatering av RKU Nordsjøen har intensjonen vært å legge til grunn en økosystemtilnærming. Det finnes ingen standard metode for hvordan en slik tilnærming skal gjøres. Det har derfor vært dialog med fagmyndigheter for å få råd i denne prosessen. Basert på dette har følgende blitt vektlagt:

- Å angi økosystemets status og basere miljøbeskrivelsene på nivå og funksjon i økosystemet
- Å forstå økosystemets naturlige dynamikk
- Å identifisere og vurdere alle relevante menneskerelaterte påvirkningsfaktorer
- Å gi oppsummerende vurderinger av konsekvenser av petroleumsvirksomheten på økosystemet

De første to punkter danner basis for Kapittel 7 *Økosystembeskrivelse*. De to neste punktene er omhandlet i dette kapitlet.

### 12.2 Økosystemeffekter

På globalt nivå er det etter hvert nokså bred enighet om at klimaeffekter utgjør den største miljøtrusselen. Omfanget av mulige virkninger ligger langt utenfor dagens kunnskap. At selv mindre temperaturendringer i havet kan få betydelige virkninger på de marine økosystemer synes klart, med endringer i artssammensetning, og forskyvning i balansen

mellom artene, utfasing av arter mm. Konsekvenser av eventuelle klimatiske endringer på kort og lang sikt, ligger imidlertid utenfor omfanget av RKU å vurdere. Fokus her er på marine økosystemer i Nordsjøen samt eventuelle påvirkede land og/eller ferskvannssystemer.

Marine økosystemer er meget dynamiske komplekser som utsettes for naturlige og menneskepåvirkede prosesser. De naturlige variasjonene i marine økosystem kan være meget betydelige, og det er på ingen måte enkelt å kunne skille naturlig variasjon fra annen påvirkning, ei finnes det sikre målemetoder for dette. Ut fra kunnskap om type påvirkning og type utslipp fra petroleumsvirksomheten, er det imidlertid mulig å vurdere mulig omfang og nivå av virkninger.

De fleste resultatene fra konsekvensutredninger av offshore virksomhet omhandler muligheter for skade på individnivå, unntaksvis med muligheter for skade på lokale bestander. Skade på en bestand kan isolert sett også være en skade på økosystemet. Men, med konsekvens på økosystemet menes normalt at skade på en organisme/organismegruppe fører til negative konsekvenser for andre organismer/nivåer i økosystemet.

Et eksempel på dette kan være nedgangen i sjøfuglbestander i Nordsjøen som har vært observert over lengre tid. Sjøfugl som utelukkende beiter på marin føde har hatt en tilbakegang, mens sjøfugl som også beiter på land eller i fjæra har ikke hatt tilbakegang. Dette kan tyde på at det er problemer med næringsgrunnlaget, på grunn av endringer i det marine økosystemet (Lorentsen, 2005). For eksempel er det dokumentert at fiskebestander som er viktige matkilder for sjøfugl, for eksempel tobis- og øyepål-bestandene i Nordsjøen, har vært i sterk nedgang de siste årene (Havforskningsinstituttet, 2006-b). Nedgangen i en fiskebestand kan således medføre til økosystemeffekter ved at det medfører konsekvenser for neste ledd i næringskjeden, her illustrert ved sjøfugl.

Som nevnt er noen fiskebestander i Nordsjøen i særlig dårlig forfatning. Dette gjelder torsk,

tobis og øyepål. Bestandene av rødspette og hvitting synes også å være i en dårlig forfatning (Havforskningsinstituttet, 2006-a). Når bestander er i dårlig forfatning, med lav tallrikhet og begrenset evne til å reprodusere blir de særlig sårbare for ytre påvirkning. På grunn av den dårlige bestandssituasjonen for flere bunnfiskbestander i Nordsjøen, og det faktum at denne situasjonen har vart i endel år nå, kan en si at økosystemet i Nordsjøen er generelt sårbart for tiden, og et slikt sårbart økosystem burde egentlig fått være i fred for ytre påvirkning, særlig påvirkning som kan endre kvaliteten i vannmassene på fiskebestandenes gytefelt og i oppvekstområder. Bakgrunnen for den dårlige tilstanden hos mange av bestandene, varierer. For noen av bestandene, som torsk og tobis, er høy fiskedødelighet en viktig årsak til den dårlige tilstanden. For andre arter som øyepål har imidlertid fiskepresset vært relativt lavt den senere tid. Til tross for at gytebestanden har vært i en nokså god forfatning har rekrutteringen vært svak. Årsakene til dette er ikke kjent, men knyttes blant annet til redusert innstrømning av plankton og predasjon fra for eksempel sild.

### **12.3 Påvirkning fra petroleumsvirksomheten**

Petroleumsvirksomheten medfører planlagte utslipp til sjø og luft, samt enkelte ikke-planlagte utslipp. Nedenfor er det vurdert om slike utslipp kan tenkes å medføre effekter på økosystemet.

Ulike former for fysiske inngrep vurderes å være av lokal karakter, uten potensial for økosystemeffekter. Slike aspekter er derfor ikke omhandlet i dette kapitlet.

#### **12.3.1 Planlagte utslipp til sjø**

Tidligere utslipp av borekaks med rester av oljebasert borevæske har satt sitt preg på havbunnen og bunnfauna lokalt ved flere felt i Nordsjøen. Situasjonen ble vurdert som bekymringsfull på slutten av 1980-tallet, og fra 1993 opphørte denne type utslipp. Sett i forhold til det totale arealet i Nordsjøen, er kontaminert område begrenset. Lokalt på enkelte felt finnes forhøyede konsentrasjoner av tungmetaller og olje i sediment, samt midlertidige endringer i bunnfaunaen. De

biologiske effektene på bunnfaunaen er generelt at enkelte arter fortrenses fra området, mens opportunistiske arter (ofte børstemark) øker i antall. Det blir således en forrykking i den naturlige balansen, med redusert biodiversitet – lokalt. Regelmessig miljøovervåking av feltene, inkludert nedstengte felt, viser klart at utstrekningen av områdene som er påvirket reduseres over tid. De negative effektene er således tidsavgrenset. Effektene er imidlertid på individer i et avgrenset område. En naturlig fauna vil finnes i tilsvarende områder, ikke langt fra det påvirkede området. Forurensningen som eventuelt tas opp av bunnfaunaen er ikke dokumentert å konsentreres videre i næringskjeden, slik at dette gir målbare effekter på bestandsnivå. Det er derfor ingen grunn til å anta at boreutslipp har medført målbare negative effekter på økosystemet i Nordsjøen. De lokale effektene på havbunn og bunnfauna er imidlertid betydelige lokalt ved enkelte felt.

Det har vært uttrykt stor bekymring for at komponenter som finnes i produsert vann kan medføre effekter på marine organismer (for eksempel fisk) ut over individnivå. Det er derfor utført betydelig forskning på mulige langtidsvirkninger av slike utslipp, og forskning pågår fremdeles i av stort omfang (se omtale i kapittel 18).

Forskningen har så langt vist at komponenter i produsert vann kan ha negative effekter på fisk, men generelt ikke i de konsentrasjoner som finnes i sjøen der utslippene skjer. Det er videre ikke avdekket noe som tyder på at slike effekter på individer kan aggregeres til langtidsvirkninger på bestander. Så langt er det derfor ikke dokumentert noen forhold som skulle tilsi at det finnes et potensial for økosystemeffekter fra utslipp av produsert vann. Føre-var holdningen gjør likevel at operatørselskapene investerer betydelig i tiltak for produsert vann injeksjon og avanserte rensiltak før utslipp. I tillegg bidrar industrien betydelig til den effektforskningen som pågår på mulige langtidsvirkninger.

I forhold til mulige økosystemeffekter av forurensninger, er utslipp av miljøgifter som bio-akkumuleres og er lite nedbrytbare mest

bekymringsfulle. Petroleumsindustrien arbeider målrettet med å redusere potensialet for miljøskade fra sine operasjonelle utslipp. Det fokuseres betydelig på videre utvikling av kjemikalier med bedre miljøegenskaper for å substituere røde og svarte kjemikalier, og i løpet av perioden 2000-2005 er utslippet av svarte og røde kjemikalier på sokkelen redusert med hele 93% (jfr. Kapittel 6 og 9). I tillegg gjennomføres og vurderes tekniske rensiltak på en rekke felt og innretninger (jfr. Kapittel 6). Det er således en sterk forventning om at den relative miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann vil bli ytterligere redusert.

Så langt har verken miljøovervåking eller forskning avdekket forhold som tilsier at utslipp av produsert vann har effekter på økosystemet. I tråd med føre-var prinsippet investeres det likevel betydelig innsats både innen metodeutvikling for miljøovervåking og effektrelatert forskning, for å kunne fange opp eventuelle negative langtidseffekter.

### 12.3.2 Utslipp til luft

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. Metoder for brønntesting er forbedret, og utslippene redusert. Teknologi for gjenvinning av flyktige organiske komponenter (VOC) fra lagring og lasting offshore er implementert, og utslippene er betydelig redusert.

Utslippene til luft av CO<sub>2</sub> og nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) fra petroleumsvirksomheten er likevel betydelige i nasjonal målestokk. CO<sub>2</sub> er en klimagass, og effektene av utslipp av klimagasser fra forbrenning av fossile brensler bidrar blant annet til drivhuseffekten. Konsekvensene av drivhuseffekten/klima-effekter er mange og globale, og omfanget i virkninger kan være betydelig. Virkningene kan være økning av havtemperaturen, is-smelting, 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 og ved at nøkkelarter kan dø ut.

Utslipp av NO<sub>x</sub> bidrar blant annet til forsureningseffekter samt gjødslingseffekter på land og i ferskvann. Konsekvensene av slike effekter kan være betydelige regionalt og lokalt, hvor vegetasjon og arter av planter og dyr påvirkes. Dette kan igjen medføre forrykking og endring i de ulike økosystemer ved at omgivelsene endres eller nøkkelarter faller bort. I forhold til forsurening har det vært dokumentert en forbedring i Sør-Norge i løpet av de senere år, som følge av utslippsreduksjoner generelt i Europa (jfr. kapittel 8). Overskridelse av tålegrensene skyldes i svært liten grad utslipp fra petroleumsvirksomheten, anslått til <3%. 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 N-avsetning fra petroleumsvirksomheten utgjøre 7-9% i mindre områder ytterst på deler av kysten fra Sogn og nordover.

### 12.3.3 Ikke-planlagte oljeutslipp

I de fleste tilfeller vil et uhellsutslipp av olje ikke forårsake målbare konsekvenser for økosystemet i havet. En måte forurensning kan påvirke økosystemet på er ved at forurensning tas opp i organismer langt nede i næringskjeden og transporteres/akkumuleres opp i næringskjeden. På denne måten påvirkes en større del av økosystemet. Dette gjelder imidlertid ikke for oljeforurensning. Fisk og andre høyerestående organismer metaboliserer hydrokarbonsammensetninger og skiller dem ut. Enkelte evertebrater klarer ikke å metabolisere PAH-er, men dette gir likevel ikke bioakkumulasjon i næringskjeden, fordi neste ledd i næringskjeden er fisk som klarer å metabolisere stoffene.

En mulig økosystemeffekt av akutt oljesøl er reduksjon av næringsgrunnlag slik at det gir effekter opp i næringskjeden. Nederst i næringskjeden har vi planteplankton og dyreplankton. Disse har så stor utbredelse, så høyt antall og så kort generasjonstid at et akutt oljesøl ikke vil gi noen merkbar effekt på populasjonen, og vil dermed heller ikke påvirke organismegruppen som føde for fisk og andre dyr.

Sjøfugl beiter på fisk som f.eks sild, tobis og brisling. Nedgangen i enkelte sjøfuglbestander kommer trolig av redusert fødetilgang. Et stort uhellsutslipp av olje kan drepe fiskeegg og larver. Voksen fisk påvirkes imidlertid i liten grad. Et uhellsutslipp av olje i Nordsjøen vil ha begrenset effekt på fiskepopulasjoner (DNV 2006). Fordi ernæringsmønsteret til sjøfugl ikke er godt nok kjent, er det ikke mulig å vurdere hvilke effekter en begrenset reduksjon i fiskepopulasjoner vil ha på sjøfuglpopulasjoner. Dersom sjøfuglbestanden er styrt av næringstilgang, og har en negativ bestandstrend, vil trolig enhver reduksjon i bestander som sjøfuglen beiter på ha en negativ effekt på sjøfuglbestandens utviklingstrend.

Forøvrig så er det sjøfugl som er ansett å være mest sårbare for uhellsutslipp av olje. En reduksjon i en sjøfuglbestand som følge av oljeforurensning vil ikke føre til negative konsekvenser for økosystemet fordi sjøfugl er høyt oppe i næringskjeden. En reduksjon av en sjøfuglbestand vil derfor i liten grad få negative ringvirkninger på andre organismer i økosystemet.

Fjæresonen kan sees på som en relativt avgrenset del av det marine økosystemet med interaksjoner fra både land og hav. Fjæresonen er et område hvor de fysiske betingelsene varierer mye over tid, fra sommertilstander med varmt vann til isskuring om vinteren. Flo og ebbe tørlegger og overflommer fjæra daglig. Dyre- og plantesamfunnet i fjæra er derfor tilpasset store variasjoner. De daglige variasjonene skader ikke økosystemet, men naturlige hendelser som isskuring kan fjerne de fleste organismene i fjæra. Det er et definisjonsspørsmål hvorvidt et oljesøl har konsekvenser for økosystemet i fjæra. Innenfor det området som eventuelt forurenses av et oljesøl, er det helt klart effekter på økosystemet i fjæra, men et oljesøl har en relativt begrenset utstrekning. Utenfor det forurensete området vil tilsvarende fjæreøkosystem forekomme uten skade. Spørsmålet er hvor stor utstrekning av forurenset strandsone det må til før man kan definere at det har konsekvenser på økosystemnivå.

Et akutt oljesøl er en relativt kortvarig belastning på miljøet selv om restitusjonstiden på spesielt sårbare ressurser kan være opp til 10 år eller mer. Det er ikke påvist endringer i økosystemer som følge av store oljesøl.

## 12.4 Andre påvirkningsfaktorer

For fullt ut å kunne vurdere konsekvensene fra petroleumsvirksomheten er det viktig også å kjenne mulig påvirkning fra andre kilder. Det er utført en egen delutredning for å fremskaffe bakgrunnsdata også for annen relevant virksomhet og kilder til påvirkning: ”Kilder til forurensning i Nordsjøbassenget”, Ambio (2006).

Nordsjøen er et relativt grunt og lukket havområde. 75% av Nordsjøen er grunnere enn 100 m, og havet er omgitt av land på de fleste kanter. Nordsjøens økosystem påvirkes av menneskelig aktivitet fordi dette er et av de mest trafikkerte sjøområder i verden og landene rundt er tett befolket og høyt industrialiserte, og dertil tilhørende utslipp og påvirkningskilder.

Nasjonale tiltak og reguleringer i regi av OSPAR gjennom de senere år har ført til reduksjon i tilførslene av tungmetaller, olje fra raffinerier, terminaler og andre landbaserte kilder, og utslipp av fosfor. I tillegg har utslippene av kloakkslam vært stoppet siden 1998. Mengdene kjemikalier som er benyttet i havbruksnæringen er også sterkt redusert.

Noen aktiviteter gir fortsatt grunn til bekymring enten fordi de medfører negative konsekvenser på miljøet, eller fordi utslippene øker. Spesielt nevnes tilførsler av nitrogen fra intensivt jordbruk, og økte utslipp av olje og kjemikalier med produsert vann. Konsentrasjonene av antibegroingsmiddelet TBT er fremdeles så høye i en del kystnære områder at det overskrider verdier som medfører negative biologiske effekter. Produksjonen og bruken av et stadig økende antall syntetiske forbindelser har ført til at flere av disse nå kan spores i hele Nordsjøen (Havforskningsinstituttet, 2006-a). Betydningen av disse på marine organismer og økosystemene er fremdeles i stor grad ukjent. Store mengder masser fra mudringsoperasjoner

i eksempelvis havner og kanaler, blir dumpet i Nordsjøen. Nivåene av forurensning i disse massene har generelt vært nedadgående, men siden volumene er økende så er det fremdeles betydelige totale mengder forurensning i massene.

Påvirkningen av forurensning i Nordsjøen er størst i kystområdene som mottar de største tilførslene. Den sydlige del av Nordsjøen er mest belastet. Det er også disse områdene som er mest forstyrret grunnet ulik annen menneskelig aktivitet. Langs norskekysten så er det tilførslene av næringssalter og organisk materiale fra lokale og langtransporterte kilder som gir de mest direkte og synlige effekter i form av negative eutrofieringseffekter langs deler av kysten mot Skagerrak.

### 12.4.1 Fiskeri

Fiskeriene beskatter ressursene direkte og kan således ha stor innvirkning på økosystemet. Omfang av beskatning og hvilke trofisk nivå, arter og livsstadier som beskattes er meget sentralt. Den mest åpenbare effekten er at fiske generelt øker dødeligheten hos målarten for fisket. Dermed kommer vanligvis en reduksjon i gjennomsnittsalder og –lengde etter en lengre periode med fiskeriaktivitet. I noen tilfeller, som hos torsk, blir der en reduksjon i alder og størrelse ved kjønnsmodning.

I tillegg kommer eventuelle sekundære virkninger gjennom bifangst og habitatødeleggelse. Bifangst er for mange fiskerier et stort problem og gir økt dødelighet hos andre arter enn målarten. For balansen i økosystemet kan dette være meget negativt. Bunntråling kan gi varige endringer i bunnsbunnsstrat og den tilhørende fauna (Callaway et al. 2002), herunder blant annet bunndyrene i trålsjøet. Belastningen avhenger av hvor sårbart bunndyrssamfunnet er, hyppigheten av trålingen og utformingen av trålstyret. Et bunndyrssamfunn bestående av flere arter og som har høy produktivitet kan være mindre sårbart enn et samfunn med færre arter og med lavere produktivitet. Spesielt viktig er det å finne ut hvilke bunndyr fisken spiser og hvordan disse dyrene blir påvirket av bunntrålingen. Artenes form er avgjørende for hvordan fiskeredskapene påvirker dyresamfunnet. Dyr med harde strukturer som

strekker seg opp over havbunnen er mer sårbare enn dyr som holder seg tett ved bunnen og har fleksible og myke kropper. Andre faktorer som er viktige ved vurdering av økosystemeffekter fra fisketråling, er sammenhengen mellom artsdiversiteten hos de bunntilknyttede fiskene, produktiviteten i bunnfisksamfunnet og fiskedødeligheten som fiskeredskapet har på fiskesamfunnet.

Det ligger utenfor omfanget av RKU Nordsjøen å vurdere den type konsekvenser som fiske og eventuelt overfiske betyr for de ulike bestander og økosystemene. Det vurderes generelt at denne type konsekvenser kan være betydelig, i hvert fall over et tidsperspektiv på flere tiår. Inntil et visst nivå i bestandsnedgang må det antas at slike virkninger er reversible. At enkelte redskapstyper medfører skader av irreversibel karakter på enkelte habitattyper (for eksempel koraller) synes klart. For koraller er dette imidlertid ikke et problem i åpne områder i Nordsjøen, hvor det ikke er dokumentert forekomster av korallrev, men det kan være relevant for andre habitattyper (for eksempel pockmarks).

I tillegg representerer fiske hos tapt redskap, særlig garn, et stort problem mange steder. Fiskeri kan dermed potensielt ha mange negative effekter på økosystemet, men den mest iøynefallende effekten er nok overfiske av målarter som har ført til kollaps for mange fiskebestander. I Nordsjøen gjelder dette spesielt torsk som for tiden er i veldig dårlig forfatning (Havforskningsinstituttet, 2006-a).

#### 12.4.2 Habitatendringer

Foruten skader fra trålfiske påvirkes bunnhabitat også gjennom sanduttak og mudringsvirksomhet. Slik virksomhet er meget begrenset på norsk kontinentalsokkel. I grunnere deler av Nordsjøen kan imidlertid slik virksomhet påvirke gyte- og oppvekstområder og innvirke på økosystemet. Sekundært vil dette gi økt turbiditet og partikkelspredning, inkludert spredning av eventuelle forurensninger.

Andre aktiviteter, som taretråling langs kysten, bidrar også til lokal endring i habitat og oppvekstområder for marine organismer. Det

er ikke her gjort noen vurdering av effektene av dette.

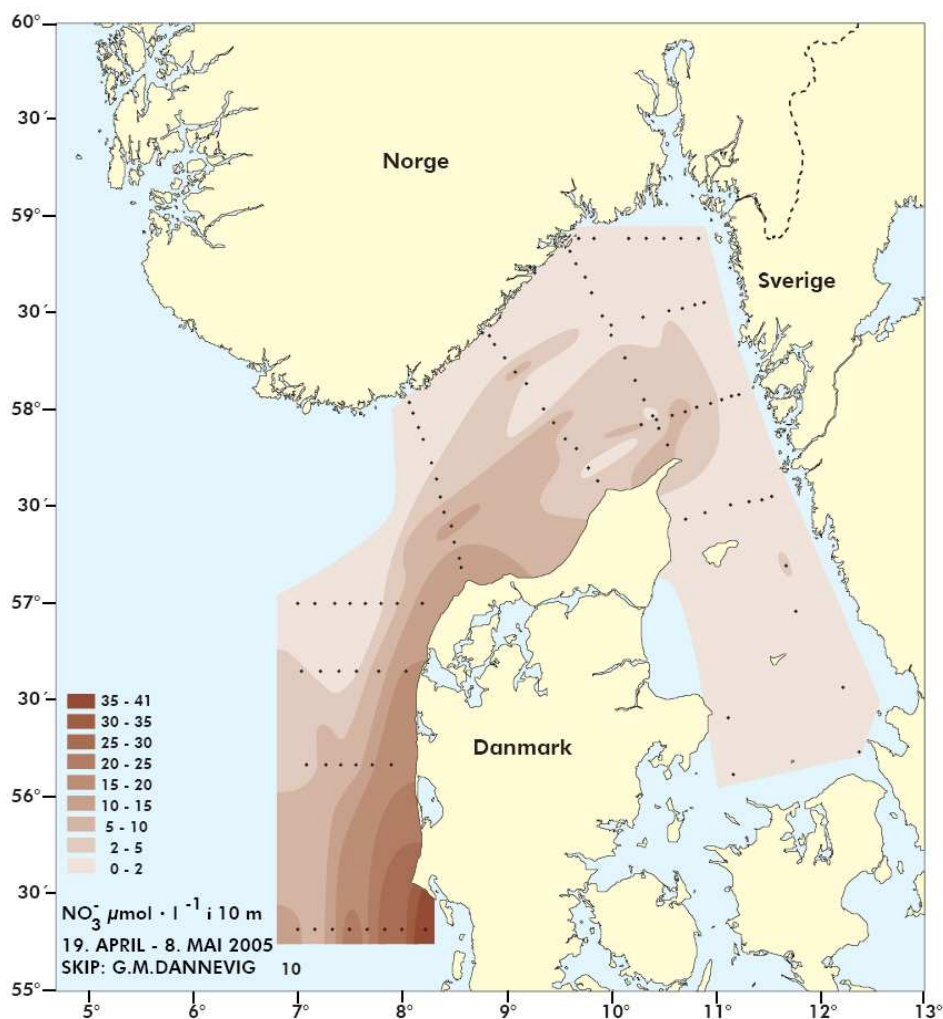
#### 12.4.3 Introduksjon av nye arter

Et annet forurensningsproblem er innførsel av nye arter, særlig med ballastvann. Her har særlig oppblomstringen av algen *Chattonella* sp. fått mye publisitet. Giftige alger av denne slekten har blant annet tatt liv av oppdrettsfisk i Sør-Norge under en oppblomstring. Denne *Chattonella* algen ble registrert i Nordsjøen for første gang i 1997, og ser nå ut til å ha etablert seg her. Forskere antar at algen opprinnelig kommer fra Japan, der nærstående slektninger har skapt omfattende fiskedød i oppdrettsanlegg. Akkurat hvordan algen kom seg fra Asia til Europa er uvisst, men en nærliggende forklaring er skips ballastvann. Introduksjon av nye arter kan medføre en forrykking i den økologiske balansen, hvor eksisterende arter enten fortrenses eller mister sitt livsgrunnlag.

#### 12.4.4 Næringssalttilførsler

Utslippene av næringssalt tilføres i stor grad fra elvene som renner ut i Nordsjøen. Disse har et totalt nedslagsområde på 850.000 km<sup>2</sup> med en årlig ferskvannstilførsel i størrelsesorden 300 km<sup>3</sup>. Tilførselen av nitrogen og fosfor fra elvene utgjør henholdsvis 65–80 % og 80–85 % av den totale tilførselen fra land. Tilførsler av næringssalter som dette, kan forårsake overgjødningseffekter som igjen fører til økt algeoppblomstring og eventuelt oksygenmangel. Her er fastsittende dyr og andre evertebrater som lever på bunnen spesielt utsatt siden de ikke kan rømme fra oksygenfattige områder slik for eksempel fisk kan. Andre problemer knyttet til overgjødning er endret artssammensetning hos planteplanktonet som kan gi uønskede effekter. Slike eutrofieringseffekter observeres oftest i fjorder og nær elveutløp, f.eks. Vadehavet, Tyskebukta, Kattegat og østlige deler av Skagerrak. Det har vært en generell forbedring i forurensningssituasjonen siden 1985. Tilførsel av fosfor til Nordsjøen er betydelig redusert, mens tilførsel av nitrogen fra landbruk er økende. En del lokale områder i Nordsjøen klassifiseres av OSPAR kommisjonen (Anon 2003) som





**Figur 12-1.** Horisontalfordeling av nitrat i 10 m dyp i Nordsjøen og Skagerrak i april 2004.

”problemområder” eller ”potensielle problemområder” med hensyn til overgjødning.

I april måned undersøkes hele Skagerrak, Kattegat og vestkysten av Danmark mht næringssalts situasjonen og algesammensetningen. I 2005 var N/P-forholdet langs vestkysten av Danmark omtrent som i 2003 og 2004, og betydelig lavere enn i 2001 og 2002. Bortsett fra i den sydligste delen med høye konsentrasjoner, lå nitratkonsentrasjonene langs land på vestkysten på 10–20 µmol/l (Figur 12-1), og med ubetydelige mengder av fosfat og silikat til stede (Havforskningsinstituttet, 2006-a). Disse vannmassene med høye nitratkonsentrasjoner ble også registrert innover i Skagerrak på danskesiden. Man må tilbake til 1998 og 1999 for å finne mer nitrat både langs vestkysten av

Danmark og også langs den danske Skagerrakkysten.

#### 12.4.5 Kjemikalier og miljøgifter

Informasjon om organiske miljøgifter i ulike deler av økosystemet er fremdeles forholdsvis begrenset, så vel som kunnskapen om virkningene av enkelte av disse. Det produseres stadig nye stoffer og det tar ofte tid før disse oppdages i miljøet som et problem. Kroniske effekter eller samvirkeeffekter av eksponering til flere fremmedstoffer samtidig er dårlig kjent. Kunnskapen om betydningen av kronisk eksponering til lave konsentrasjoner over tid er også dårlig kjent. En annen utfordring er å få bedre informasjon om ulike kilder, som grunnlag for å vekte betydningen av disse kildene og for å kunne igangsette eventuelle tiltak.

Med relevans til petroleumsvirksomheten vurderes utslipp av enkelte kjemikalier og miljøfarlige stoffer. Det er derfor gjort en sammenstilling mellom utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og andre kilder til utslipp av de samme typer stoff.

Det er basert på et omfattende søk i relevante datakilder. Datagrunnlaget er imidlertid både svært varierende og til dels ufullstendig. Ulike virksomheter er regulert forskjellig, og det er også stor forskjell i nivå av rapportering i ulike land. Enkelte virksomheter, som f.eks. petroleumsvirksomheten er pålagt omfattende utslippsrapportering, mens slike systemer i liten grad er tatt i bruk f. eks. for skipsfart. Informasjon om utslipp fra landbasert virksomhet er delvis basert på utslippstillatelser, målinger og rapportering og estimer basert på tilførselsberegninger. For enkelte parametere er det også store forskjeller i hvilke analysemetoder som brukes ved måling av utslipp. I sum medfører dette at direkte sammenligninger av utslippsmengder inneholder betydelig usikkerhet. Resultatene må derfor betraktes som estimer som indikerer i hvilken størrelsesorden de forskjellige kilder bidrar med utslipp til Nordsjøen.

#### Utslipp av olje

Utslipp av olje inkluderer operasjonelle og akutte utslipp. Den største kilden til tilførsel av olje til Nordsjøen er antatt å være avrenning fra landområder (elvetilførsler), som står for 50–60%. Skipsfart og petroleumsvirksomheten er de nest største utslippskildene, og bidrar med henholdsvis ca. 20 % og 15% av oljeutslippene. Det er beregnet at i størrelsesorden 5% av de totale oljetilførslene til Nordsjøen kommer fra norsk petroleumsvirksomhet. Informasjon om oljeutslipp fra skipsfart er imidlertid både mangelfull og gammel. Øvrige kilder bidrar i liten grad. Operasjonelle utslipp er en større kilde enn akutte utslipp både for skipsfart og petroleumsvirksomhet.

Generelt sett økte de totale oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten på 90-tallet. Storbritannia og Norge står for det meste av petroleumsvirksomhetens oljeutslipp, og innen denne virksomheten er produsert vann den

største utslippskilden i begge land. Utslippene fra britisk sektor var ca. 3 ganger større enn på norsk sektor i 2003. Utslippene fra britisk sektor viser imidlertid en reduksjon på ca. 30 % fra 2001–2003. De norske oljeutslippene har også vist en nedadgående trend siden 2001. Årsaken til dette er tiltak som er satt i verk for å redusere oljeutslipp via produsert vann.

#### Utslipp av fenoler

Vurderingene av utslipp av fenoler er avgrenset til utslipp av alkylfenoler (som også inkluderer nonyl- og oktylfenoler og deres etoksilater), dvs til forbindelser som har eller mistenkes for å ha hormonhermende effekter. Produkter som inneholder nonyl- og oktylfenoler/-etoksilater er forbudt i Norge og er faset ut eller på vei å bli faset ut i flere andre land. Det foreligger få utslippsdata for disse stoffene, men miljøundersøkelser i Europa har vist at konsentrasjonene i vann og organismer har blitt signifikant redusert i løpet av de siste 15–20 årene.

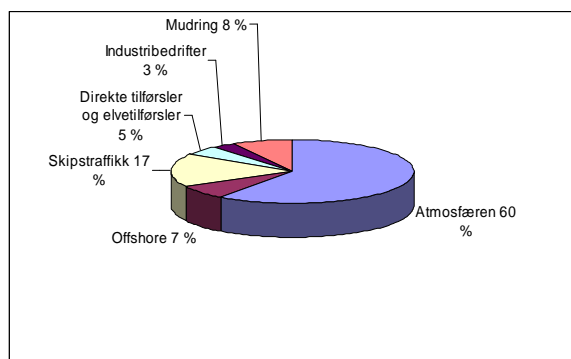
Alkylfenoler forekommer i produsert vann, men kun 5 % av alkylfenoler som slippes ut med produsert vann tilhører fraksjoner som mistenkes for å kunne gi hormonelle effekter. Det er estimert at norsk petroleumsvirksomhet bidrar med 20% av petroleumsvirksomhetenes samlede utslipp av alkylfenoler (C4-C9) til Nordsjøen. Resterende kommer stort sett gjennom utslipp av produsert vann på britisk sokkel. Norsk petroleumsvirksomhets utslipp er estimert til å utgjøre om lag 85% av de samlede norske utslippene av alkylfenoler (C4-C9) i 2003.

Det finnes ingen oversikt over samlede utslipp av fenoler og/eller alkylfenoler til Nordsjøen.

#### Utslipp av PAH

Atmosfæriske avsetninger er den viktigste kilden til PAH-tilførsel til Nordsjøen, og står for ca. 60 % av de totale tilførslene (figur 12-2). Skipstrafikken er den største kilden til direkte PAH-utslipp til vann (17 % av de totale utslippene til vann). Datagrunnlaget for vurderingene er imidlertid varierende og til dels dårlig. Det finnes f. eks. lite data om PAH-tilførsler via elver, og estimatene fra denne kilden er begrenset til vurderinger av utslipp via Rhinen og Mosel. Det er totalt

estimert at petroleumsvirksomheten i Nordsjøen bidrar med 7% av totalutslippene av PAH, hvorav norsk petroleumsvirksomhet bidra med 2,3 prosentpoeng.

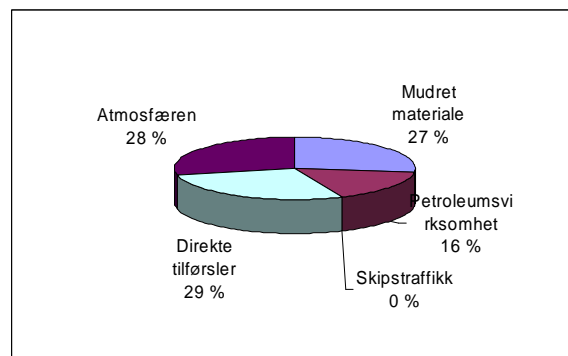


**Figur 12-2.** PAH tilførsler til Nordsjøen fra ulike kilder.

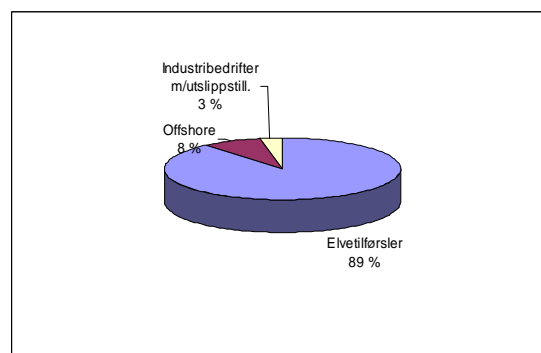
#### Utslipp av kadmium og kvikksølv

Det er estimert at andel av kadmium og kvikksølv fra petroleumsvirksomheten var henholdsvis 16 % og 8 % av de totale tilførslene (figur 12-3 og 12-4), hvorav norsk petroleumsvirksomhet stod for ca. 3 prosentpoeng og <0,1 prosentpoeng. De største kildene til kadmiumtilførsler var atmosfæren (35 %), dumping av mudret materiale (25 %) og direkte tilførsler og elvetilførsler (26 %). Den største utslippskilden for kvikksølv i 2003 var dumping av mudret materiale (60 %) og atmosfæren (20 %). Mudring tilfører ingen nye utslipp til Nordsjøen, men flytting av forurensede masser fører til at forurensningen i mindre forurensede områder øker. Til tross for at mudringsaktiviteten har økt i senere år, har ikke dette ført til økte "utslipp" fra mudring.

Sedimentovervåkingen rundt petroleumsinstallasjonene viser generelt lave konsentrasjoner. Det er derfor ikke ventet negative effekter på økosystemet som følge av utslipp og tungmetaller i avsetninger fra tidligere utslipp.



**Figur 12-3.** Relativ kadmiumtilførsel til Nordsjøen fra ulike kilder.



**Figur 12-4.** Relativ kvikksølvtilførsel til Nordsjøen fra ulike kilder. Manglende data for skipstraffikk.

### 12.5 Konsekvenser på økosystemene i Nordsjøen

Som nevnt representerer Nordsjøen økosystemer som er kraftig eksponert for menneskelig aktivitet. Det er i den senere tid blitt diskutert hvorvidt økosystemet tåler mer belastning. De viktigste faktorene som påvirker økosystemet i Nordsjøen er trolig temperaturendringer, tilførsel av næringsalter og fiske. Det er langvarige endringer i det fysiske miljøet, predasjonstrykk eller fangst som trekkes frem som mulige årsaker til endringer i økosystemet. Det ligger utenfor omfanget av RKU Nordsjøen å vurdere disse forholdene i detalj, men basert på innspill fra Havforskningsinstituttet er en del forhold vurdert over.

Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten medfører generelt konsekvenser på individnivå, eller konsekvenser på bunnfauna/havbunn som er avgrenset i tid og rom. Det er ikke dokumentert noen forhold som medfører konsekvenser på bestander eller på økosystemene. Det at en del bestander, av

for eksempel fisk, nå ligger på et meget lavt nivå, kan gjøre disse spesielt sårbare for ytterligere påvirkning. Det arbeides derfor målrettet videre for å undersøke om det kan være langtidsvirkninger fra industriens utslipp og for å redusere påvirkning av miljø generelt.

Bidragene fra petroleumsvirksomheten til utslipp til luft inngår i en totalbelastning i forhold til forsurings- og overgjødslings-effekter, med tilhørende miljø- og økosystemrelaterte konsekvenser. Effektene kan ikke tilskrives petroleumsvirksomheten direkte, men alle bidrag teller, og enhver utslippsreduksjon vil virke i positiv retning. Det arbeides derfor målrettet med konkrete utslippsreduksjoner fra petroleumsvirksomheten, og det er forventet at utslippene vil reduseres i fremtiden (jfr. Kapittel 5).

## Referanser

Ambio, 2006. "Kilder til forurensning i Nordsjøbassenget" RKU Nordsjøen  
DNV, 2006. "Uhellsutslipp". RKU Nordsjøen

Anon. (2003) OSPAR Integrated Report 2003 on the Eutrophication Status of the OSPAR Maritime Area Based Upon the First Application of the Comprehensive Procedure, OSPAR Commission

Callaway R, Alsvag J, de Boois I, Cotter J, Ford A, Hinz H, Jennings S, Kroncke I, Lancaster J, Piet G, Prince P, Ehrich S (2002) Diversity and community structure of epibenthic invertebrates and fish in the North Sea. *Ices Journal Of Marine Science* 59:1199-1214

Havforskningsinstituttet, 2006-a. "Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen", Geir Huse, Jarle Klungøy, Einar Svendsen, Jon Alvsvåg og Reidar Toresen

Havforskningsinstituttet 2006-b. Havets ressurser og miljø 2006. *Fisken og Havet* nr 1.

Lorentsen, S-H. 2005. Det nasjonale overvåkingsprogrammet for sjøfugl. Resultater til og med hekkesesongen 2004. NINA rapport.

## 13 Konsekvenser for fiskerinæringen

Dette kapitlet bygger på delutredningen Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet. Akvaplan-NIVA (2006) rapport 3484-1.

### 13.1 Oversikt over fiskeriaktiviteten

#### 13.1.1 Fiskerinæringen

Fiskerinæringen er en av landets største eksportnæringer med en samlet eksportverdi på rundt 28 mrd. kroner i 2004. Hele 90 % av alt som blir fisket i Norge eksporteres. I 2004 var førstehandsverdien av Norges fiskerier 10,4 mrd. kroner, mens totalt omsatt førstehandsverdi (inkludert utenlandske landinger) var 11,9 mrd. kroner. Norsk fangst i Nordsjøen/Skagerrak hadde i 2004 en førstehandsverdi på vel 2,5 mrd. kroner.

Gjennomsnittsfangsten i de norske fiskeriene har vært på omlag 2,5 mill. tonn årlig fra rundt 1960 og fram til i dag. I toppåret 1977 ble det brakt på land 3,4 mill. tonn, og i bunnåret 1990 ble det landet 1,6 mill. tonn. Fra 1990 økte fangstene igjen mot 2,5 mill. tonn, først og fremst på grunn av gunstig utvikling i bestandene av norsk arktisk torsk og norsk vårgytende sild. I 2004 var total fangst i overkant av 2,5 mill. tonn, hvorav ca. 20 % ble tatt i Nordsjøen/Skagerrak.

Den norske fiskerinæringen består av mange aktører og yrkesgrupper. I 2004 var det omlag 8200 fiskefartøy og om lag 12700 fiskere som hadde fiske som hovedyrke (tabell 13-1 og 13-2). Av disse er ca 42% registrert i fylkene som inngår i vurderingen i RKU Nordsjøen. I

t tillegg til alle som har sin arbeidsplass innen fiskeriene, kommer et omfattende nett av tilknyttede virksomheter; fiske- og foredlingsindustri, verft og verksted, redskapsindustri, elektronikk, fiskeletingsutstyr, kjøle-/fryseteknikk, transport, bank/finans, og øvrig servicevirksomhet. Det finnes også mange arbeidsplasser innen offentlig forvaltning og forskning som er knyttet til fiskerinæringen, samt i utdanningssektoren. Som en tommelfingerregel kan det sies at en fisker genererer 4 arbeidsplasser på land.

Havfiskeflåten er viktig for norske fiskerier både når det gjelder kvantum og verdien av fangsten. Denne flåten står for rundt 63 % (2004) av førstehandsverdien som norske fiskefartøy bringer på land. Den norske havfiskeflåten besto i 2004 av om lag 270 fartøy over 27,5 meter (90 fot). De viktigste gruppene er ringnotfartøy, sei- og torsketrålere, garn- og linefartøy, reketralere og industritrålere. Foruten Nordsjøen, opererer havfiskeflåten i en rekke andre norske- og internasjonale havområder.

I delutredningen (Akvaplan-NIVA 2006) er det gitt en detaljert beskrivelse av fiskerinæringen i de ulike fylker. Generelt er imidlertid hovedtrekkene slik at det meste av Norges ringnotflåte hører hjemme i Møre og Romsdal og i Hordaland. Nordsjøtrålerflåten er hovedsakelig hjemmehørende i Rogaland, mens båter med konvensjonelle redskaper hovedsaklig er registrert i Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane. Reketralere og torsketrålere dominerer i Møre og Romsdal (samt i Troms og Finnmark).

**Tabell 13-1.** Registrerte fiskere i aktuelle fylker og i Norge totalt i 2004 (Fiskeridirektoratet).

Fylke	2004		
	Alle	Hovedyrke	Biyrke
Møre og Romsdal	3 191	2 810	381
Sogn og Fjordane	951	793	158
Hordaland	1 098	965	133
Rogaland	724	543	181
Vest-Agder	382	259	123
Hele landet	15 586	12 677	2 909

**Tabell 13-2.** Oversikt over flåtestruktur (lengdegrupper, i meter) i utvalgte fylker, samt i Norge totalt i årene 2000, og 2004 (Kilde: Fiskeridirektoratet).

Båtlengde (m)	2000					2004				
	<10	10-14,99	15-20,99	21-27,99	>28	<10	10-14,99	15-20,99	21-27,99	>28
<b>Fylke</b>										
Møre og Romsdal	1016	268	35	29	123	536	250	23	32	105
Sogn og Fjordane	531	113	19	25	27	224	105	24	32	17
Hordaland	558	119	20	10	57	343	126	9	14	49
Rogaland	425	108	30	14	3	253	111	20	18	23
Vest-Agder	358	60	22	8	6	196	48	14	10	5
<b>Norge</b>	<b>9 688</b>	<b>2 222</b>	<b>503</b>	<b>239</b>	<b>365</b>	<b>5 038</b>	<b>2 192</b>	<b>414</b>	<b>267</b>	<b>273</b>

I løpet av de siste årene har det skjedd en betydelig omstrukturering i fiskerinæringen. Antall fiskefartøyer er nesten halvert de siste 4-5 årene og fiskeindustrien har blitt modernisert med færre og større anlegg. Gjennom sammenslåing av kvoter har en fått færre, men større og bedre utrustede fartøy som er i drift hele året. Tabell 13-2 viser antall registrerte fiskefartøyer og flåtestrukturens utvikling i utvalgte fylker i 2000 og 2004.

Tabell 13-2 viser at antall båter under 10 m er betydelig redusert. Dette antas å være et resultat av en generell opprydding i Fiskeridirektoratet sine register og økte gebyrer for å ha båt registrert, samt dårlig lønnsomhet.

Autolineflåten har gjennomgått en delvis omstrukturering fra 2000 til 2006, og overkapasitet på flåtesiden har blitt redusert. Autolineflåten har slitt de siste årene, men hadde et godt år i 2005.

Den delen av kystflåten som har adgang til pelagisk sektor har hatt gode priser. De siste årene har de fleste større kystfartøyene blitt skiftet ut med nyere fartøy og nybygg, og størrelsen på de største kystfartøyene har økt.

Det har også skjedd en økning i omsetning pr. ringnotfartøy og inntjeningen har bedret seg de siste 5 årene som følge av økning i fiskepriser og omstrukturering av flåten. De fleste ringnotfartøyene er skiftet ut i løpet av de 5 siste årene, enten med nybygg eller med nyere bruktfartøy.

Industritrålerne har de siste 5 årene erfart en sviakt i fisket av både tobis og øyepål. Antall trålere, både Nordsjøtrålere og industritrålere, er redusert fra ca 90 til 50, men en del større fartøy med tyngre og kraftigere utstyr og bedre trekraft er kommet til. Trålerne er i dag spredd utover et større område enn før på grunn av nyvunne rettigheter, og fordi fartøyene er blitt mer sjødyktige. Dette har bl.a. ført til at presset på å fiske/tråle i Norskerenna ikke er så intensivt som tidligere.

### 13.1.2 Fartøysporing

Fra Fiskeridirektoratet er det mottatt data fra ordningen med fartøysporing som viser hvor fiskefartøy over 24 meters lengde har drevet sitt fiskeri. Datasettet gir opplysninger om hvor fartøyet er når farten er mellom 1 og 5 knop (nm/t). Det har fra Fiskeridirektoratet blitt opplyst at det, ut fra erfaringsdata, er i dette hastighetsintervallet fartøyene driver fiskeri. Det er naturligvis noen begrensninger i dette datamaterialet, blant annet at det kun tar med fartøy over 24 m. Likevel gir slike data en viss pekepinn om i hvilke områder det drives fiske, i hvilket omfang og eventuelt i hvilke perioder av året. I samråd med Fiskeridirektoratet ble det valgt å belyse aktiviteten i 3 år (2000, 2002 og 2004). Spøringsdata for utenlandske fartøy var kun tilgjengelig for året 2004.

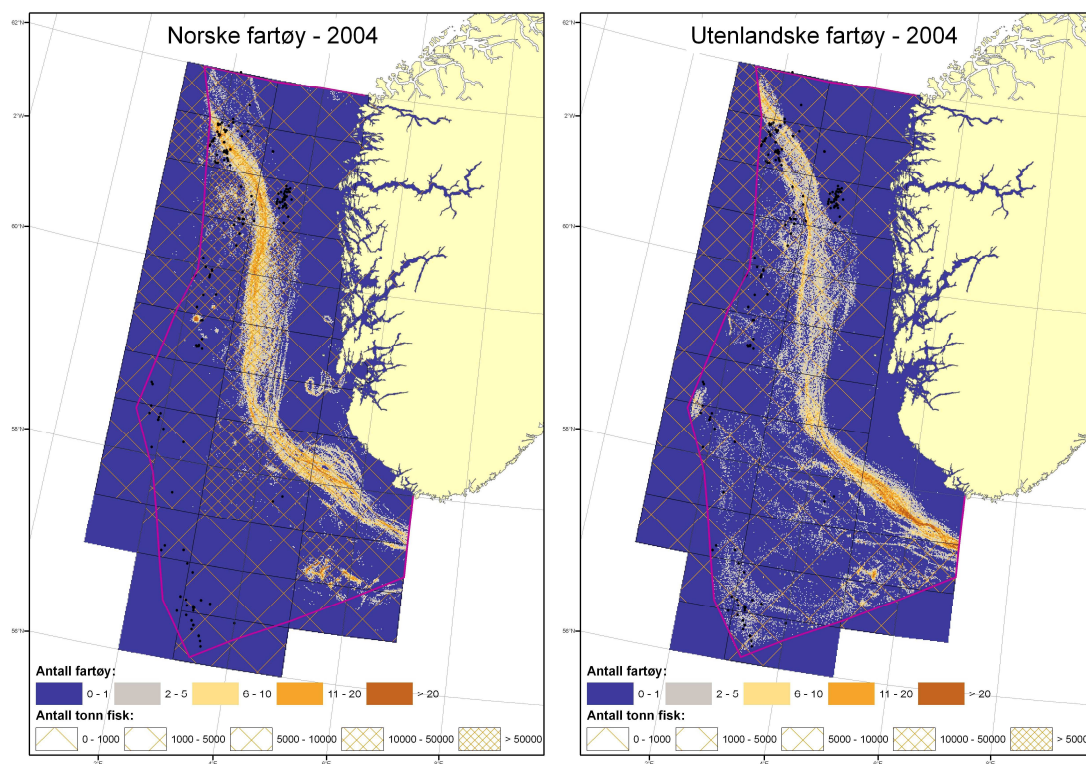
De samme tendenser for de norske fiskeriene ble observert både i 2000, 2002 og 2004. Fisket foregår langs Norskerenna og Eggaskråninga og det fiskes langsetter dybdekotene. Her tas det meste av fangsten. Utenlandske fartøy fangster generelt sett noe

mer spredt enn hva tilfellet er for norske båter. Ved å inkludere utenlandske fartøy blir det en økt aktivitet i sørlige deler av Norskerenna, samt ute på sokkelområdet. I figur 13-1 er det vist eksempler på fartøysporingsdata for året 2004, og disse kartene gir et klart overordnet bilde av i hvilke områder av Nordsjøen fiskeriaktiviteten er størst.

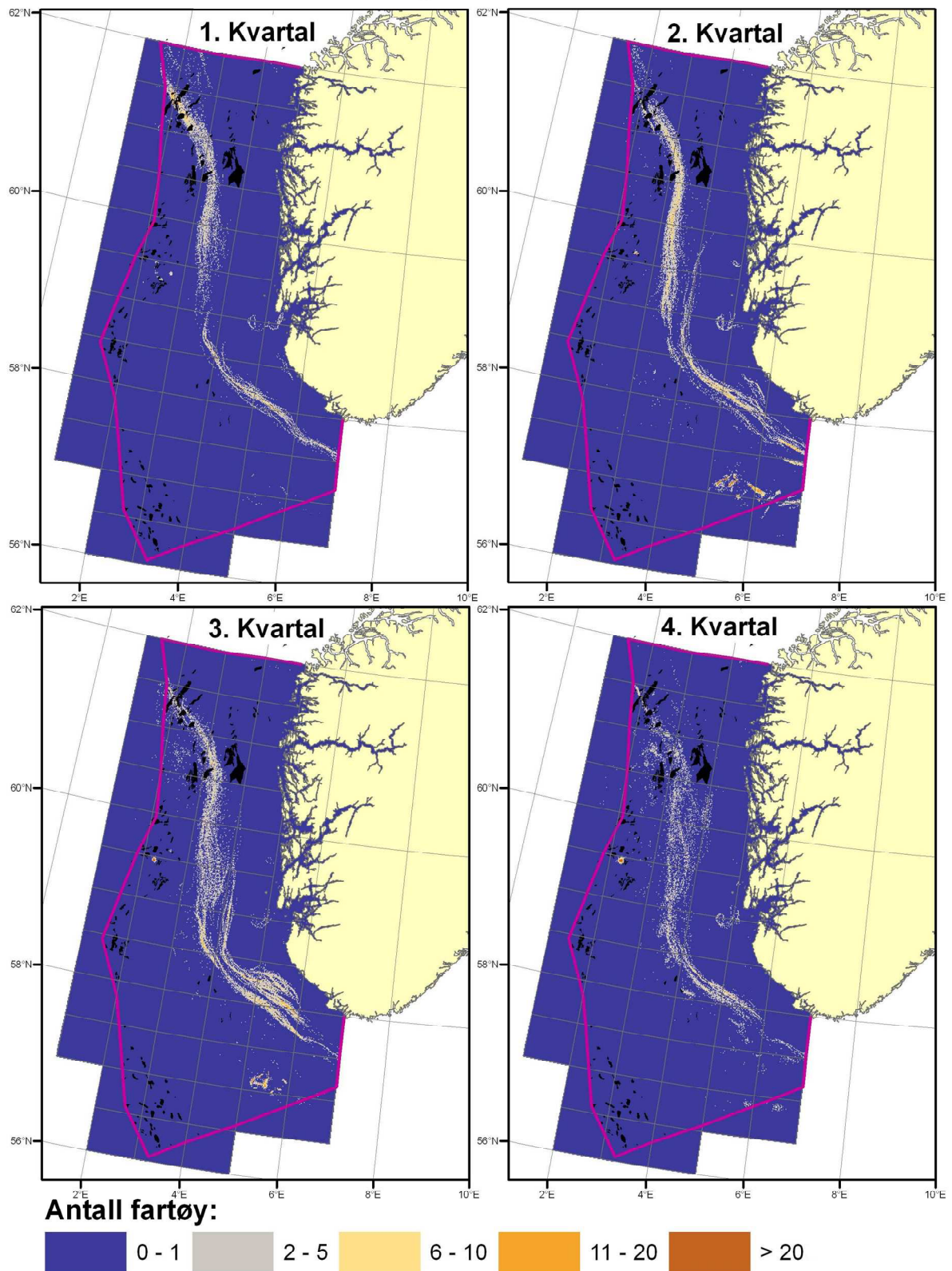
Fartøysporingsdataene gir også informasjon om hvordan fiskeriaktiviteten fordeler seg over året (Figur 13-2). De norske fartøyene har klart størst aktivitet i andre og tredje kvartal av de årene som her er undersøkt, mens sporingsdata for utenlandske fartøy viser en mer jevn aktivitet gjennom året.

Fartøyaktiviteten i nordlige deler (hovedområde 28, 42 og nord i område 8, Figur 13-2) av utredningsområdet i andre og tredje kvartal er sannsynligvis forårsaket av både trålere og ringnotfartøy som fangster bl.a. på makrell i disse områdene. Det foregår selvfølgelig også andre typer fiskeri i samme område, men makrellfisket er her belyst siden denne regionen har en stor andel av det totale fiskeriet i Nordsjøen.

Stor fartøyaktivitet i østlige deler av hovedområde 41 i andre kvartal kan hovedsakelig tilskrives fiske etter tobis (og tildels øyepål), et fiskeri som tradisjonelt utøves i perioden april-juni (Havforskningsinstituttet 2006).



**Figur 13-1.** Fartøyaktivitet i 2004 registrert ved hjelp av satellittsporing. Innrapporterte landinger for hhv. norske fartøy (venstre) og utenlandske fartøy (høyre). Fangst pr lokasjoner er vist med skravering. (Utredningsområdet: lilla strek, petroleumsinstallasjoner: sorte fylte symboler).

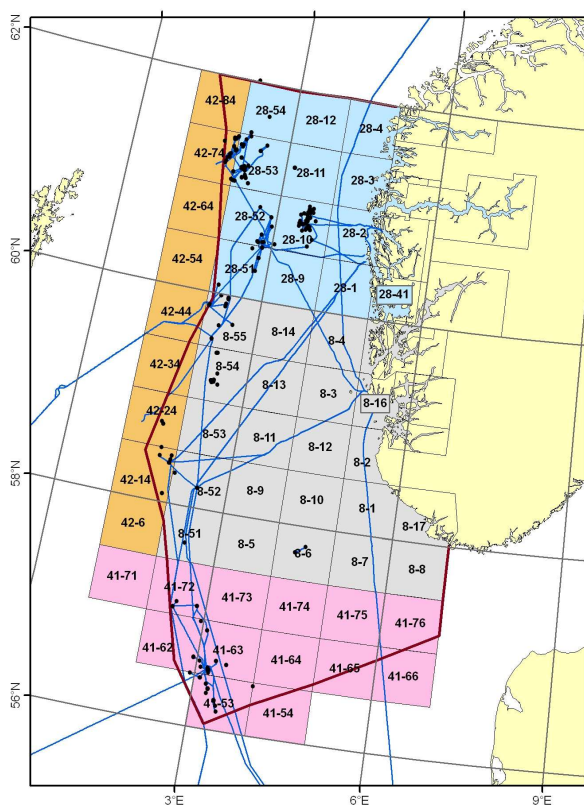


Figur 13-2. Fordeling av fiskeriaktivitet i 2004, målt ved fartøysporing, pr kvartal.



### 13.1.3 Fangststatistikk

På norsk sokkel av Nordsjøen foregår det et utstrakt fiske etter så vel bunnlevende som pelagiske fiskearter. Foruten norske fartøy har også medlemsland av EU rettigheter til fiskekvoter. Det er derfor innhentet fangstdata fra Storbritannia og Danmark i tillegg til norske fangstdata. Informasjon om norske fangster er innhentet fra Fiskeridirektoratet og Norges Sildesalgslag, informasjon om fangster fra Storbritannia er hentet fra Scottish Executive Environment and rural affairs department, mens informasjon om danske fangster er innhentet fra Ministeriet for fødevarer, landbruk og fiskeri - Fiskeridirektoratet.



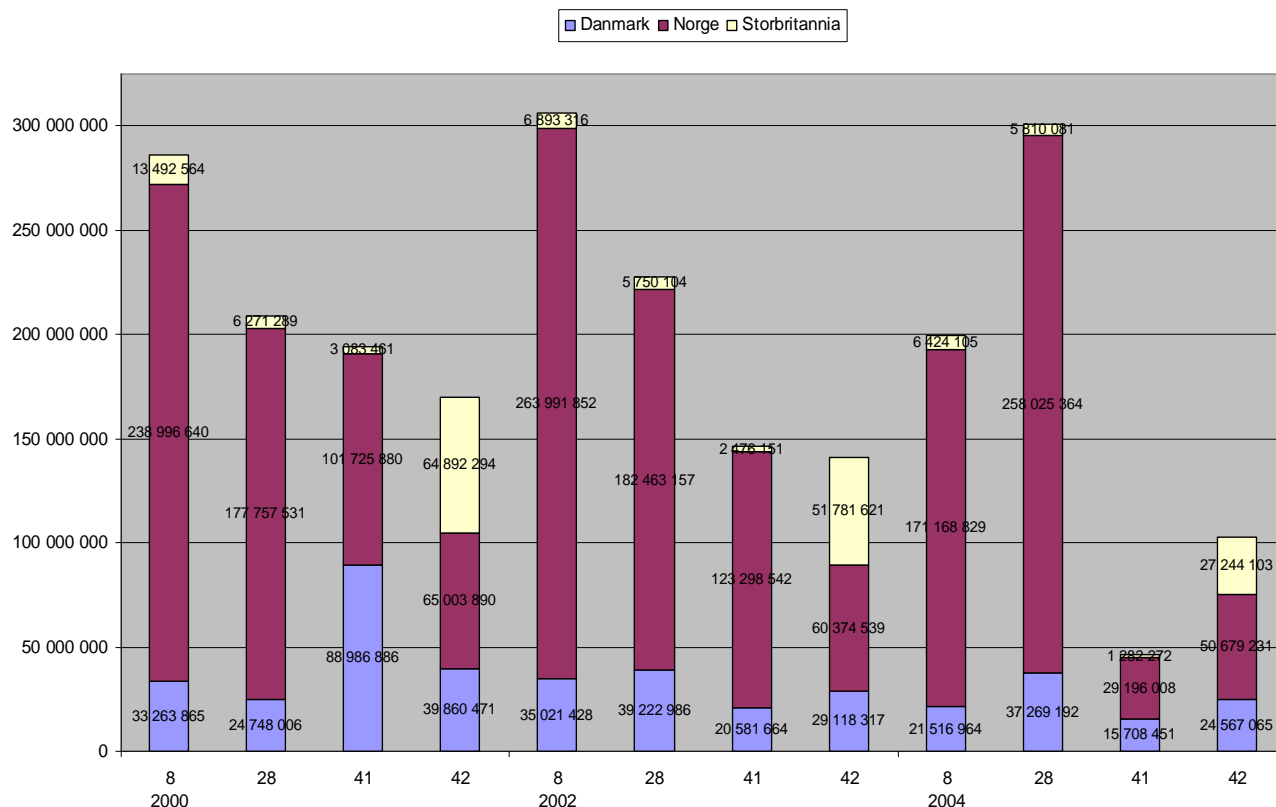
**Figur 13-3.** Hovedområder og lokasjoner for rapportering av fiskefangster (ICES' og Fiskeridirektoratets standard).

Fangster rapporteres på lokasjonsnivå, dvs. nummererte lokaliteter i henhold til ICES standard. Hver lokasjon tilhører videre et hovedområde (8, 28, 41 og 42), se figur 13-3.

Data fra 2000, 2002 og 2004 er blitt behandlet, sammen med informasjon fra forrige RKU for Nordsjøen (Agenda utredning og utvikling 1999). I forrige RKU omhandlet materialet imidlertid kun fiskeri sør til 58 °N.

Innen hovedområdene i norsk sektor er det, ifølge fangstdata, en overveiende norsk fiskeriaktivitet. Norsk fangst utgjorde 68 - 78 % av totalfangsten i de årene som er vurdert her (2000, 2002 og 2004), mens dansk og britisk fangst utgjorde omlag 15 - 21 % og 6 - 10 %. Andelen til danske og britiske fiskere var høyest i nærheten av grensene mot h.h.v Danmark og Storbritannia, dvs. innen hovedområdene 41 og 42. I disse områdene utgjorde den norske fangsten generelt 40 - 60 % av den totale fangsten.

Norske fartøyer fisket årlig 510.000 – 630.000 tonn i periodene som her er undersøkt (hele utredningsområdet sett under ett). Tilsvarende størrelsesorden av fangster ble rapportert i forrige RKU-rapport for Nordsjøen (Agenda Utredning og Utvikling 1999). For danske og britiske fartøyer er tallene hhv. 100.000 – 187.000 tonn og 40.000 – 88.000 tonn. Den norske fangsten var størst i hovedområdene 8 og 28, med fangster på ca. 171.000 – 258.000 tonn, mens det i områdene 41 og 42 ble tatt 29.000 – 101.000 tonn (figur 13-4). I 2004 avtok den norske fangsten betraktelig i de delene av område 41 og 42 som inngår i RKU-området. Britiske landinger var generelt små, utenom i hovedområde 42 der de var på 27.000 – 65.000 tonn. Det var en nedgang i landinger fra hovedområdene 41 og 42 fra 2000 til 2004.



**Figur 13-4.** Norske, danske og britiske fangster (kg) i Nordsjøen i 2000, 2002 og 2004 fordelt på de ulike hovedområder.

**Tabell 13-3.** Fangst (tonn) for Norge, Danmark og Storbritannia inndelt i grupper og pr. år.

Grupper	Fangstår	Danmark	Norge	Storbritannia	Total
Flatfisk/bunnfisk	2000	4 180	3 552	2 916	10 650
	2002	3 801	3 254	2 131	9 187
	2004	4 359	3 074	1 554	8 987
Hai/Skate	2000	65	642	66	774
	2002	44	554	47	646
	2004	30	552	37	620
Pelagisk fisk	2000	169 868	520 603	53 183	743 655
	2002	107 125	559 852	42 548	709 527
	2004	84 010	437 771	21 573	543 354
Skall- og bløtdyr	2000	883	3 434	526	4 845
	2002	1 135	4 637	1 048	6 821
	2004	994	5 719	811	7 525
Torskearter	2000	11 335	53 407	30 995	95 737
	2002	11 221	61 180	20 867	93 270
	2004	9 317	61 246	16 740	87 304
Annet	2000	525	1 843	51	2 419
	2002	615	648	256	1 520
	2004	350	704	43	1 098

I hele området sett under ett er det fangst med bunntål og not som dominerer. Likevel varierer fangstredskap anvendt i fiskeriet over de fire hovedområdene innen

utredningsområdet. I hovedområde 8 er majoriteten av fangsten tatt med bunntål og not, hver med over 40 % dominans lokalt i området. For hovedområde 28 er det de samme

redskap som hovedsakelig er benyttet, men her er mesteparten tatt med not (~57 %) fremfor med bunntrål (~26 %). Sør i Nordsjøen, i hovedområde 41, er over 90 % av fangsten tatt med bunntrål. Lengst vest i utredningsområdet, i område 42, er det mer ulik redskapsbruk, men likevel med rundt 47 % av fangsten tatt med flytetrål (der nest bunntrålfangst, ~26 %, og notfangst, ~12 %).

Pelagiske fiskerier dominerer for Nordsjøen totalt sett, og er 7-8 ganger større enn fangst av torskefisk målt i mengde fangst. De største bidragene til pelagisk fiske er fra makrell og sild. Makrell, kolmule og tobis, sammen med nordsjø-sild, sei og øyepål, utgjør 83-84 % av den totale fangsten for hvert av årene som er undersøkt i utredningsområdet.

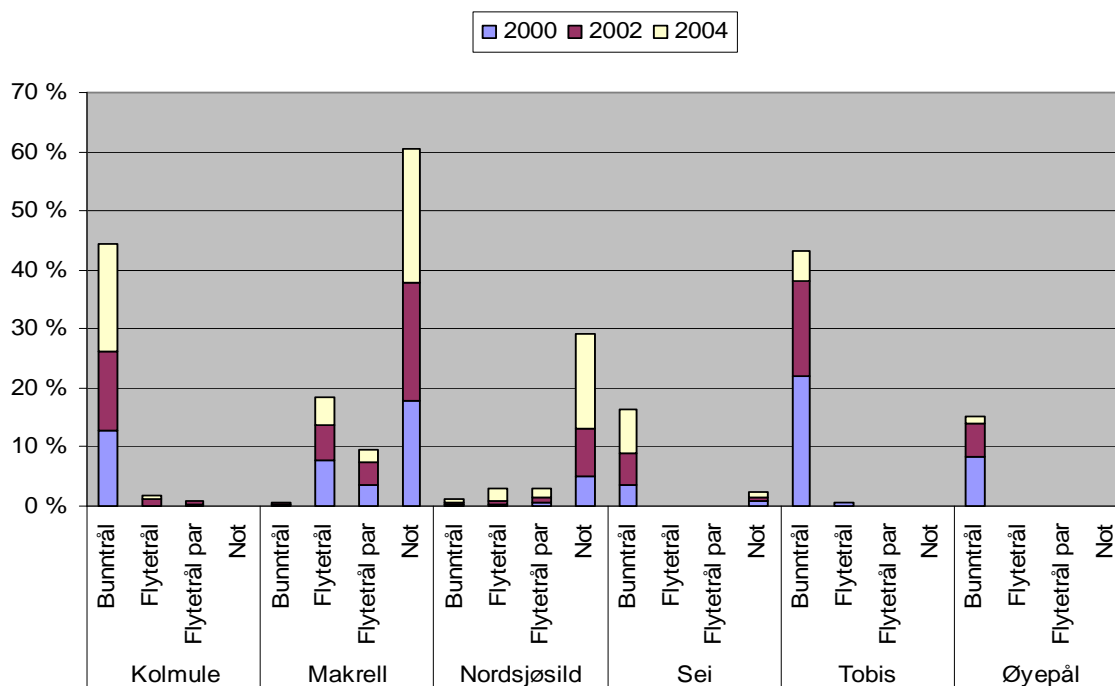
Kolmulefangst foregår hovedsakelig med bunntrål i de årene som er undersøkt (figur 13-5). Makrell fangstes mest med not, men også flytetrål/flytetrål-par blir brukt. For nordsjø-sild blir mesteparten av fangsten tatt med not. For sei, tobis, kolmule og øyepål blir omtrent all fangst gjort med bunntrål. Det kan også sees en markant økning av nordsjø-sildfangst for 2004. For tobis og øyepål har det vært en kraftig nedgang av fangst i 2004 (figur 13-5).

**Tabell 13-4.** Dominerende arters prosentvise bidrag av total fangst for årene 2000, 2002 og 2004.

Art	Fangstår		
	2000	2002	2004
Kolmule	13,1 %	15,0 %	18,8 %
Makrell	29,5 %	29,8 %	29,8 %
Nordsjø-sild	6,0 %	10,0 %	20,3 %
Sei	4,3 %	6,1 %	8,3 %
Tobis	22,5 %	16,4 %	5,0 %
Øyepål	8,4 %	5,5 %	1,3 %

**Tabell 13-5.** Verdi (mill NOK) av alle fangster i utredningsområdet, fordelt på år og fangstnasjon.

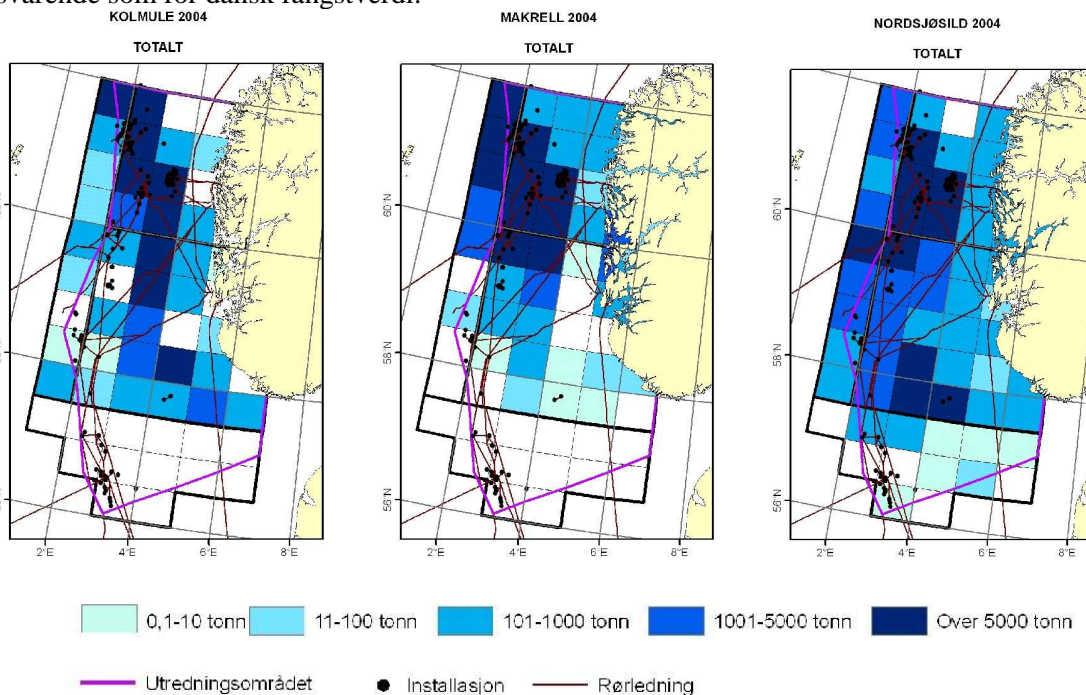
Nasjon	Fangstår		
	2000	2002	2004
Danmark	450	485	401
Norge	1 994	2 607	2 489
Storbritannia	720	559	410
<b>Total</b>	<b>3 164</b>	<b>3 651</b>	<b>3 300</b>



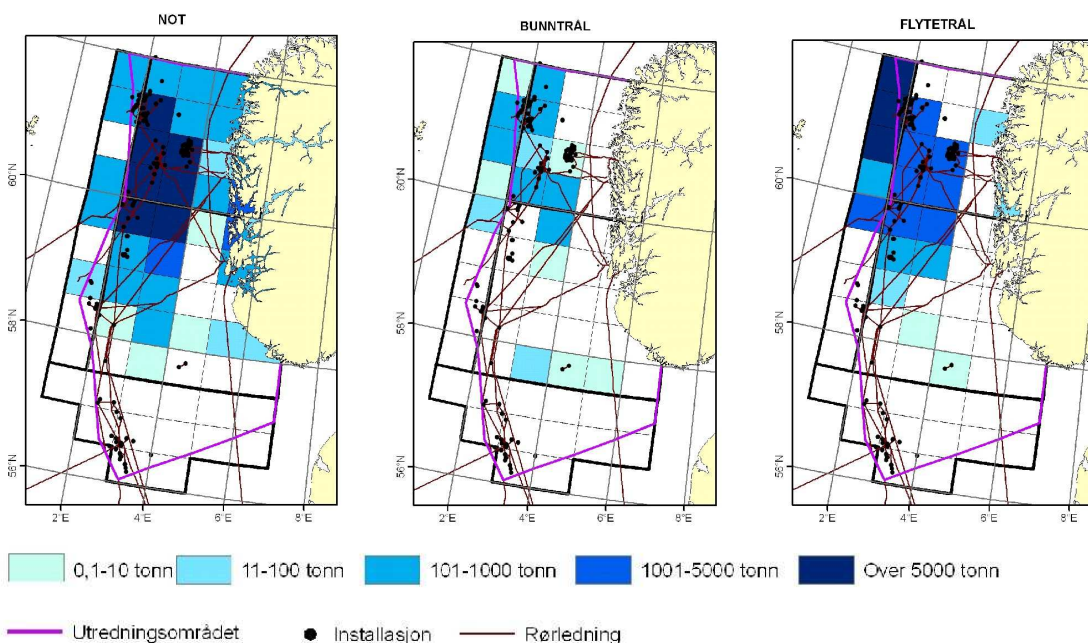
**Figur 13-5.** Prosentvis fremstilling av dominerende arter i fangster samt type fangstredskap benyttet for fiskeriet fra årene 2000, 2002 og 2004, innen hovedområdene av norsk sektor til 62°N.

Totalverdien av fangst, regnet i norske kroner, har vært på rundt 400 - 500 millioner kroner for danske fangster i norsk sektor av Nordsjøen nord til 62°N, for årene 2000, 2002 og 2004, mens de norske fangstene har hatt en markant oppgang i samme periode, fra 2 til 2,5 mrd kroner (tabell 13-5). Verdien av britisk fangst har gått ned med ca 200 millioner kroner i de undersøkte årene, til drøyt 400 millioner kroner, og var i 2004 omtrent tilsvarende som for dansk fangstverdi.

Basert på fangststatistikken er det etablert kart som angir relativ viktighet for fiskeri fordelt på art og type redskap. Materialet er betydelig, og det henvises til delutredningen (Akvaplan-NIVA 2006) med vedlegg for detaljer. I figur 13-6 er det vist eksempler på kart over totalfangst av kolmule, makrell og sild i 2004. Figur 13-7 viser videre eksempler på fangst med ulike redskapstyper.



**Figur 13-6.** Totalfangst av kolmule, makrell og sild i 2004, fordelt på lokasjoner.



**Figur 13-7.** Eksempel på fordeling av fangst tatt med ulike redskapstyper (Makrell 2004).

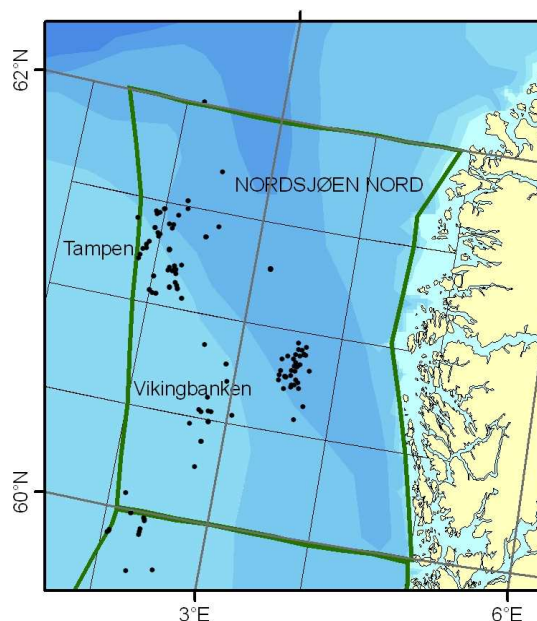
### 13.1.3.1 Lokalisering av fiskefelt

Av fartøysporingsdata fremkommer det at det i områdene rundt omtrent alle petroleumsinstallasjoner innen RKU-området blir utøvd fiskeri av varierende omfang. Hovedbildet viser at i områdene rundt Ekofisk er aktiviteten relativt liten. Havområdene rundt Tampen (Gullfaks, Statfjord og Snorre), Oseberg og Troll, alle lokalisert i hovedområde 28, har høyest aktivitet. Sporingsdata for utenlandske fartøy fra 2004 viser i tillegg at det er noe fiskeri helt vest i området rundt Sleipner (hovedområde 42).

Statistikken er inndelt i forholdsvis store geografiske områder. Fisket foregår imidlertid gjerne konsentrert på lokale fiskefelt og fiskebanker, som ikke kommer frem gjennom datamaterialet. I det følgende er en del sentrale fiskebanker i Nordsjøen omtalt.

#### Nordsjøen nord

Både fangstdata og fartøysporingsdata viser at det foregår et rikt fiskeri i Tampen-området (hovedsakelig fiskefeltet Tampen), både til industri- og konsumformål. For konsumfiske er det i hovedsak sei som fiskes med bunntål, og det er derfor dette fisket som har det største potensialet for å komme i konflikt med petroleumsinstallasjoner i området. Den samme problemstillingen er aktuell for installasjoner på Oseberg (beliggende i fiskefeltet Vikingbanken) og Troll-feltet), der til dels store seifangster gjøres. Videre fiskes det i Tampen-, Oseberg- og Troll-området store mengder makrell og nordsjøtsild, men dette fisket foregår i hovedsak med not og flytetål.



**Figur 13-8.** Fiskefelt i Nordsjøen Nord. Prikker angir overflate- og havbunnsinnretninger.

For delområdet Nordsjøen Nord (hovedsakelig hovedområde 28) har det vært svært varierende norske fangster over tid, fra 62200 tonn i 1984 til 258000 tonn i 2004. Den relative fangsten fra dette hovedområdet i forhold til de andre hovedområdene var betydelig høyere i 2004 enn i tidligere år.

Fisket til industriformål har svært gode lokaliteter på Øst-Tampen og Vikingbanken. Her foregår det intensiv bunntåling etter både kolmule og øyepål, og de største fangster blir tatt rundt oljefeltene. I 2004 økte fangsten av kolmule rundt Troll-feltet noe. I samme periode gikk fangsten av øyepål ned nær Tampen-, Troll- og Oseberg-feltene, noe som reflekterte en generell nedgang i øyepålfangst i hele Nordsjøen. Fangstene av øyepål gikk totalt ned fra 170.000 tonn i 1984 og til mindre enn 5000 tonn i 2004 (tabell 13-7). Fisket etter

**Tabell 13-6.** Norske fangster i RKU-området (tonn) (data fra 1984, 1990 og 1997: Agenda Utredning og Utvikling AS, 1999).

Område/År	Fangstår					
	1984	1990	1997	2000	2002	2004
Hovedområde 8	205 700	258 100	256 700	238 996	263 991	171 168
Hovedområde 28	62 200	132 200	85 900	177 757	182 463	258 025
Hovedområde 41	56 300	108 100	265 100	101 725	123 298	29 196
Hovedområde 42	97 700	48 500	44 400	65 003	60 374	50 679

øyepål foregår langsetter dybdekotene, mens det for kolmule-fisket tråles noe mer på skrå. Tidligere har det vært tobisfiske vest på Oseberg-feltet (Agenda Utredning og Utvikling AS 1999), med fangst opp mot 10000 tonn i året (1997), men dette ble ikke registrert i noen av de årene som er vurdert i denne oppdateringen (2000, 2002 og 2004).

Det kan sees en svak økning i fangst av torskefisk (mest sei) i delområdet Nordsjøen Nord i de senere år, med fangster opp mot 20000 tonn årlig. Likevel viser dataene store svingninger fra 1984 til 2004 (fangster fra 1700 tonn til nærmere 20000 tonn).

#### Nordsjøen Midtre

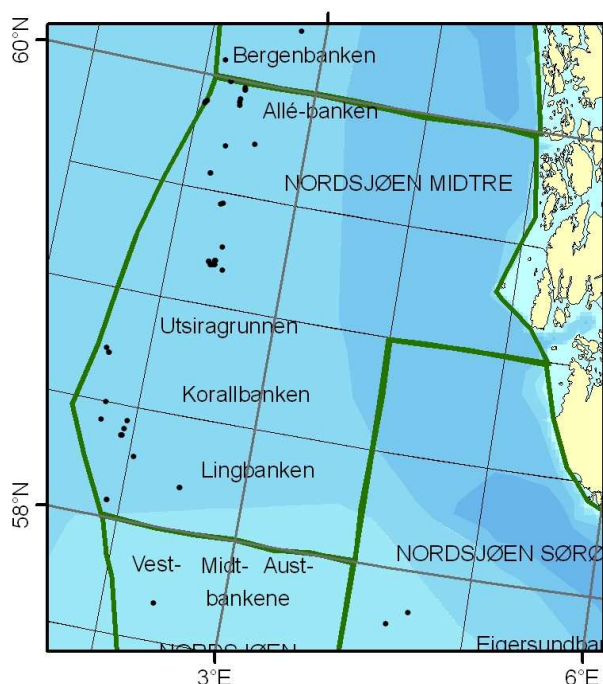
Nordvest i delområdet Nordsjøen Midtre ligger det nå nedstengte petroleumfeltet Frigg på Bergenbanken, og i området Allèbanken ligger det fremdeles aktive feltet Heimdal. Lengre sør i delområdet, mot Utsiragrunnen, ligger Balder og Grane. Ytterligere lengre mot sørvest ligger Sleipner (vest på Korall- og Lingbanken,) og her foregår det mest intense fiskeriet i de østlige deler (Sleipner-Øst, et område uten installasjoner bortsett fra rørledninger). I vestlige deler av Sleipner (der installasjonene ligger) foregår et beskjedent konsumtrålfiske etter sei, og følgelig er fangstene tatt noe

**Tabell 13-7.** Norske fangster i utredningsområdet etter viktige fiskeslag/grupper (data fra 1984, 1990 og 1997: Agenda Utredning og Utvikling AS, 1999; data forøvrig fra delutredningen Akvaplan-NIVA 2006). Data fra 1997 om tidligere kun for området mellom 58-62 °N.

År/Område	Torskefisk (mest sei)		Industrifisk	
	Tobis	Øypål	Kolmule <sup>1</sup>	
1984	53 300	30 400	170 100	
Hovedområde 8	9 900	700	133 400	
Hovedområde 28	14 800	2 700	35 900	
Hovedområde 41	0	26 800	800	
Hovedområde 42	28 600	100		
1990	7 700	96 100	126 600	
Hovedområde 8	400	23 100	83 800	
Hovedområde 28	1 800		39 200	
Hovedområde 41	1 200	72 900	400	
Hovedområde 42	4 300	100	3 200	
1997	36 500	350 600	39 100	32 500
Hovedområde 8	7 600	88 100	27 500	13 600
Hovedområde 28	18 100	9 600	11 600	13 900
Hovedområde 41	1 700	252 200		
Hovedområde 42	9 100	700		5 000
2000	53 407	110 379	48 107	86 184
Hovedområde 8	14 623	11 679	40 883	54 275
Hovedområde 28	22 529	21	7 183	30 139
Hovedområde 41	1 410	98 679	34	263
Hovedområde 42	14 845	0	7	1 508
2002	61 181	119 434	24 087	103 020
Hovedområde 8	20 120	185	22 472	68 602
Hovedområde 28	19 180		1 400	31 224
Hovedområde 41	1 663	119 249		
Hovedområde 42	20 217		215	3 194
2004	61 247	23 331	4 954	106 849
Hovedområde 8	17 784	64	4 260	60 532
Hovedområde 28	17 048		690	44 918
Hovedområde 41	3 854	23 267		
Hovedområde 42	22 560		4	1 398

<sup>1</sup>Tidligere ble kolmulefangster registrert som øypål mv.

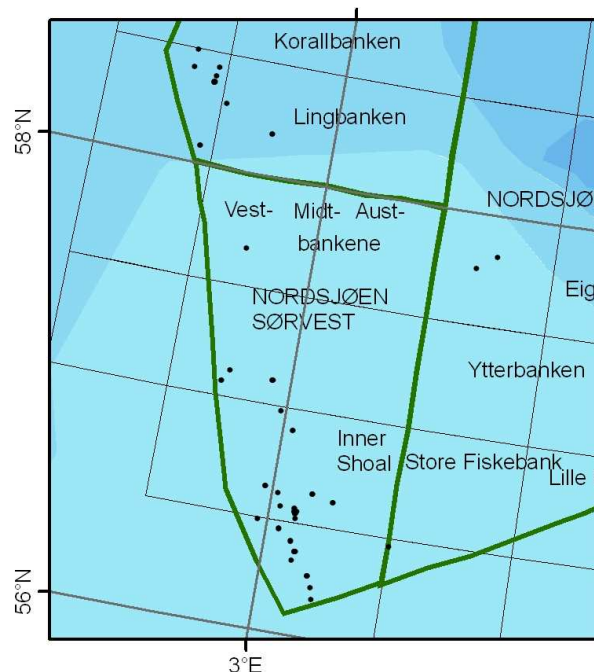
lengre øst mot Eggaskråninga. Her er det også rapportert store fangster av kolmule og noe mindre fangst av øyepål, begge tatt for det meste med bunntål. Dette delområdet omfatter omtrent halvparten av lokasjonene i forhold til ICES standardinndeling for hovedområde 8. Om en betrakter hele hovedområde 8 under ett, fremkommer det at den norske totalfangsten har vært noe varierende fra 1984 og til 2004 (minimumsfangst på 172000 tonn i 2002, maksimumsfangst på 264000 tonn i 2004, jamfør tabell 13-7).



**Figur 13-9.** Fiskefelt i Nordsjøen Midtre.

Her er det noe trålfiske etter sei rundt de nordligste fiskefeltene (Bergenbanken og Allébanken), men aktiviteten er mindre enn på østlige deler av fiskefeltet Tampen. I området ved Ringhorne, Balder og Grane tilsvarende fangstmengdene de rundt Tampen-området. Tall for hele hovedområdet 8 viser en betydelig økning i fangst av torskefisk for årene 2000, 2002 og 2004 sammenliknet med årene 1984, 1990 og 1997, med fangster opp mot 20000 tonn årlig (tabell 13-7). Nord i delområdet Nordsjøen Midtre fiskes omtrent like mye makrell som rundt Tampen-området, mens fangstene av nordsjøtsild generelt er litt lavere der enn rundt Tampen. Industritråling etter øyepål og kolmule er mest intensivt i Eggaskråningen. Her er det først og fremst rørledningene som kan representere hindringer for fisket. For fangst av industrifisk i

hovedområde 8 har øyepål vist en betydelig tilbakegang i de siste 20 årene (fra drøye 133000 tonn i 1984 (Agenda Utredning og Utvikling AS, 1999) til snau 4500 tonn i 2004. Noe økning har det imidlertid vært i fangst av kolmule, med fangstmengde på rundt 60000 tonn i 2004.

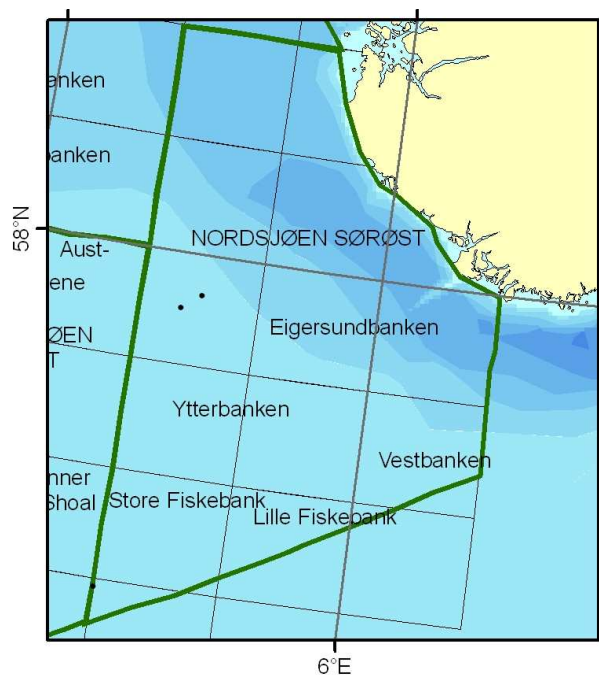


**Figur 13-10.** Fiskefelt i Nordsjøen Sørvest.

#### Nordsjøen Sørvest og Nordsjøen Sørøst

Delområdet Nordsjøen Sørvest sammenfaller heller ikke med ICES standard hovedområder hva fangstrapportering angår (Nordsjøen Sørvest har en del av hovedområde 8 og 41). Her er det overveiende tobisfiske med bunntål som foregår, noe som gir potensial for konflikt med bunninstallasjoner. Av fangstdata kan det sees at kjerneområdet for dette fisket er stabilt for årene som her er undersøkt (2000, 2002 og 2004). Dette fiskeriet strekker seg også østover til delområdet Nordsjøen Sørøst. Disse to delområdene kommenteres derfor sammen i det følgende.

De viktigste tobisfeltene ligger på Ytterbanken, Store og Lille Fiskebank og Vestbanken (delområdet Nordsjøen Sørøst), samt bankene Midt- og Austbanken og Inner Shoal, beliggende i delområdet Nordsjøen Sørvest.



**Figur 13-11.** Fiskefelt i Nordsjøen Sørøst.

Tobisfangster fra hovedområde 41 (som geografisk omfatter storparten av delområdene Nordsjøen Sørvest og -Sørøst) viser en maksimumsfangst på 252000 tonn i 1997 (Agenda Utredning og Utvikling AS, 1999), for deretter å avta til kun rundt 23000 tonn i 2004. Av fangstdata kan det sees en østlig forflytning av tobisfiskeriene i de senere år, og dermed lengre bort fra gjenværende installasjoner på Ekofisk og omegn. Nedgangen i tobisbestanden medfører også et redusert potensial for konflikter med bunnfaste petroleumsinstallasjoner.

### 13.2 Arealbeslag/operasjonelle ulemper

Sameksistens mellom fiskerinæringen og petroleumsnæringen har vært, og er, svært viktig. Konkrete problemstillinger har generelt blitt løst gjennom dialog mellom partene. Det har nå vært drevet petroleumsvirksomhet i norsk del av Nordsjøen i omtrent 40 år. Uavhengig av dette har fiskerinæringen i denne perioden gjennomgått store endringer. Det har i hele perioden blitt tatt store fangster i Nordsjøen. Dette indikerer at petroleumsvirksomhet og fiskerivirksomhet kan foregå side om side. Siden begge næringene til dels benytter de samme sjøarealene, finnes det likevel potensielle konfliktområder. Nedenfor er det gitt en generell beskrivelse og vurdering av slike.

#### 13.2.1 Arealbeslag av felt i drift

For hele utredningsområdet sett under ett, viser både fangstdata og fartøysporingsdata at det er i delområde Nordsjøen Nord det er størst overlapping i arealinteresser mellom fiskerinæring og petroleumsvirksomhet. Konkrete arealbeslag for felt i drift er primært relatert til sikkerhetssoner rundt faste innretninger som stikker opp over havoverflaten. Tidligere fantes slike soner også rundt havbunnsinnretninger, men ny teknologi har gjort dette kravet overflødig. Sikkerhetssonen strekker seg normalt 500m ut fra en overflateinnretnings ytterpunkter.

Som følge av at unnamanøvreringen må starte i god tid før fiskefartøyet når fram til sikkerhetssonen, vil det praktiske arealbeslaget bli større enn arealet på selve sonen. Arealbeslaget av en enkelt sikkerhetssone på 500 m er beregnet å være i overkant av 1 km<sup>2</sup> for konsumtrålfiske og ca 5 km<sup>2</sup> for industritrålfiske (Agenda 1999). For borerigger og produksjonsskip med store ankrings-systemer vil arealbeslaget kunne være 4 - 8 km<sup>2</sup>.

Det ble i RKU-Nordsjøen 1999 gjort en beregning av det samlede arealbeslag som følge av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, både for industritrålfiske og for konsumtrålfiske. Det ble konkludert med at det ikke kunne sies noe entydig om slike arealbegrensninger hadde medført redusert sysselsetting i fiskeflåten, og at svingninger i ressursgrunnlaget nok har betydelig større konsekvenser enn arealbegrensningene.

I henhold til norsk regelverk skal alle undersjøiske installasjoner (brønnrammer, satellitter m.fl.) være overtrålbare. Erfaringer fra Nordsjøen viser at flertallet av fartøy, spesielt mindre trålere, fortsatt søker å styre utenom overtrålbare innretninger av frykt for fastheking av tråldører og trålvaier. I realiteten vil overtrålbare undersjøiske installasjoner hver kunne utgjøre et arealbeslag på anslagsvis ¼ km<sup>2</sup>.

Det er flere eksempler på at både beskyttelsesstrukturer og fiskeredskap har blitt skadet i forbindelse med overtråling. Det er ikke gjennomført systematiske undersøkelser



omkring årsakene til dette. Erfaringene tyder likevel på at konstruksjoner kanskje ikke har vært tilfredsstillende utformet, det kan ha vært feil/unøyaktigheter ved montering, eller det kan ha skjedd utvasking rundt hjørnene på installasjonen slik at fiskeredskapene lettere hekter seg fast. Det har også vært en utvikling i retning av tyngre trålrudskaper som, gir større påkjenning på beskyttelsesstrukturene. Dette er tatt hensyn til i oppdaterte standarder for dimensjonering av beskyttelsesstrukturer. I følge OLF har imidlertid antall skader med krav om erstatning vist en klar nedgang siden 1984.

I forbindelse med avvikling av petroleumsvirksomhet, er det et generelt krav om at innretninger skal fjernes (se kapittel 16). Fjerning av petroleumsinstallasjoner vil føre til at beslaglagte arealer på nytt blir frigjort for fiske, ettersom sikkerhetssoner forsvinner. Dette vil være tilfelle på de aller fleste avviklede felt i Nordsjøen. Etterlatte installasjoner vil imidlertid fortsette å være en fysisk hindring for noen typer fiskeriaktivitet, så fremt de ikke gjøres 100 % overtrålbare. Det er per i dag 2 betonginnretninger som er etterlatt/planlegges etterlatt i norsk del av Nordsjøen; 1 på Ekofisk (lagringstank for olje med tilhørende beskyttelsesvegg) og 1 på Frigg. Men også her fører opphevelsen av sikkerhetssoner til at arealbeslaget reduseres betydelig, og at areal dermed på nytt blir tilgjengelig for fiske.

Ekofisk-tanken representerer et begrenset arealbeslag for fiskeflåten. Fiskeriaktiviteten i Ekofisk-området er begrenset, og det er tvilsomt at én etterlatt innretning vil ha merkbar betydning for fiskeriene. Inntil driften på Ekofisk opphører (2050+) vil innretningen ligge innenfor sikkerhetssonen på feltet. Tanken skal merkes godt i henhold til internasjonale retningslinjer (IMO) for å minimalisere risiko for kollisjoner. På Friggfeltet står betongunderstelet til behandlings- og kompressorplattformen igjen på bunnen. I tillegg er to betongunderstell etterlatt i britisk sektor, like ved. Etterlatte installasjoner blir avmerket på sjøkart og det er utplassert navigasjonsutstyr for å sikre tryggheten for skipsfart. Området rundt Friggfeltet (lokasjon 8-55) er av moderat betydning

for fiskeriene, men der foregår noe konsumtrålfiske etter sei. Betongunderstell representeres et begrenset arealbeslag for bunnfisket i området. Konsekvensene av et så begrenset arealbeslag er forventet å være små.

### 13.2.2 Effekter av rørledninger og rørlegging

Selv om det ikke opprettes formelle begrensningssoner for utøvelse av fiske i forbindelse med legging av rørledninger, vil slik aktivitet i praksis innebære et midlertidig arealbeslag for fiskeriene. Av sikkerhetshensyn vil ankerbaserte rørleggingsfartøy kreve restriksjoner på annen ferdsel innenfor nærområdet, vanligvis i en radius på 2 km. Dette gir et samlet restriksjonssone på ca. 13 km<sup>2</sup>. Hvis et fartøy med dynamisk posisjonering benyttes, vil ferdselsrestriksjonssonen vanligvis være på 500 m, tilsvarende ca. 1 km<sup>2</sup>. Vanlig leggehastighet er ca. 2- 3 km rørledning per dag.

Ankermerker kan innebære risiko for fastkjøring av fiskeredskaper, spesielt for trål. I tillegg er fiskerne ofte ikke kjent med posisjonen på større ankermerker før de evt. har forårsaket fastkjøring eller skade. Et ankerposisjonert leggefartøy har vanligvis 10 til 14 ankere som settes i et forhåndsbestemt mønster. Ankermerker finnes normalt 200 – 1400 meter ut fra rørtraséen. Erfaringene tyder på at det kan ta noe tid før bunnforholdene vil være tilbake i naturlig tilstand (jfr. Kapittel 11). I enkelte tilfeller slettes ankermerkene aktivt etter legging ut fra fiskerihensyn.

Tyngre fiskeredskaper stiller strengere krav til dimensjonering og beskyttelse av rørledninger. De siste årene har det blitt vanlig med tråldører på opptil 4 tonn, med en avstand på 2 -300 m. Uavhengig av fiskeredskapenes utforming, skal rørledninger på norsk sokkel i utgangspunktet være overtrålbare, og slik sett ikke være til hinder for noen form for fiskeriaktivitet.

Operasjonelle ulemper vil først og fremst være knyttet til steinfyllinger, frie spenn og rørledninger med ytre skader. I tillegg vil rørledningens vinkel i forhold til vanlig trålrledning ha betydning, siden en

krysningsvinkel på mindre enn 40° kan føre til redusert tråldøravstand og deformert trål (Valdemarsen 1993). Eksempler på operasjonelle ulemper er kursjusteringer for å lette kryssing av rørledning, behov for ekstra årvåkenhet ved passering (i tilfelle en tråldør mot formodning skulle hekte seg) og redusert manøvreringsfrihet. Det er ikke mulig å kvantifisere slike ulemper på bakgrunn av tilgjengelig datamateriale. Olje- og gassrørledninger ser ikke ut til å ha nevneverdig aggregeringseffekt på utnyttbare fiskearter, selv om en undersøkelse av Nøttestad (1998) viste at garnfangster langs rør var betydelig høyere enn utenfor. Samme undersøkelse konkluderte imidlertid med at trålfiske langs rørledninger ikke gir bedre fangster enn ellers.

Det er i en del tilfeller nødvendig å anlegge steinfyllinger på sjøbunnen for å understøtte, stabilisere og beskytte en rørledning. Steindumping blir også utført for å hindre frie spenn. Under vanlig konsum- og industritrålfiske går selve trålposen klar av bunnen. Dersom det likevel kommer stein i trålposen ved passering av en steinfylling, kan denne bli presset mot bunnen og bli utsatt for stor slitasje. Under industritrålfiske kan stein som følger med lasten forårsake skade på fiskepumper. Det er også vist til at stein i trålposen kan ødelegge deler av fangsten.

Forsøk med tråling over steinfyllinger indikerer at det særlig er fiske med industritrål og reketrål som får problemer. Dette i form av skade på fangst og/eller utstyr (Soldal & Vold 1997). Undersøkelser indikerte at industritrål med bobbinsgear ("gummihjul" på den del av trålen som har kontakt med bunnen) var mindre utsatt for skade enn industri- og reketrål med sabb (ulike typer kjetting/forsterket tauverk som gjør at trålen er i kontakt med havbunnen under lettere trålfiske, for eksempel reketråling) (Soldal & Vold 1997). Senere forsøk indikerte at også reketråling med sabb kunne foregå skadefritt over steinfyllinger, under forutsetning av at trålen er justert som ved vanlig bunntålfiske (Statoil 1998). Steinfyllingene som inngikk i dette forsøket hadde forholdsvis små stein i toppdekket (1-3").

Steinfyllinger synes ikke å forårsake ulemper av betydning for konsumtrålfiske med større trålere i Nordsjøen, men det er ikke gjennomført forsøk for å dokumentere dette nærmere. Man vet også lite om effekten ulike steinstørrelser kan ha på ulike fiskeredskap.

Omfanget av rørledninger med frie spenn på norsk sokkel vurderes som svært begrenset. Selv om en rørledning er installert uten frie spenn, kan slike oppstå etter noen år. Dette kan skyldes bevegelser i rørledningen eller lokale strømforhold. Oppbøying av rør kan også forekomme. Erfaringsmessig vil oppbøying lettest kunne skje med små rør (< 16"), og være bestemt av aksekrefter (forårsaket av trykk og temperatur) og sjøbunntopografi. Frie spenn medfører risiko for fastkjøring av tråldører. Dersom tråldøren ikke lar seg frigjøre, kan dette medføre tap av redskap, tapt fangst og lengre avbrudd i fisket. I verste fall kan frie spenn også utgjøre en sikkerhetsrisiko. På britisk sokkel forliste tråleren Westhaven i 1997, etter fastkjøring av trålen i ett fritt spenn under en rørledning med diameter på 30".

Fasthektning av rørledninger knyttes som regel til situasjoner hvor det fiskes mer eller mindre på langs av rørledningen. Norsk Hydro gjennomførte i 2002 modelltankforsøk for å få belyst problemstillinger knyttet til overtråling av store (5 - 10 m) frie spenn. Det ble benyttet tre ulike tråltypene under forsøkene (Malo, Egersund og Poly-Ice), som alle er vanlige i den norske trålerflåten. Resultatene fra forsøkene var i stor grad i samsvar med tidligere storskalaforsøk, og viste at det foreligger en mulighet for fasthektning av tråldører ved kryssing av frie spenn. Høyest andel fasthektninger var ved bruk av Malo-tråldører. Sannsynligheten for fasthektning økte også dersom tråldøren lå flat på bunnen da den traff rørledningen. Modellforsøkene viste også at bruk av trålavvisere ved enden av frie spenn kan redusere risikoen for fasthektning. (Marintek og Sintef 2002).

### 13.2.3 Effekter av leteboring

I norsk del av Nordsjøen har det inntil nå blitt boret mer enn 800 letebrønner. Siden 1999 har det årlig blitt boret mellom 10 og 20 letebrønner. Det etableres en sikkerhetssone (normalt med radius 500 m) rundt en

installasjon som driver leteboring. Her vil ikke fiske kunne foregå. Tidligere erfaringer viser at en leterigg (medregnet oppankringsbelte) i praksis kan beslaglegge opptil 7 km<sup>2</sup> (Nærings- og energidepartementet 1993). Hvis det benyttes en dynamisk posisjonert rigg blir arealbeslaget mindre. En leteboring varer typisk fra tre uker til to måneder. En leterigg vil derfor kun representere et midlertidig arealbeslag.

### **13.3 Konsekvenser av seismiske undersøkelser**

Effekter av seismikkskyting i forhold til fiskeriene er en problemstilling som ofte er diskutert mellom fiskeriinteresser og petroleumsindustrien. Flere studier er gjennomført for å belyse type og omfang av eventuelle effekter. Det synes nå å være enighet om at konsekvensene i hovedsak er relatert til skremmeeffekter, noe som kan medføre fangstreduksjoner i omkringliggende områder for både trål og line. Dette ble blant annet studert av Havforskningsinstituttet (1993) der fangstene på trål og line ble studert før, under og etter seismiske operasjoner i et område på Tromsøflaket.

Havforskningsinstituttet gjennomførte en studie i 1999 der skremmeeffekten av seismikk på sild ble studert i et området vest i Norskehavet. Det ble heller ikke her observert vesentlige forandringer i mengden av sild i området på tross av de seismiske operasjonene.

Effekten av seismikk på tobisfisket ble studert inngående i 2002 (Hassel *et al.* 2002). Her ble tobis kartlagt akustisk, den ble observert i bur, og mulig dødelighet ble kartlagt ved innsamling av tobis gjennom grabb og fra burene. Generelt viser resultatene en negativ effekt av seismikk i området rundt et seismisk fartøy. Undersøkelsene viser reduserte trålfangster av f.eks. torsk ut til 33 kilometer fra lydkilden, men analyse av tallmaterialet gir ikke sikre holdepunkter for en skremmeradius utover 1 til 2 kilometer fra seismikkfartøyet. Tilsvarende resultater er observert i en studie fra Australia som dekker perioden 1996 til 1999. Denne studien viser at det er skremmeeffekter ut til avstander på 1 til 2 km fra seismikkfartøyet, men at disse ikke nødvendigvis vil føre til negative effekter for

fisket eller for fiskebestanden. Varigheten av skremmeeffekter er generelt vurdert til noen dager.

Konsekvenser av seismiske undersøkelser i forhold til miljø er omtalt i kapittel 11.5.

I dagens forvaltningsregime er det derfor tatt hensyn til at seismiske undersøkelser kan medføre en viss skremmeeffekt i forhold til fisk, med dertil mulige konsekvenser for fiskeriene. Det er derfor innført restriksjoner for tidspunkt for seismikkinnsamling, slik at en unngår viktige perioder/områder for gyting og gytevandring. Det er videre en god dialog mellom fiskeri- og petroleumsmyndigheter/-interesser i forbindelse med planlegging og gjennomføring av seismiske undersøkelser.

### **13.4 Konsekvenser fra assosiert skipstrafikk**

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 et 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 tilknyttet installasjoner 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.

## **Referanser**

Agenda Utredning & Utvikling AS 1999. Regional konsekvensutredning Nordsjøen Temarapport 7, virkninger for fiskeri og akvakultur.

Akvaplan-NIVA 2006. Delutredning RKU Nordsjøen 2006. Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen: Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av

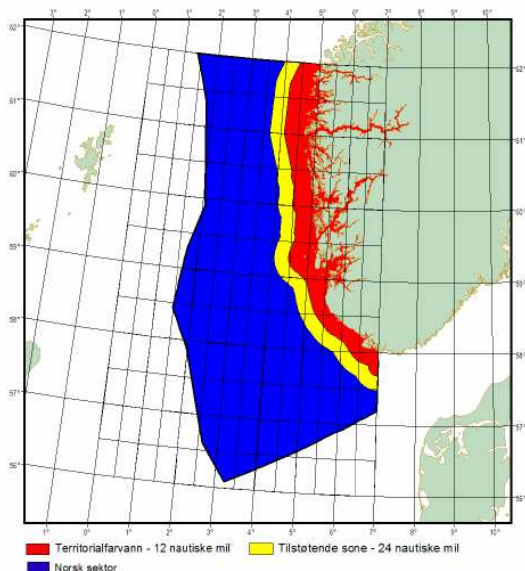
- petroleumsvirksomhet. Akvaplan-NIVA rapport 3484-1. VI og VII, Mørebasenget, Vøringbasenget I og II for leteboring.
- Hassel et al. 2002. Reaction of sandeel to seismic shooting: A field experiment and fishery statistics study. IFM, Bergen, Norway. Nøttestad, Leif, 1998. Fiskeforekomster langs rørledninger i Nordsjøen. Havforskningsinstituttet 1998.
- Havforskningsinstituttet 1993. "Effekter av seismisk skyting på fangst og fangst-tilgjengelighet av torsk og hyse". Fisken og Havet nr. 3. Soldal, H. & Vold, A. 1997. Tråling over steindekte rørledninger i Nordsjøen. Havforskningsinstituttet, Fisken og Havet, nr. 10 – 1997.
- Havforskningsinstituttet 2006. Havets ressurser og miljø 2006. (Fra internettside: [http://www.imr.no/produkter/publikasjoner/havets\\_ressurser](http://www.imr.no/produkter/publikasjoner/havets_ressurser)) Statoil 1998. Trålttest over steinfyllinger på 20" Sleipner kondensatrørledning.
- Marintek & SINTEF 2002. Ormen Lange Gas Pipeline Overtrawling Study. Valdemarsen, J.W. 1993. Tråling over 40" rørledning – virkninger på fiskeredskap. Havforskningsinstituttet, Fisken og Havet, nr. 11 - 1993.
- Nærings- og energidepartementet (NOE) 1993. Åpning av Trøndelag I Øst, Nordland IV, V,

## 14 Kulturminner under vann

Det er utført en underlagsrapport for å beskrive kulturminnefunn og relevant lovverk, samt for å vurdere sannsynlighet for nye funn og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomhet. Studien er utført av Norsk Sjøfartsmuseum: ”Beskrivelse av kulturminnefunn i Nordsjøen; vurdering av sannsynlighet for nye funn, og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomhet”.

### 14.1 Lovverkets krav til ivaretagelse av kulturminner

Rettsreglene som omhandler kulturminnehensyn er delvis gitt i norsk lovverk og delvis i folkeretten. Havområdet RKU Nordsjøen omfatter tre differensierte jurisdiksjonszoner: territorialfarvannet (12 nm fra grunnlinjen), tilstøtende sone (ytterligere 12 nm), og den økonomiske sonen (figur 14-1). Innen territorialfarvannet har Norge full jurisdiksjon over kulturminner på havbunnen. På kontinentalsokkelen utenfor territorialfarvannet er situasjonen mer kompleks, fordi jurisdiksjonen over kulturminner omfattes av ulike folkerettslige avtaler.



**Figur 14-1.** Jurisdiksjonssoner for kulturminnehensyn i utredningsområdet.

Kulturminner innen territorialfarvannet har generelt en sterk beskyttelse i kulturminneloven. I tilstøtende sone er også

kulturminner beskyttet, men hvordan bestemmelsen i territorialfarvannsloven skal tolkes er noe uklart. Utenfor 24 nautiske mil utgjør folkeretten et generelt grunnlag for å hevde at kulturminner har et visst vern. Men for petroleumssektoren er bestemmelsene i petroleumsløven, dens forskrifter, og vilkår for utvinningstillatelser, de viktigste reguleringene av forholdet til kulturminner utenfor territorialfarvannet.

Nedenfor gis en noe mer detaljert gjennomgang av relevant lovverk og forvaltningsansvar knyttet til marine kulturminner:

Miljøverndepartementet, med Riksantikvaren som direktorat for kulturminneforvaltning, har ansvaret for å sikre at kulturminner under vann er beskyttet og forvaltet innen territorialfarvannet, og på kontinentalsokkelen utenfor, i henhold til legalt og politisk rammeverk, samt kulturminneforvaltningens beste praksis.

Innenfor territorialfarvannet delegerer ansvarsfordelingsforskriften til kulturminneloven ansvaret for saksbehandling og forvaltning av statens eiendomsrett til skipsfunn til fem museer. Disse museene er marinarkeologiske kompetansesentre i hver sin region. Innen området for RKU Nordsjøen er dette Norsk Sjøfartsmuseum i Vest-Agder, Stavanger Sjøfartsmuseum i Rogaland og Bergens Sjøfartsmuseum i Hordaland og Sogn og fjordane, jf. ansvarsforskriften § 1.

#### Kulturminneloven

Lov av 9. juni 1978 nr. 50 om kulturminner – Kulturminneloven – er det sentrale virkemiddelet for forvaltning av kulturminner i Norge. Lovens geografiske utstrekning er i utgangspunktet avgrenset av territorialgrensen.

Kulturminnevernet er sektorovergripende. Det vil si at all virksomhet underlag norsk lov skal tilstrebe å ta miljøhensyn, jf. §1 tredje ledd: *Når det etter annen lov treffes vedtak som påvirker kulturminneressursene, skal det legges vekt på denne lovs formål.*

Kulturminner fra før 1537 e.Kr. er automatisk fredet, jf. §§ 8 og 12. Med mindre en gyldig tillatelse foreligger må ingen:...*sette i gang tiltak som er egnet til å skade, ødelegge, grave ut, flytte, forandre, tildekke skjule eller på annen måte utilbørlig skjemme automatisk fredet kulturminne eller fremkalle fare for at det kan skje.* jf. § 3, første ledd.

Skipsfunn har en egen bestemmelse som gir et automatisk vern hvis det eldre enn 100 år fra byggetidspunktet, jf. § 14 første ledd. Skipsfunn er ... *båter, skipsskrog, tilbehør, last og annet som har vært ombord eller deler av slike ting...*, jf. §14 første ledd, første punktum. Bestemmelsen omfatter dermed ikke bare det vi vanligvis kaller vrak, men for eksempel også mistet last og utstyr, samt ballasthauger og funnførende lag i havner.

Kulturminneloven pålegger finner av skipsfunn en plikt til å rapportere funnet til rette myndighet, dvs. kulturminneforvaltningen eller nærmeste politimyndighet.

Alle offentlige og større private tiltak er underlagt undersøkelsesplikt, jf. § 9, for å avklare eventuelle konflikter med fredete eller vernede kulturminner før tiltaket iverksettes. Forvaltningspraksis tilsier at den type anlegg som er aktuelle innen petroleumsvirksomheten i Nordsjøen vil falle inn under undersøkelsesplikten, vanligvis som et "større privat tiltak", men ofte også fordi statlig kapital er inne på eiersiden hos tiltakshaver. Påtreffes det fredete eller vernede skipsfunn ved gjennomføringen av tiltaket har tiltakshaver stoppe- og meldeplikt. Kulturminneforvaltningen avgjør da om tiltaket kan fortsette og eventuelle vilkår for dette.

Undersøkelsesplikten oppfylles fra tiltakshavers side ved at melding om tiltaket sendes kulturminneforvaltningen. Kulturminneforvaltningen kan stille krav om feltundersøkelser om det anses nødvendig for å opplyse en eventuell konflikt mellom tiltaket og kulturminner.

#### Petroleumsloven

Det sektorovergrepene ansvaret for miljøvern er uttrykt i Lov av 29. november 1996 om

petroleumsvirksomhet – Petroleumsloven - § 10-1 annet ledd siste punktum: *Alle rimelige foranstaltninger skal tas for å unngå skade på dyre- og plantelivet i havet, kulturminner på havbunnen, og forurensning og forsøpling av havbunnen, dens undergrunn, havet, luften eller på land.*

Kulturminner på havbunnen i petroleumsloven vurderes som lovbeskyttede kulturminner etter kulturminneloven, i denne sammenheng skipsfunn etter § 14, automatisk fredete kulturminner etter § 4 og, eventuelt, kulturminner fredet ved vedtak etter kulturminneloven.

Tiltakshaver er også pålagt å ta kulturminnehensyn i forskriften til petroleumsloven § 22a om konsekvensutredning i plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst:

*En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak. Konsekvensutredningen skal blant annet: b) beskrive det miljø som i vesentlig grad kan bli berørt, og vurdere og avveie miljøkonsekvenser av utbyggingen, herunder: beskrive eventuelle materielle verdier og kulturminner som kan bli berørt som følge av utbyggingen.*

Olje og Energidepartementets utlysning av *utvinningstillatelse for petroleum i forhåndsdefinerte områder* har fra 2005 hatt vilkår om kulturminnevern i standardvilkårene om miljø og fiskeri: *Rettighetshaverne pålegges å kartlegge og rapportere funn av skipsvrak og andre kulturminner som kan bli berørt ved aktivitet i de aktuelle blokkene og, i samarbeid med kulturminneforvaltningen, sikre at eventuelle kulturminner ikke skades av petroleumaktiviteten.* Vilkåret inntreder først når rettighetshaver begynner å planlegge sine undersøkelser i henhold til tillatelsene. Det er derfor ikke noen erfaring fra kartlegging eller operative rutiner i henhold til dette vilkåret.

#### Internasjonale avtaler

Internasjonale avtaler hvor Norge gis et folkerettslig grunnlag for forvaltning av

kulturminner på kontinentalsokkelen inkluderer Havrettstraktaten, Valletta konvensjonen og UNESCOs konvensjon om beskyttelse av den undersjøiske kulturarv. Disse er nærmere omtalt i underlagsrapporten, men kort referert under:

Havrettstraktaten har to artikler, 149 og 303, som direkte omtaler kulturminner under vann, hvorav kun artikkel 303 er relevant til RKU Nordsjøen. Denne slår fast at: *states have the duty to protect objects of an archaeological and historical nature found at sea and shall co-operate for this purpose*. Denne artikkelen er helt åpen, uten noen geografiske avgrensninger eller skille mellom ulike økonomiske eller juridiske soner. Gjennom å ratifisere havrettstraktaten er Norge bundet til å følge opp artikkel 303 i Nordsjøen.

Valletta konvensjonen ble ratifisert av Norge i 1995. Konvensjonen pålegger partene å verne den arkeologiske kulturarven innenfor *any area within the jurisdiction of the Parties*, jf. Art. 1(2)(iii). Etersom Norge har jurisdiksjon over kontinentalsokkelen er det rimelig å forutsette at Valletta-konvensjonen også er gyldig der.

UNESCOs konvensjon om beskyttelse av den undersjøiske kulturarv ble vedtatt i 2001. Den er et omfattende forsøk på å lage en folkerettslig avtale om å ivareta kulturminner under vann. Norge var blant de fem land som stemte mot. Det var primært begrunnet ut fra konvensjonens enkelte uklare grenser mot Havrettstraktatens bestemmelser. Flere andre viktige sjøfartsland har heller ikke vedtatt konvensjonen, ei heller store deler av EU. Konvensjonen er vedtatt formelt riktig etter UNESCOs regler, med det er et åpent spørsmål om et tilstrekkelig antall stater ratifiserer den til at den blir satt i effekt. De fleste land, inkludert Norge, har imidlertid sagt at de vil følge prinsippene for behandlingen av kulturminner under vann som er nedfelt i konvensjonens annekse. Norge utalte i det avsluttende plenumsrådet at vi vil følge annekset unilateralt (se underlagsrapporten for full tekst).

## 14.2 Oversikt over kulturminner i området

Kulturminner innen utredningsområdet er todelt; funn fra steinalderen og funn av skipsvrak.

Det er ingen kjente funn av menneskeskapt materiale fra steinalderen på norsk sokkel innen utredningsområdet. Funn gjort ellers i Nordsjøen, samt kunnskap om tidligere havnivå/kystgrenser, tilsier imidlertid et potensial for nye funn.

Det er gjort et begrenset antall funn av skipsvrak (jfr. Kulturminnelovens §14) på sokkelen utenfor grunnlinjen i området. Det er imidlertid omtalt et betydelig antall forlis i området, men posisjoner på havbunnen er ofte ikke registrert eller verifisert.

Dette gir imidlertid et potensial for funn av kulturminner både fra steinalder og av skipsvrak. Dette er nærmere omhandlet nedenfor.

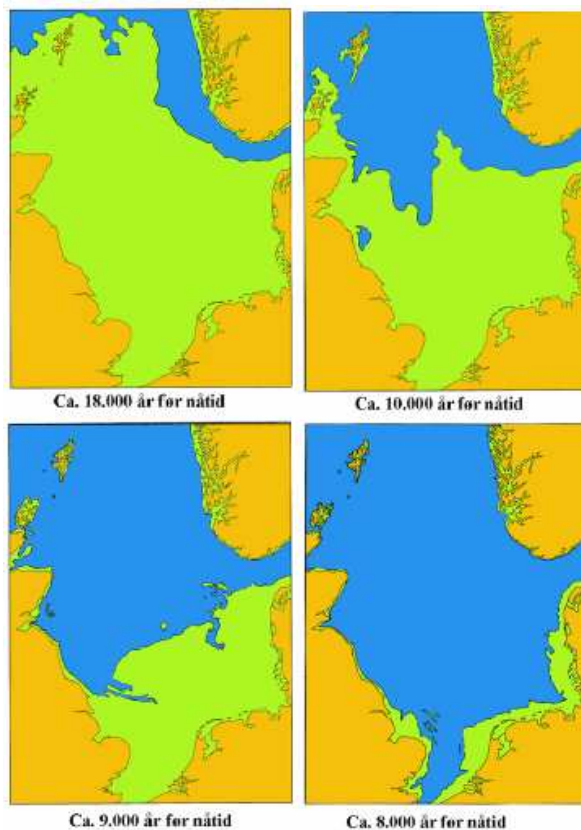
## 14.3 Potensial for nye funn

### 14.3.1 Funn fra steinalder

Det er gjort et funn av flintredskap på Vikingbanken på britisk sektor, ikke langt fra sektorgrensa mot Norge. Dette viser at det har vært menneskelig aktivitet i dette området. Kunnskap om hvordan kystgrenser har endret seg, land er hevet/senket, gir videre en viss pekepinn på hvor en kan forvente å gjøre funn. Figur 14-2 angir Nordsjøkontinentets utbredelse i perioden 18.000 – 8.000 år før nåtid.

Fra Danmark er det kjent flere tusen steinalderboplasser under vann. Funnene er gjort på grunt vann, men de viser at til tross for erosjon fra bølger og strøm, kan bevaringsforholdene være svært gode. Bevaringsforholdene for oversvømt arkeologisk materiale fra steinalder er imidlertid et komplekst tema. I utgangspunktet vil alle spor etter mennesker som ligger åpent i dagen være svært utsatt for erosjon fra sjøen når denne oversvømmer lokaliteten. Dette vil fortsette inntil lokaliteten ligger så dypt at den ikke påvirkes av bølger og stormer. Imidlertid viser blant annet alle funnene fra Danmark at

man i enkelte situasjoner godt kan ha en lokal overdekning og dermed beskyttelse av arkeologisk materiale som følge av oversvømming. Lokaltopografien på den enkelte lokalitet vil avgjøre dette.

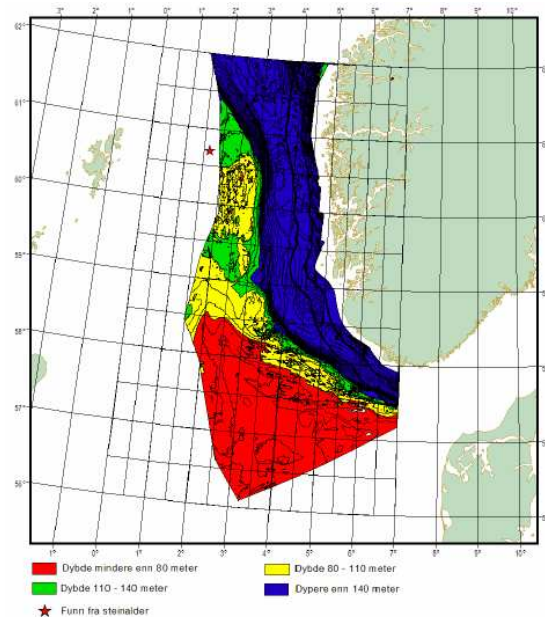


**Figur 14-2.** Nordsjøkontinentets utbredelse i perioden 18.000 – 8.000 år før nåtid.

Dagens sjøbunnstopografi er i utgangspunktet svært annerledes enn fortidens tørre landskap. Det komplekse samspillet mellom isens vekt i noen områder og oppskyving i andre, isavsmeltingen lokalt og globalt, havets påvirkning og kontinentalplatenes vippeeffekt, er blant de mange faktorer som alle påvirker dagens havnivå. Det er også klart at tykke sedimenter avsatt ved nedsmeltingen av innlandsisen nå dekker store deler av sjøbunnen. Samtidig har bølge- og strømerosjon visket ut topografiske formasjoner, særlig ved grunt vann. Alt i alt fremstår sjøbunnen i dag som langt flatere og jevnere enn det opprinnelige landskapet var den gang det var tørt land. I dag er store deler av det nordlige nordsjøplatået dekket av mindre en 1 meter løsmasser over "opprinnelig" land/ sjøbunn, mens det i utkanten av platået lenger sør er dokumentert

opp til 40 meter av samme. Den bearbejdede flinten fra britisk sektor er funnet 28 cm nede i sjøbunnen (se figur 14-3).

Det er antatt en maksimal grense for tørt land nord på Vikingbanken ca 180-190m under dagens havnivå. Som indikert i figur 14-2 har havnivået gradvis endret seg over tid. Ved ca 12.000 år før nåtid hadde havet steget til ca 80-100 meter under dagens. Forfatterne av underlagsrapporten mener at en grense skjønsmessig kan trekkes ved omtrent 140 m dybde i dag, for mulig utstrekning av tidligere tørt land hvor mennesker kan ha bosatt seg og etterlatt kulturminner. Potensialet for funn er således til stede sør og vest for Norskerenna (figur 14-3). Det er imidlertid ikke mulig basert på dagens kunnskap å gi en nærmere vurdering av potensial for funn innen enkeltområder i dette området, men det vurderes som sannsynlig å kunne gjøre funn over det meste av sokkelområdet grunnere enn 140m.



**Figur 14-3.** Dagens havdyp i Nordsjøen i forhold til antatt grense for mulige funn på 140m.

### 14.3.2 Funn av skipsvrak

I Nordsjøen er det et potensial for funn av skipsvrak helt tilbake til forhistorisk tid. Det har vært betydelig trafikk både langs kystene, men også over åpent hav, blant annet i vikingtiden (figur 14-4). Stor handelsvirksomhet, fiske og hendelser knyttet



til krig og sjørøveri gjennom middelalderen og frem til slutten av 1800-tallet, gir mulighet for funn av rester av seilførende skip over det meste av Nordsjøen. Når det gjelder seilingsruter i Nordsjøen, og forlisfrekvens, kan det ikke forventes spesielle konsentrasjoner. Det er vesentlig seilskuter fra en meget lang periode det er snakk om, som i storm kan slås langt ut av kurs, og som i tåke og stille er overgitt til strømforholdene.



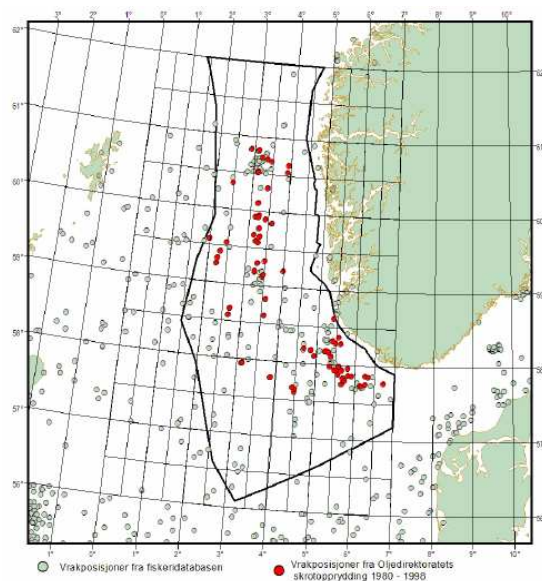
**Figur 14-4.** Kystnære seilingsruter i tidlig vikingtid.

Med dampskipene (fra 1800-tallet) økte skipstrafikken i Nordsjøen betydelig, og trafikken skjer noe mer etter bestemte seilingsruter.

Skipsforlis skjer generelt hyppigere langs kyster enn i åpent farvann, og har også en konsentrasjon langs de store overseilingsrutene på verdenshavene. Faktorer som skaper forlisområder er spesielle forhold som geomorfologi, bølgeklime, is, strøm, tidevann, værtyper, og krigshandlinger. Nordsjøen peker seg generelt ut på grunn av til dels store bølgehøyder, og blant annet tåke. Videre er det her et krigsteater under en rekke konflikter opp gjennom århundrene, med brenning og senking av fartøyer. En del havområder, som Siragrunnen og Lista, peker seg ut som forlisområder, blant annet, på grunn av strømforhold og dybdeforhold.

Det finnes flere kilder for arkivering av informasjon omkring forlis og skipsvrak; herunder blant annet Forlisregisteret ved Norsk Sjøfartsmuseum, Malmsteins seilskipsregister, SFTs vrakregister m.fl. I tillegg finnes en del informasjon om vrak/vrakgods fra Oljedirektoratets opprydding

av havbunnen i Nordsjøen (1980-1998) samt fra Vrak- og hefteregisteret hos Sjøkartverket. Dette materialet er gjennomgått for å prøve å indikere om eventuelle områder skiller seg ut med større potensial for funn av skipsvrak. Mange av hendelsene fra de ulike registrene er imidlertid vanskelige å kartfeste. Oljedirektoratets opprydding dekket ca 15% av norsk del av Nordsjøen, og gir derfor ikke noe fullstendig bilde. Vrakregisteret er i hovedsak knyttet til innrapportering fra fisket, og er således også langt fra komplett. Sistnevnte angir 210 vrakposisjoner innen utredningsområdet (figur 14-5).



**Figur 14-5.** Innmeldte vrakposisjoner i Nordsjøen.

Det sammenstilte materialet indikerer en spesielt stor tetthet av vrak i området fra Lista til Jæren (med en stor andel relatert til de to verdenskrigene), samt på Vikingbanken (som er et meget intensivt fiskeriområde). Det er imidlertid totalt sett vurdert å være et potensial for funn av skipsvrak over det meste av Nordsjøen, og omfanget av vrak vurderes å være høyt. Forfatterne av underlagsrapporten estimerer dette til å utgjøre minimum 10.000 skipsvrak.

#### 14.4 Konsekvenser knyttet til inngrep

Mulige konsekvenser på marine kulturminner under vann er i hovedsak knyttet til eventuelle fysiske inngrep som eksponerer, dekker over eller skader kulturminnet. Dette kan være relevant knyttet til installering av faste

innretninger og havbunnsinnretninger, ved rørlegging (herunder nedgraving og steindumping), samt fra ankere (boring, installering, rørlegging).

Steinalderlokaliteter vil generelt være overdekket av sedimenter. Graden av overdekning vil imidlertid være varierende i Nordsjøen. Steinalderlokaliteter med liten overdekning kan, i tillegg til direkte fysisk påvirkning som nevnt over, også tenkes å bli utsatt for erosjon ved endrete lokale strømforhold, selv om dette ikke er påvist.

Det er ikke registrert noen funn fra steinalderen gjennom den petroleumsvirksomheten som er drevet frem til nå. Petroleumsvirksomhetens direkte fysiske påvirkning av havbunnen og arealbeslag er begrenset i forhold til det totale arealet av Nordsjøen. Historisk kunnskap om Nordsjøkontinentet medfører imidlertid et potensial for konflikt mellom steinalderfunn og petroleumsvirksomhet.

Skipsvrak eller last og utstyr, som er tilstrekkelig gammelt til at vernet etter kulturminneloven inntreffer, vil etter år på havbunnen ha oppnådd en stabil situasjon i det miljøet det er bevart i. Selv små miljøendringer kan da medføre en akselerert nedbrytning. Det vurderes imidlertid som meget sannsynlig at eventuelle skipsvrak som finnes i et område hvor ny aktivitet planlegges, herunder, boring, feltutbygging eller rørlegging, identifiseres allerede i planleggingsfasen (se nedenfor). Dette kan også underbygges ved at flere slike funn er gjort knyttet til petroleumsvirksomhet.

#### **14.5 Kartlegging og avbøtende tiltak**

Kunnskap om lokalområdet samt kartlegging er viktig for å redusere potensialet for skade på marine kulturminner. En prosess mellom kulturminneforvaltningen og tiltakshaver er derfor sentral, i petroleumssammenheng som oftest ivaretatt gjennom konsekvensutredningen eller lisenskrav.

Bevaring *in situ*, det vil si på funnstedet, av kulturminner er et grunnleggende prinsipp for kulturminneforvaltningen.

Kulturminneforvaltningen legger derfor vekt på kartlegging av en eventuell kulturminnebestand så tidlig som mulig i en planprosess, for å unngå konflikt mellom fremtidig petroleumsvirksomhet og skipsfunn på norsk sokkel. For å unngå dobbelt kartlegging har Riksantikvaren fremhevet at det vil være ønskelig at kulturminneforvaltningens metodekrav for feltundersøkelser ivaretas gjennom petroleumsselskapenes utredningsarbeid.

Til kartleggingen er geofysiske metoder, etterfulgt av visuell inspeksjon av objekter, den primære innfallsvinkelen. Gjennom tidligere prosjekter er det erfart at de metodene som benyttes av petroleumindustrien for sin faglige kartlegging, ikke nødvendigvis er dekkende med kulturminneforvaltningens behov. Det vil derfor være naturlig med en tettere dialog mellom kulturminnemyndigheter og petroleumsnæringen for å vurdere om det finnes utstyr og metoder som gir et bedre datagrunnlag for å dekke begge parter sine behov.

Multistråleekkolodd og sidesøkende sonar er vanlige verktøy til ulike kartleggingsoppgaver på sjøbunnen. Med frekvenser på 300 - 600 kHz oppnår man en oppløsning som kan være tilstrekkelig til å avdekke om det finnes skipsvrak på sjøbunnen i de aktuelle områdene. Det er spesielt gunstig om den sidesøkende sonaren er montert på en ROV som beveger seg nær bunnen. Dette gir den beste vinkelen i forhold til objekter som har en lav signatur på bunnen.

Normalt tas det også fysiske prøver fra havbunnen som en del av den geotekniske undersøkelsen forut for blant annet boring, rørlegging og feltutbygging. Det kan være material her som kan være av nytte for å forstå potensialet for steinalderfunn. Det er ikke etablert rutiner for slik undersøkelse, og nødvendigheten av dette bør vurderes fra sak til sak av de rette myndigheter, fortrinnsvis knyttet til høring av forslag til utredningsprogram for utbygging og drift av et felt.

## 15 Samfunnsmessige virkninger

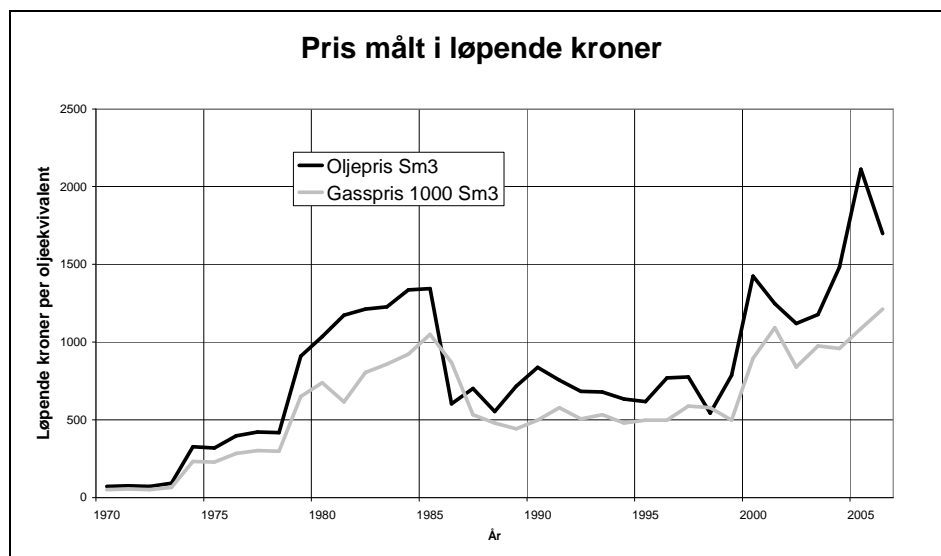
Det er utført to delutredninger som grunnlag for de samfunnsmessige vurderingene i RKU Nordsjøen:

- Samfunnsmessige virkninger. Agenda Utredning og Utvikling AS. Rapport R 5273A. 23. juni 2006.
- Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter. Agenda Utredning og Utvikling AS. Rapport R 5273B. 23. juni 2006.

### 15.1 Forutsetninger lagt til grunn for samfunnsøkonomiske beregninger

Datagrunnlaget og forutsetningene for de samfunnsøkonomiske beregningene i denne regionale konsekvensutredningen baserer seg på flere kilder. De viktigste kildene er:

- 1) Oljedirektoratets database SAMBA som gir historiske produksjons- og kostnadsdata fra 1970 – 2005. Dataene foreligger på feltnivå, og viser for hvert petroleumfelt produksjon av ulike typer petroleum, investeringskostnader og driftskostnader fordelt på år.
- 2) Oljeselskapenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006, (RNB 2006), som gir prognoser for petroleumsvirksomheten framover til 2025.
- 3) Historiske petroleumpriser og prognoser for prisutviklingen framover (figur 15-1).
  - 1971-1975, spotpriser Arab Light
  - 1976-1984, spotpriser Forties
  - 1985-1989, spotpriser Brent Blend
  - 1990-2005, gjennomsnitt normpriser for Statfjord og Gullfaks
  - 2006-2025, prognose på 40 USD pr fat med kurs 6,75 i forhold til NOK
  - For gass er det lagt til grunn 71% av oljeprisen for perioden <1981 og 2006-2025, og gjennomsnittlige priser for eksport av naturgass fra SSB for perioden 1981 til 2005
- 4) Norske leveranseandeler til ulike typer petroleumprosjekter, hentet fra etterprøvningsprosjekter og tidligere konsekvensutredninger



Figur 15-1 Prisforutsetninger for olje (som også brukes for NGL og kondensat) og gass målt i løpende norske kroner per oljeekvivalent. 1970 – 2006.

### 15.1.1 Norsk andel av verdiskapningen

Norsk verdiskapning i investerings- og driftsleveransene er vurdert, siden det er verdiskapningen som gir grunnlag for samfunnsmessige virkninger i Norge. Verdiskapningen beregnes ved at man med utgangspunkt i kontraktsverdiene i oppdrag utført av norskregistrerte bedrifter, trekker fra verdien av direkte import av varer og tjenester fra utlandet. I tillegg kommer eksport av norske varer og tjenester til kontrakter utført av utenlandsregistrerte bedrifter. Dette er gjort basert på etterprøvningsstudier (Kap 15-6) samt gjennomgang av ca. 50 feltspesifikke konsekvensutredninger. I presentasjonen av resultatene er det skilt mellom investeringsfase (utbygging) og driftsfase. Resultatene er vist i figur 15-2.

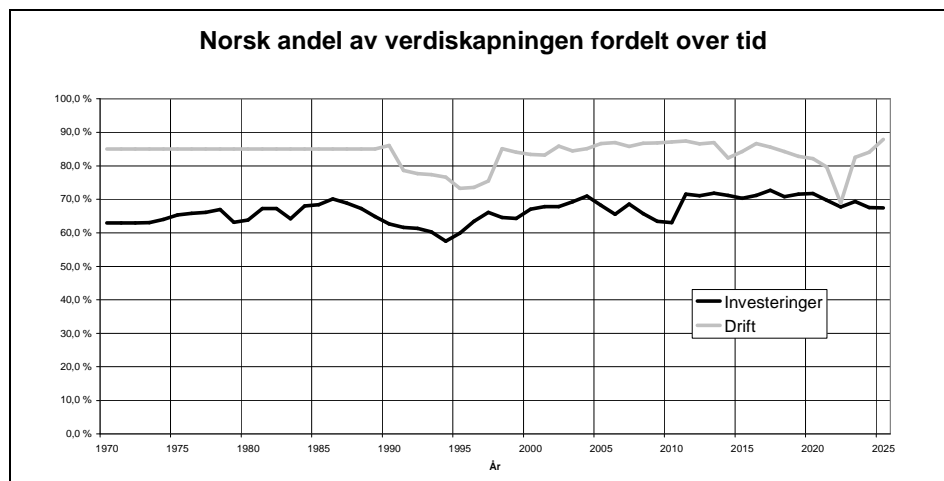
Beregnet norsk andel for ulike typer investeringsleveranser (anlegg) er angitt i tabell 15-1, mens tabell 15-2 angir norske andeler knyttet til ulike driftsrelaterte leveranser.

**Tabell 15-1.** Beregnede norske andeler av verdiskapningen i ulike typer investeringsleveranser

Investeringsleveranser	Norsk andel (%)
Undervannsanlegg	50
Lastesystem / Selvstendig lager	50
Flyttbare innretninger	60
Bunnfaste innretninger	65
Modifikasjoner	85
Nye utvinningsprøner	70
Rørledninger	25
Landanlegg	50
Annet	65

**Tabell 15-2.** Beregnede norske andeler av verdiskapningen i ulike typer driftsleveranser

Driftsleveranser	Norsk andel (%)
Driftsforberedelser	90
Ordinære driftskostnader	90
Årsspesifikke driftskostnader	70
Nedstengningskostnader	30
Annet	85



**Figur 15-2.** Norsk andel av verdiskapningen i investering og drift 1970 – 2025

## 15.2 Nordsjøens andel av norsk petroleumsvirksomhet

### 15.2.1 Nordsjøens andel av investeringene på norsk kontinentalsokkel

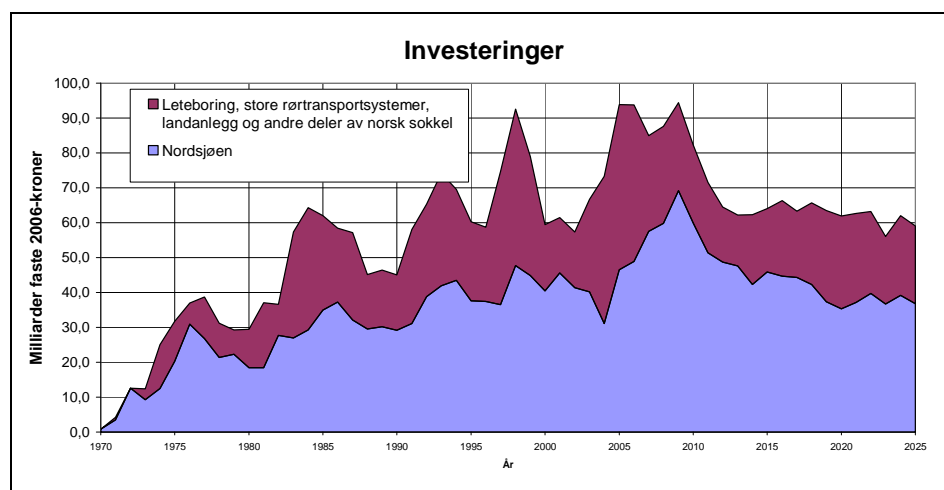
Nordsjøen var den første petroleumsprovinsen som ble utviklet på norsk kontinentalsokkel, og investeringene har vært og er betydelige. Figur 15-3 viser Nordsjøens andel av de totale feltspesifikke investeringene på norsk kontinentalsokkel, fordelt over tid og med prognoser for årene fram til 2025.

Leteboring og rørledninger tilknyttet virksomheten i Nordsjøen er ikke skilt ut og tatt med i Nordsjøens investeringer, men

inngår i restgruppen i figuren. Likevel ser en at de feltspesifikke investeringene i Nordsjøen gjennomgående utgjør rundt to tredjedeler av totalinvesteringene på norsk kontinentalsokkel. Hadde en i tillegg inkludert Nordsjøens andel av tilknyttet letevirksomhet og rørledninger, hadde Nordsjøens samlede andel trolig kommet opp i over 80 %.

### 15.2.2 Nordsjøens andel av norsk petroleumproduksjon

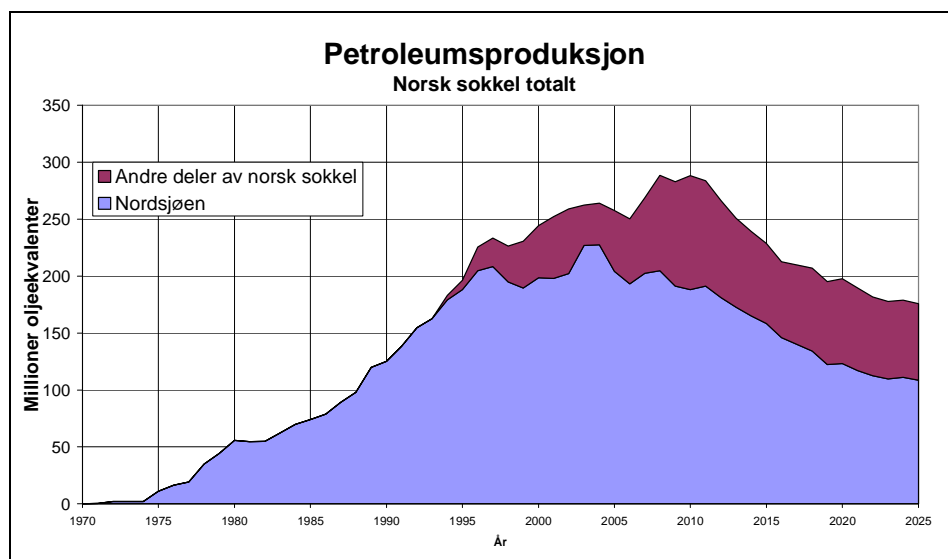
For produksjon av petroleum har en fullstendige tall både for produksjonen i Nordsjøen, og for produksjonen på andre deler av norsk kontinentalsokkel, fram til nå bare i Norskehavet. Et bilde av dette framgår i figur 15-4 og tabell 15-3.



**Figur 15-3.** Nordsjøens andel av feltspesifikke investeringer på norsk kontinentalsokkel over tid. (Mrd 2006-kr)

**Tabell 15-3:** Nordsjøens andel av norsk petroleumproduksjon fram til i dag og videre framover. (Mill Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter.)

Produksjon i mill Sm <sup>3</sup> o.e	1971-2005	2006-2025	Totalt
Nordsjøen	3892	3073	6965
Andre deler av norsk sokkel	359	1554	1913
Totalt	4047	4831	8878



Figur 15-4: Nordsjøens andel av norsk petroleumsproduksjon over tid. (Mill Sm<sup>3</sup> oljeekvivalenter)

En ser av figur 15-4 at helt fram til 1993 var Nordsjøen enerådende som petroleumsprodusent på norsk kontinentalsokkel. Deretter kom også Norskehavet til, og fra 2007 kommer også Barentshavet. Pr. 2006 dominerer Nordsjøen fortsatt bildet, med over 80 % av den årlige produksjonen av petroleum på norsk kontinentalsokkel. I tiden framover ventes denne andelen å gå noe ned.

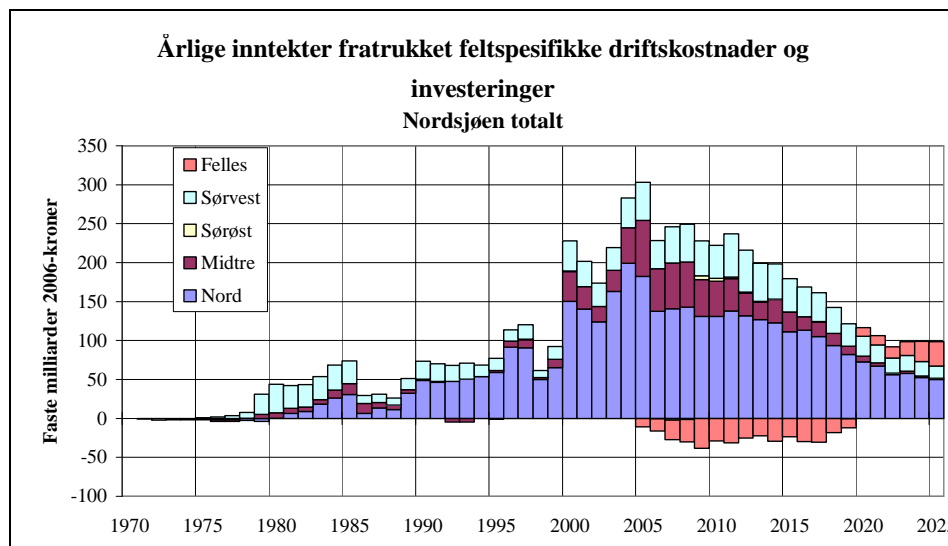
Tabell 15-3 viser at i perioden fram til i dag, har Nordsjøen stått for vel 90 % av totalproduksjonen på norsk kontinentalsokkel, mens Nordsjøen videre fram til 2025 bare ventes å stå for 64 % av produksjonen. I denne perioden vil produksjonen i Norskehavet og senere Barentshavet komme inn for fullt. Fortsatt vil imidlertid Nordsjøen være Norges største petroleumsprovins.

### 15.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

For enkelprosjekter i Nordsjøen gjøres beregninger av samfunnsmessig lønnsomhet ved at man år for år beregner inntektsstrømmen fra prosjektet, og trekker fra de samlede kostnadene til investering og drift, herunder også feltets andel av oljeselskapenes overheadkostnader. I figur 15-5 er vist resultatene av en slik beregning av årlig kontantstrøm fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen samlet og per region, fratrukket feltspesifikke investerings- og driftskostnader.

En ser av figur 15-5 at den årlige kontantstrømmen fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen var svært lav de første årene, mens tunge investeringer i Ekofisk-området pågikk. Først rundt 1980 begynte netto kontantstrøm å øke til en foreløpig topp på rundt 70 milliarder 2006-kr i 1985. Etter noen år med lave petroleumspriser og høye feltspesifikke investeringskostnader, økte igjen netto kontantstrøm til en ny topp i overkant av 110 milliarder 2006-kr i 1996 og 1997. I år 2000 passerte man for første gang en årlig netto kontantstrøm på 200 milliarder 2006-kr, og i 2005 fikk man på grunn av svært høye petroleumspriser, en historisk høy netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, med over 300 milliarder 2006-kr. Samlet har netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen i perioden 1970 – 2005 vært på nær 3.500 milliarder 2006-kr.

I 2006 og de nærmeste årene framover, ventes netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen å ligge på et nivå rundt 250 milliarder 2006-kr pr år, før den rundt 2010 begynner å falle med fallende produksjon av petroleum. Til sammen ventes netto kontantstrøm fram til 2025 å bli på vel 3.090 milliarder 2006-kr, slik at samlet netto kontantstrøm fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen i hele perioden



**Figur 15-5.** Samlede inntekter fratrukket feltspesifikke kostnader i perioden 1970 – 2025. Mrd 2006-kr

1970 – 2025 blir på nær 6.600 milliarder 2006-kr. (Merk imidlertid at disse tallene i virkeligheten er noe for høye, fordi ikke alle kostnadene ved petroleumsproduksjonen er trukket fra.)

Region nord, med de store feltene Statfjord, Troll, Oseberg og Gullfaks, gir alene en netto kontantstrøm på vel 4.100 milliarder 2006-kr eller over 60 % av totalen. Område sørvest gir ifølge beregningene en netto kontantstrøm på rundt 1.790 milliarder kr, det midtre området gir 930 milliarder kr, mens område sørøst gir beskjedne 10 milliarder 2006-kr i netto kontantstrøm. Framtidige ressurser som ikke er områdefordelt i hht innrapporterte prognoser til RNB 2006, ventes å gi en negativ netto kontantstrøm i perioden på rundt 250 milliarder 2006-kr, på grunn av store investeringer før produksjonen kan komme i gang. Disse ressursene er i figur 15-5 betegnet ”Felles”.

To forhold vil være avgjørende for størrelsen på netto kontantstrøm fra feltene i Nordsjøen i tiden framover. For det første forutsetter oljeselskapene i sin RNB-rapportering for 2006 at petroleumsproduksjonen i Nordsjøen vil begynne å gå ned noen år fram i tid. Produksjonen fra eksisterende felt vil temmelig sikkert gå ned, men nye felt vil sannsynligvis modnes for utbygging og komme til med tiden, og ny produksjonsteknologi øker utnyttelsesgraden for alle felt i produksjon. Videre skaper høye oljepriser lønnsomhet i

utnyttelse av små reserver som tidligere ble ansett som ulønnsomme å utnytte. Til sammen medfører dette at petroleumsproduksjonen i Nordsjøen i tiden framover trolig blir noe høyere enn det som oljeselskapene forventer i RNB-2006, og som ligger til grunn for foreliggende beregninger.

For det andre har en i beregningen lagt inn en petroleumspris framover på 40 dollar pr fat olje, og tilsvarende for gass. Særlig i 2006 er dette trolig alt for lavt. Med dagens oljepris på ca 70 dollar pr fat olje, går en trolig i år mot en ny historisk topp i netto kontantstrøm fra virksomheten i Nordsjøen. Ved å legge til grunn en framtidig petroleumspris på 60 dollar pr fat olje øker den framtidige netto kontantstrømmen fra 3.090 milliarder 2006-kr til vel 5.330 milliarder 2006-kr. Siden produksjonen og dermed også kostnadene påvirkes lite av petroleumsprisene, er denne økte kontantstrømmen i stor grad en ren nettogevinst for det norske samfunn. Blir oljeprisen opp mot 60 dollar pr fat i gjennomsnitt fram til 2025, kan det norske samfunn faktisk få en tilleggsgevinst fra petroleumsproduksjonen i Nordsjøen på mer enn 2.200 milliarder kroner. Det tilsvarer omtrent folketrygdens samlede pensjonsforpliktelser framover.

## 15.4 Nasjonale vare- og tjenesteleveranser

Beregningene i delutredningene gir en samlet norsk verdiskapning i investerings- og driftsleveranser på 2.210 milliarder 2006-kr fordelt på 56 år i perioden 1970 – 2025. Dette er en verdiskapning som over tid har bygget opp norsk petroleumstrettet næringsliv til en av de største vekstnæringene i landet. Samtidig har denne oppbyggingen av norsk petroleumstrettet næringsliv skjedd i hard internasjonal konkurranse. Resultatet er at dette næringslivet teknologisk og driftsmessig på mange områder ligger helt blant de fremste i verden, og følger nå oljeselskapene som deltar på norsk kontinentalsokkel ut i verden, til nye oppdrag på andre lands kontinentalsokkel. Petroleumsvirksomheten i Nordsjøen har dermed bidratt vesentlig til å skape en ny og framtidsrettet eksportnæring for Norge.

Nedenfor er det gitt en nærmere presentasjon av verdiskapningen fordelt på tid og kilde.

Den totale norske verdiskapningen er beregnet på grunnlag av summen av kostnader (investeringer og driftskostnader) og fordelingen av norske andeler for de ulike delkostnader (se forutsetninger i kapittel 15-1).

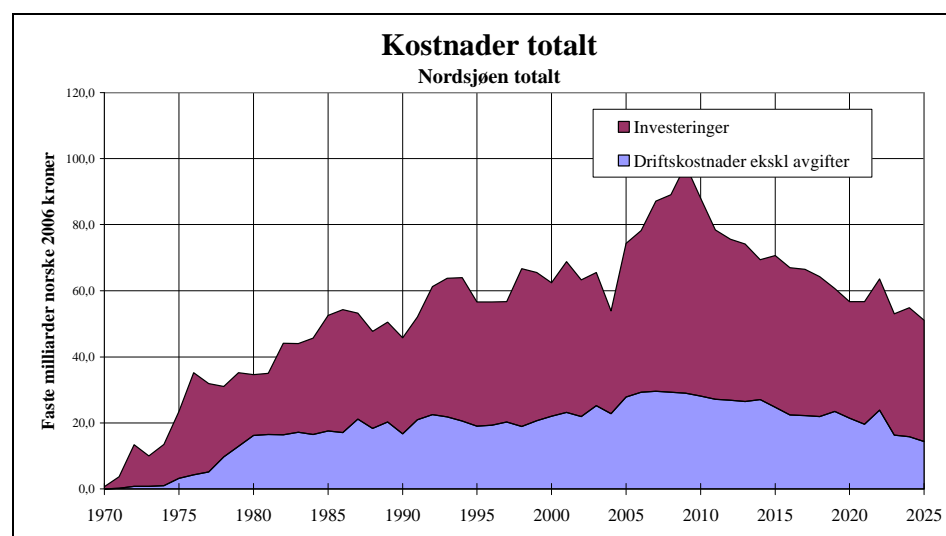
En ser at investeringskostnadene i Nordsjøen både for de aller fleste enkeltår, og for hele perioden samlet, er klart større enn

driftskostnadene (figur 15-6). Samlet vil det i perioden 1970 – 2025 bli investert 2002 milliarder 2006-kr i installasjoner, mens driftskostnadene for de samme anleggene summerer seg opp til 1017 milliarder 2006-kr. De totale kostnader ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, slik de her framkommer, blir dermed rundt 3.020 milliarder 2006-kr, fordelt på 56 år i perioden 1970 – 2025.

De kostnader som framgår av det benyttede datagrunnlaget utgjør imidlertid ikke hele kostnadsbildet ved petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. På investeringsiden inngår som tidligere nevnt ikke samlerørledninger for gass til land i Norge og terminalanlegg på land. Dessuten er letekostnadene i Nordsjøen holdt utenfor. På driftssiden inngår ikke drift av samlerørledninger for gass til land, og drift av landterminalanlegg.

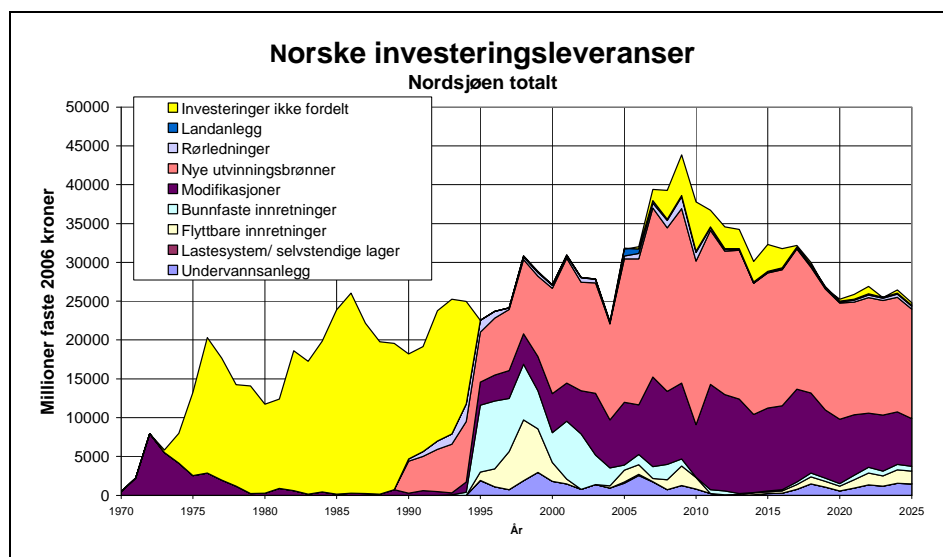
### 15.4.1 Verdiskapning fra investeringer

Ved å multiplisere investeringene med leveranseandelene (se kapittel 15-1), framkommer beregnet verdiskapning i norske vare- og tjenesteleveranser. Samlet summeres den beregnede verdiskapningen i de norske investeringsleveransene til 1.340 milliarder 2006-kr i hele perioden på 56 år fra 1970 – 2025. Vel halvparten av disse beregnede vare- og tjenesteleveransene, med en verdi på 704 milliarder 2006-kr, er gjennomført fram til i dag.



Figur 15-6. Samlede kostnader ved petroleumproduksjonen i Nordsjøen fordelt over tid. (Mrd 2006-kr)





**Figur 15-7.** Beregnet verdiskapning i investeringsleveranser fra norsk næringsliv fordelt på type anlegg og tid. Mrd 2006-kr.

Figur 15-7 angir beregnet verdiskapning i investeringsleveransene fordelt på type petroleumsanlegg. En ser her at vare- og tjenesteleveranser til nye utvinningsbrønner og til modifikasjoner, er klart størst blant de fordelte investeringsleveransene i hele perioden, med leveranser for henholdsvis 510 og 279 milliarder 2006-kr. Særlig tydelig er dette bildet i årene framover, hvor disse to typer petroleumsinvesteringer til sammen utgjør 90 % av de fordelte leveransene og dominerer totalt. Riktignok ventes det norske leveranser til undervannsanlegg, flyttbare og bunnfaste innretninger og rørledninger også i tiden framover, men disse blir trolig små i forhold til brønnleveranser og modifikasjonsoppdrag.

Blant regionene er det Region nord som dominerer med samlede leveranser til en verdi av 524 milliarder 2006-kr. Dette er mer enn det dobbelte av de beregnede vare- og tjenesteleveransene til anlegg i område sørvest, og en enda større andel i forhold til leveransene til de andre aktivitetsområdene.

#### 15.4.2 Driftsrelatert verdiskapning

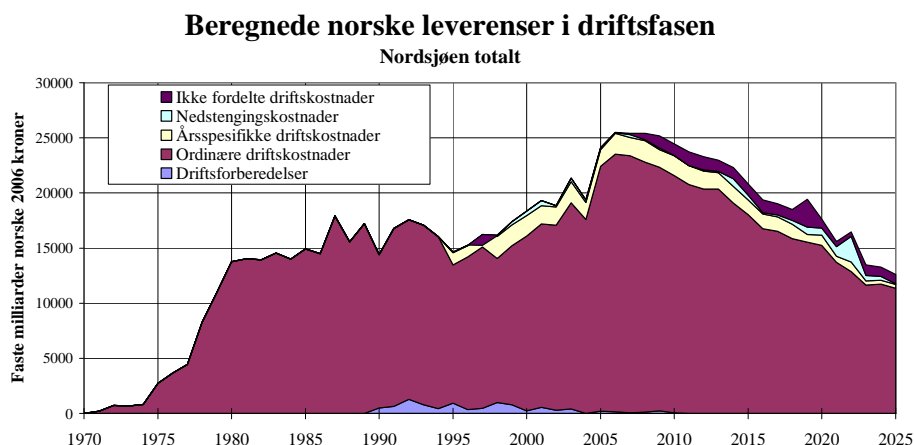
Figur 15-8 angir beregnede norske leveranser i driftsfasen fordelt på type driftskostnad. Størsteparten av driftskostnadene har en norsk andel av verdiskapningen på rundt 90 %. Samlet er norsk andel av verdiskapningen i driftsleveransene beregnet til 869 milliarder 2006-kr eller 85 % av de totale

driftskostnadene. Dette sier mye om norsk næringslivs posisjon i driftsmarkedet i Nordsjøen, selv om noe av årsaken til de høye norske driftsleveranseandelene også skyldes myndighetskrav.

De norske driftsleveransene for perioden 1970 – 2025 fordeler seg med 790 milliarder 2006-kr eller over 90 % på ordinære driftsleveranser. Årsspesifikke driftsleveranser, vanligvis periodisk vedlikehold, gir norske leveranser for rundt 42 milliarder 2006-kr, mens resten fordeler seg på driftsforberedelser og nedstengningskostnader. I tillegg kommer noen driftsleveranser som ikke er fordelt på type.

Fordelt over tid er vel halvparten av den samlede norske verdiskapning i driftsleveransene, 465 milliarder 2006-kr, påløpt i perioden 1971 – 2005, mens forventet norsk andel av verdiskapningen i feltspesifikke driftsleveranser framover til 2025 er beregnet til 404 milliarder 2006-kr.

Også når det gjelder norske driftsleveranser dominerer Region nord med 376 milliarder 2006-kr eller vel 40 % av totalen. Igjen bidrar område sørvest nest mest med beregnede norske driftsleveranser for nær 300 milliarder 2006-kr. Resten fordeler seg på det midtre og sørøstre området, og på en del driftsleveranser som ikke er områdefordelt.



**Figur 15-8.** Beregnet norsk verdiskapning i driftsleveranser fordelt på type driftskostnad og år. (Mrd 2006-kr.)

### 15.5 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Ved modellering av sysselsettingseffekter er det tatt utgangspunkt i beregnet norsk verdiskapning i vare- og tjenesteleveransene til virksomheten i Nordsjøen, fordelt på hovednæring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede *produksjonsverdi* som skapes som følge av disse leveransene, både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir så regnet om til *sysselsetting målt i årsverk*, ved hjelp av statistikk for produksjon pr årsverk i ulike næringer.

Som resultat av modellberegningene får en ut både *direkte sysselsettingsvirkninger* hos leverandørbedriftene og *indirekte sysselsettingsvirkninger* hos bedriftenes underleverandører. Til sammen gir dette prosjektets *produksjonsvirkninger*.

I tillegg til produksjonsvirkningene beregner også modellen *konsumvirkninger*. Konsumvirkningene oppstår ved at de sysselsatte i leverandør- og underleverandørbedrifter betaler skatt, og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyeligheter hentet fra planleggingsmodeller på nasjonalt nivå.

Legger en sammen beregnede produksjonsvirkninger og konsumvirkninger,

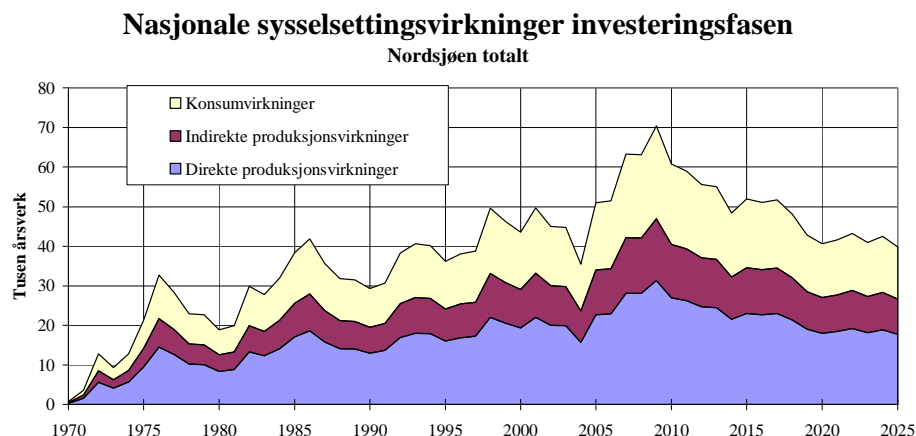
framkommer tilslutt *totale sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen*. Det understrekes at dette er beregnede tall, og de inneholder betydelig usikkerhet. En usikkerhet på +/- 20 % bør en i alle fall regne med.

#### 15.5.1 Sysselsettingsvirkninger av utbygging

Basert på tilnæringsmetoden som beskrevet over er det beregnet aggregerte sysselsettingsvirkninger over tid basert på investeringer i Nordsjøen (figur 15-9).

De beregnede sysselsettingsvirkningene er fordelt på direkte sysselsettingsvirkninger i leverandørbedrifter til utbyggingsprosjektene, indirekte sysselsettingsvirkninger i deres underleverandørbedrifter, og konsumvirkninger som følge av forbruket og skattebetalingene til de ansatte i disse bedriftene. En ser at de direkte sysselsettingsvirkningene i leverandørbedriftene utgjør hovedtyngden av virkningene med rundt 43 % av totalen. Indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter utgjør rundt 25 % i tillegg, mens resten er beregnede konsumvirkninger rundt om i det norske samfunn.

De totale sysselsettingsvirkningene knyttet til investeringsaktivitetene i Nordsjøen i perioden 1970 – 2005 er beregnet til vel 1,1 millioner årsverk, fordelt over 26 år.



**Figur 15-9.** Nasjonale sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen fordelt på type virkning og tid. (Tusen årsverk.)

Beregnete sysselsettingsvirkninger knyttet til planlagte investeringer framover til 2025, slik disse framkommer i oljeselskapenes RNB-rapportering for 2006, gir ytterligere vel 1 million årsverk de neste 20 årene. Dersom disse prognosene slår til, er virkningene for norsk næringsliv av investeringene i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er dermed på ingen måte på vei ned, og ytterligere investeringsprosjekter som gir sysselsettingsvirkninger vil trolig komme til etter hvert.

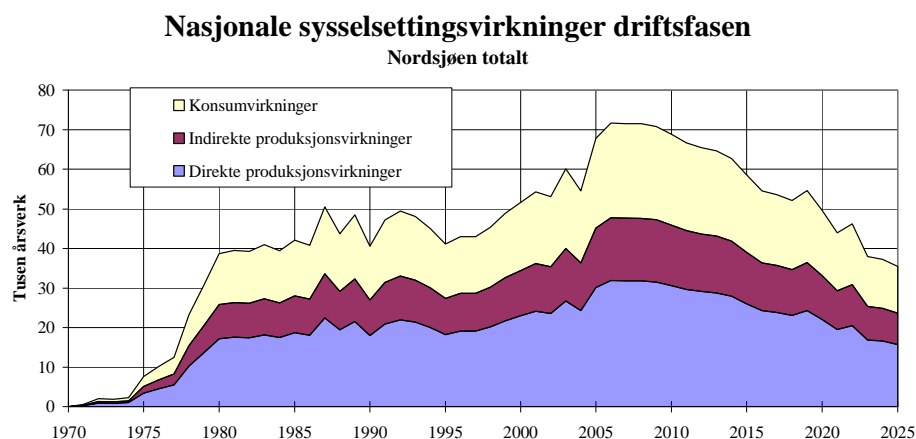
Samlet gir dette en beregnet sysselsettings-effekt fra investeringsaktivitetene i Nordsjøen på vel 2,150 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Til sammenlikning ble det i 2004 utført litt i underkant av 2 millioner årsverk i Norge. Det er dermed ingen tvil om at investeringsaktivitetene i Nordsjøen

har stor betydning for norsk næringsliv og sysselsetting.

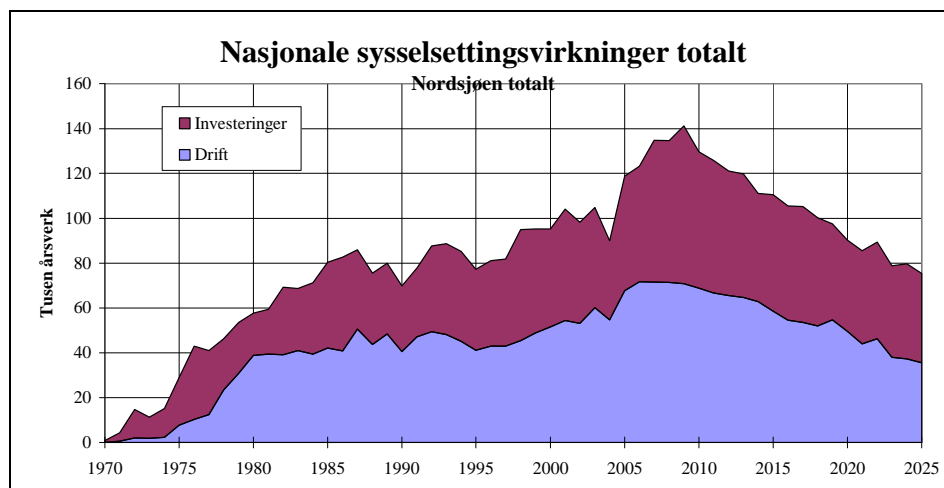
### 15.5.2 Sysselsettingsvirkninger av drift

På samme måte som for investeringsleveransene er de totale sysselsettingsvirkningene av driftsaktivitetene i Nordsjøen beregnet (figur 15-10).

De direkte sysselsettningseffektene i oljeselskapene selv og i deres leverandørbedrifter utgjør 40 – 45 % av totalsysselsettingen, mens indirekte sysselsettingsvirkninger i underleverandørbedrifter utgjør rundt en fjerdedel av totalen, og konsumvirkningene resten.



**Figur 15-10.** Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning og tid. Tusen årsverk.



**Figur 15-11.** Samlede sysselsettingsvirkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen over tid. Tusen årsverk.

Samlet sysselsettingseffekt av driftsaktivitetene i Nordsjøen fram til i dag er beregnet til vel 1,3 millioner årsverk, fordelt over 25 år i perioden 1971 – 2005. Videre framover til 2025 ventes det en ytterligere sysselsettingseffekt fra driftsaktiviteten i Nordsjøen på vel 1,1 millioner årsverk. Den samlede sysselsettingseffekten fra driftsaktivitetene i Nordsjøen i hele perioden 1971 – 2025, er dermed beregnet til vel 2,45 millioner årsverk, fordelt over 55 år. Driftsaktiviteten i Nordsjøen spiller dermed også en stor rolle for norsk næringsliv og sysselsetting, faktisk enda større enn investeringsaktivitetene.

### 15.5.3 Totale sysselsettingsvirkninger

Legger en sammen de beregnede sysselsettingsvirkningene i investeringsfasen og driftsfasen, får en et bilde av de totale sysselsettingsvirkningene av petroleumsvirksomheten i Norge, Figur 15-11.

En ser at de beregnede sysselsettingsvirkningene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen har økt over tid, og i dag utgjør rundt 130.000 årsverk pr år. I forhold til den totale sysselsetting i Norge på litt under 2 millioner årsverk, utgjør virksomheten i Nordsjøen alene nesten 7 %. I tiden fram til 2009 ventes sysselsettingseffekten fortsatt å øke litt, før den begynner å avta igjen med fallende produksjon.

De samlede sysselsettingseffektene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er beregnet til nær 4,60 millioner årsverk, fordelt over 56 år i perioden 1970 – 2025. Virksomheten fram til i dag har bidratt med vel 2,44 millioner årsverk, mens virksomheten videre framover til 2025, ventes å bidra med en ytterligere sysselsettingseffekt på vel 2,16 millioner årsverk.

Av de totale beregnede sysselsettingsvirkningene på vel 4,6 millioner årsverk, er 2,15 millioner årsverk eller 47 %, knyttet til investeringsaktivitetene, mens vel 2,45 millioner årsverk eller 53 %, er knyttet til drift.

Det understrekes at dette er beregnede tall som inneholder betydelig usikkerhet. Like fullt er det klart at petroleumsvirksomheten i Nordsjøen gir en formidabel sysselsettingseffekt i det norske samfunn. 4,60 millioner årsverk, riktignok fordelt over 56 år, tilsvarer alene den samlede sysselsetting i Norge i nesten 2,5 år. I tillegg kommer virkningene av inntektene av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, som en her ikke har grunnlag for å beregne.

### 15.6 Resultater fra etterprøvningsstudier

Som en del av feltspesifikke konsekvensutredninger analyseres tiltakets virkninger på samfunnet i form av verdiskaping gjennom leveranser av varer og tjenester, og sysselsettingseffekter. Kun i et fåtall prosjekter

har det vært utført analyser i ettertid, som belyser hva verdiskapningen faktisk ble. For å få et bedre erfaringsgrunnlag for fremtidige konsekvensutredninger, er det derfor som en del av RKU Nordsjøen gjennomført noen slike etterprøvningsstudier. Resultatene er presentert i delutredningen "Etterprøving av fire utbyggingsprosjekter" (Agenda 2006-b).

For å få en bredest mulige dekning ble det valgt å inkludere ulike typer av utbyggingsløsninger, samt å se på prosjekter ledet av ulike operatørselskaper. Følgende prosjekter ble studert:

- Statoil Kvitebjørn, en separat feltutbygging med bunnfast feltinstallasjon med prosessanlegg, boligkvarter og boremodul
- Hydro Oseberg Vestflanken, en typisk satellittutbygging som benytter infrastrukturen på Osebergfeltet
- ConocoPhillips Ekofisk 2/4 M, en ny prosess- og brønnhodeplattform som skal effektivisere oljeproduksjonen på Ekofiskfeltet.
- Statoil Sygna, en typisk satellittutbygging tilknyttet Statfjord C

Totalt sett ble norsk verdiskaping for prosjektene funnet å være i området 62 – 66%. For de prosjekter som hadde gjort tilsvarende vurderinger i konsekvensutredningen, ble det funnet godt samsvar med resultatene. Dette er kort redegjort for under.

Feltinstallasjonen på Kvitebjørn består av et stort plattformdekk med bunnfast stålunderstell og utstyr for boring og prosessering av gass og olje. Samlet utbyggingskostnad var rundt 10,2 milliarder kr. Norsk næringsliv deltok aktivt i utbyggingen av plattformdekket med en beregnet norsk andel av verdiskapningen på 63 %. Hovedleverandøren til bygging av dekket var Vetco Aibel, med viktige delleveranser fra Heerema på boremodulen og Leirvik Sveis på boligkvarteret. Understellet til Kvitebjørn ble bygget av Aker Verdalen med en norsk andel av verdiskapningen på rundt 65 %. Boring av til sammen 11 produksjonsbrønner er foretatt av KCA Deutag Drilling med norsk verdiskapningsandel på 73 %, mens gassrøret

til Kollsnes og oljerøret til Troll oljerør II hadde en norsk verdiskapningsandel på henholdsvis 39 % og 29 %. Til sammen ga dette en norsk andel av verdiskapningen i Kvitebjørnprosjektet på 62 %, noe som viser seg å stemme forholdsvis godt med konsekvensutredningens forhåndsanslag på 57 %.

Oseberg Vestflanken består av en bunnramme med plass til fire brønner, tilknyttet Oseberg B gjennom en rørledning på havbunnen. Det ble videre gjennomført en del modifikasjonsarbeider på Oseberg for ta imot brønnstrømmen. Samlede investeringskostnader var nær 900 millioner kr. Bunnramme med ventilsystemer ble levert av FMC Kongsberg med en norsk verdiskapningsandel på 54 %. Produksjon og installasjon av rør og styringskabel ble gjennomført av Subsea 7 med norsk verdiskapning på 44 %, mens modifikasjonsarbeidene på Oseberg i regi av Vetco Aibel hadde en norsk verdiskapningsandel på 83 %. Til sammen ga dette en norsk andel av verdiskapningen i prosjektet på 64 %.

Ekofisk 2/4 M er en ny prosess- og brønnhodeplattform som skal effektivisere oljeproduksjonen på Ekofiskfeltet. Samlede investeringskostnader var nær 3,4 milliarder kr. Utbyggingen består av et plattformdekk med bunnfast stålunderstell, som er forbundet med resten av Ekofiskinstallasjonene gjennom en stålbro understøttet av en brostøtte. Plattformdekket er bygget av Aker Kverner i Egersund med en norsk andel av verdiskapningen på 68 %. Understellet og de øvrige stålkonstruksjonene er bygget av Aker Verdalen med norsk leveranseandel på rundt 50 %, mens modifikasjonsarbeider på Ekofisk er utført av Vetco Aibel, med en norsk andel av verdiskapningen på 83 %. Samlet ga dette en norsk verdiskapningsandel ved utbygging av Ekofisk 2/4 M på 66 %, godt innenfor konsekvensutredningens forhåndsanslag på 43 – 75 %.

Sygna er en satellittutbygging til Statfjord C plattformen med samlede investeringer på nær 1,8 milliarder kr. Utbyggingsprosjektet består av en bunnramme med ventilsystemer tilknyttet Statfjord C gjennom en rørledning. På Statfjord C ble det videre foretatt en del

modifikasjonsarbeider og et vanninjeksjonsprosjekt. Bunnrammen til Sygna ble levert av FMC Kongsberg med samlet norsk andel av verdiskapningen på 55 %. Fabrikasjon og installasjon av rørledning og kontrollkabel ga en norsk verdiskapning på 34 %, mens modifikasjonsarbeidene på Statfjord C ga en

norsk verdiskapningsandel på 83 %. Samlet ga dette en norsk andel av verdiskapningen ved Sygnautbyggingen på 61 %. Også dette resultatet stemmer godt med konsekvensutredningens forhåndsanslag på 64 %.

## 16 Nedstengning og avvikling

Avvikling av petroleumsvirksomhet, herunder fjerning eller annen disponering av utrangerte offshore innretninger, kom virkelig på agendaen fra tidlig til midt på 1990-tallet. Den første større saken på norsk sokkel var knyttet til Nordøst Frigg (1993), mens den britiske Brent Spar innretningen i 1995 virkelig satte fokus på problemstillingen.

På dette tidspunkt var det stor usikkerhet både knyttet til hvordan innretninger skulle/kunne avhendes, og hvilke typer og omfang av konsekvenser som kunne forventes.

Etter noen år med utredninger og diskusjon gjorde OSPAR i 1998 et vedtak (Decision 98/3) som har klargjort rammebetingelsene omkring disponeringsløsninger for utrangerte innretninger. I henhold til dette skal alle utrangerte innretninger generelt fjernes, mens det åpnes for unntak for særskilte større innretninger eller deler av disse.

Etter hvert har en del innretninger blitt fjernet fra både norsk og britisk sokkel. Disse er i hovedsak tatt til land for opphogging med gjenvinning av materialer og deponering/destruksjon av avfallsfraksjoner. Kunnskapen omkring både tekniske metoder for fjerning og hogging har økt betydelig, og en har høstet erfaringer som viser at konsekvensene på miljø fra offshore avviklingsarbeid normalt er marginale.

I de følgende delkapitler gis det en nærmere redegjørelse for nedstengte innretninger og deres status, samt en prognose for videre nedstengning og fjerning. Avslutningsvis diskuteres mulige miljøkonsekvenser, samt de erfaringer som er høstet om temaet gjennom utførte disponeringsprosjekter og utredninger.

### 16.1 Oversikt over nedstengte innretninger

I norsk del av Nordsjøen er totalt 17 havbunnsinnretninger, 19 faste stålinstallasjoner, 3 betonginnretninger og 4 andre typer innretninger nedstengt. En oversikt over disse samt foreløpig oversikt over antatt nedstengnings- og fjerningstidspunkt er gitt nedenfor. I hovedsak har avviklingsarbeidet på

norsk sokkel til nå vært fokusert på Ekofisk I og Frigg-området. Dette er begge felt bygget ut på 1970-tallet, og med mange innretninger. Ekofisk I har 14 overflødige innretninger, mens Frigg-feltet har 5 (6<sup>4</sup>), hvorav 2 (3) på norsk sokkel, samt flere tilhørende satellittfelt. Begge felt inkluderer både stål- og betonginnretninger, hvor betonginnretningene etterlates etter grundige vurderinger av annen form for gjenbruk og avhending. Fjerningsarbeider er til dels pågående og vil foregå i de kommende år.

Offshore innretninger som er fjernet fra sokkelen har i hovedsak blitt hogget, mens enkelte deler av innretninger er gjenbrukt for ulike formål. Herunder nevnes stålkolonnen fra Nordøst Frigg som ble benyttet som molo for i en småbåthavn, samt overbygningen som benyttes som treningsobjekt under sikkerhetsopplæring. Det har generelt vist seg svært vanskelig med direkte gjenbruk av faste innretninger/utstyr på andre petroleumsfelt.

Vurdering av behov og kapasitet for hogging av utrangerte innretninger er tidligere utført for OLF (DNV, 2002). Det finnes i dag flere anlegg i Norge med spesifikk kompetanse på området. Disse bedriftene har særskilt konsesjon fra SFT for å drive med slik virksomhet.

<sup>4</sup> DP1 understellet er et vrak etter et uhell ved installering, og har aldri vært i drift.

**Tabell 16-1.** Nedstengte innretninger og status for disse med hensyn på endelig disponering. (Havbunnsinnretning (H), stålinnretning (S) betonginnretning (B) og andre).

Navn	Operatør	Produksjonsstart	Status 2006	Fjernings-tidspunkt	Type innretning	Vekt understell (tonn)	Vekt overbygning (tonn)
Albuskjell 1/6A	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2008-2013	S	7320	12749
Albuskjell 1/6A-flare	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2007	S	800	780
Albuskjell 2/4F	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2008-2013	S	7320	12447
Albuskjell 2/4F-flare	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2007	S	800	780
Cod 7/11A	ConocoPhillips	1977	Nedstengt	2008-2013	S	4400	4360
Cod 7/11A-flare	ConocoPhillips	1977	Nedstengt	2007	S	1103	267
Edda 2/7C	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2008-2013	S	7357	6690
Edda 2/7C-flare	ConocoPhillips	1979	Nedstengt	2006	S	779	353
Ekofisk 2/4G	BP	1981	Nedstengt		S	1950	2900
Ekofisk 2/4P	ConocoPhillips	1975	Nedstengt	2008-2013	S	1420	1600
Ekofisk 2/4Q	ConocoPhillips	1973	Nedstengt	2008-2013	S	1390	915
Ekofisk 2/4R-flare1	ConocoPhillips	1977	Nedstengt	2008	S	765	273
Ekofisk 2/4T	ConocoPhillips	1974	Nedstengt	Etterlates	B	510000	35000
Ekofisk T (PBW)	ConocoPhillips	1989	Nedstengt	Etterlates	B	900.000	-
Ekofisk SMB-1 (lastebøye)	ConocoPhillips	1971	Fjernet	1976	Annet	Ukjent	
Ekofisk SMB-2 (lastebøye)	ConocoPhillips	1971	Fjernet	1976	Annet	Ukjent	
Frigg DP1	Total E&P Norge	1983	Fjernet	2005	S	7000	0
Frigg DP2	Total E&P Norge	1978	Nedstengt	2007/8	S	11200	5500
Frigg TCP2	Total E&P Norge	1978	Nedstengt	Etterlates	B	261000	22900
Frøy	Total E&P Norge	1995	Fjernet	2002	S	6000	2750
Gullfaks A-1H	Statoil	1986	Nedstengt		H	150	-
Gullfaks A-2AH	Statoil	1986	Nedstengt		H	150	-
Gullfaks A-3H	Statoil	1987	Nedstengt		H	150	-
Gullfaks A-4H	Statoil	1986	Nedstengt		H	150	-
Gullfaks A-5H	Statoil	1987	Nedstengt		H	150	-
Gullfaks A-9H	Statoil	1988	Nedstengt		H	150	-
Lille-Frigg A	Total E&P Norge	1994	Fjernet	2001	H	916	-
Lille-Frigg B	Total E&P Norge	1994	Fjernet	2001	H	707	-



Navn	Operatør	Produksjons- start	Status 2006	Fjernings- tidspunkt	Type innretning	Vekt understell (tonn)	Vekt overbygning (tonn)
Lille-Frigg Manifold	Total E&P Norge	1994	Fjernet	2001	H	707	-
Mime	Hydro	1990	Fjernet	1999	H	450	-
Nordøst-Frigg	Total E&P Norge	1984	Fjernet	1996	H	775	-
Nordøst-Frigg A	Total E&P Norge	1984	Fjernet	1996	S (kolonne)	4000	650
Odin	Esso	1984	Fjernet	1996/7	S	6200	7600
Statfjord A-ALP	Statoil	1979	Fjernet	1984	Annet	Ukjent	
Statfjord B-SPM	Statoil	1982	Fjernet	1989	Annet	4950	
Statpipe 2/4-S	Gassco	1984	Overbyg- ning Fjernet Under- stell	2001  2010- 2012	S	7639	4800
Tommeliten Gamma	Statoil	1988	Fjernet	2001	H	900	-
Vest Ekofisk	ConocoPhillips	1977	Nedstengt	2008- 2013	S	2720	4265
Yme Beta-vest template	Statoil	1999	Fjernet	2001	H	61	-
Yme Beta-øst template	Statoil	1996	Fjernet	2001	H	70	-
Øst-Frigg CMS	Total E&P Norge	1988	Fjernet	2001	H	817	-
Øst-Frigg PSA	Total E&P Norge	1988	Fjernet	2001	H	1019	-
Øst-Frigg PSB	Total E&P Norge	1988	Fjernet	2001	H	1048	-

### 16.1.1 Rørledninger

I tillegg er en rekke rørledninger overflødige, de første allerede tidlig på 1970-tallet. En del rørledninger er nedgravd eller steindumpet, mens andre ligger på havbunnen. For vurdering av sluttdisponering av rørledninger ble det i regi av daværende Nærings- og energidepartementet på slutten av 1990-tallet utført et omfattende utredningsarbeid for å kartlegge disponeringsløsninger og tilhørende

konsekvenser. Det er generelt konkludert at de miljømessige konsekvensene ved etterlatelse av rørledninger er små, gitt at disse er tilstrekkelig rengjort og etterlatt intakt. Tiltak vurderes imidlertid fra sak til sak i forhold til fiskeri, og for eksempel Frøy-rørledningen er krevd nedgravd eller fjernet i et område vurdert som av stor fiskerimessig betydning.

En kort oversikt over etterlatte rørledninger er gitt nedenfor.

**Tabell 16-2.** Overflødige rørledninger.

Felt/rørledning	Lengde (km)	Diameter (")	Status
Ekofisk I	41 stk, 0,9 – 75, totalt 235	4,5 – 36	Etterlatt nedgravd, 0,8 – 2,5m
Nordøst Frigg	2 stk, 19	1,66 og 16	Etterlatt på havbunnen
Odin	26,4	20	Etterlatt, anbefalt nedgravd. Grøftes ned i løpet av 2006.
Lille Frigg	1, 1,4 og 22	2x4, 10	Etterlatt nedgravd
Øst Frigg	18 og 2 x 1,6	12 - 24	Etterlatt overdekket
Frøy	4 stk @ 32	2,5, 2x12, 16	Nedgravd med unntak av 16" vanninjeksjonsledningen, hvor halve lengden er sluttdisponert nedgravd pga fiskerihensyn, mens resterende er etterlatt på havbunnen.
Tommeliten	3 stk, 11,7	6 - 9	Etterlatt nedgravd, steindumpet
Mime	7	2, 5	Etterlatt nedgravd/overdekket
TOGI	42	20	Midlertidig etterlatt på havbunnen, vil vurderes sammen med andre rørledninger i området
Frigg (norsk sektor)	Feltinterne rør @ 0,7	4, 8, 2x26	Kontrakt for fjerning av rørene innenfor 500m sonen er inngått
Ula-Cod	25,8	10	Etterlatt delvis overdekket/eksponert
Gyda-Ekofisk, del	2,8 km	12	Etterlatt nedgravd

## 16.2 Planer for nedstengning og fjerning

Nedenfor følger en oversikt over innretninger i Nordsjøen som er i drift i dag og hvor en forventer avslutning i løpet av neste 5-10-års periode. Med dagens situasjon i Nordsjøen, med høye oljepriser og kontinuerlig vurdering av utvikling av nye ressurser med tilknytning til eksisterende infrastruktur, er det generelt svært få innretninger/felt hvor en forventer avvikling i den nærmeste fremtid. I stedet investeres det videre i eksisterende anlegg for å øke levetiden og for å tilpasse drift til nye områder (blant annet omlegging fra olje- til gassproduksjon på flere felt).

### 16.2.1 Rørledninger

Når det gjelder rørledninger er også flere slike forventet å bli overflødige i tiden fremover, knyttet til det enkelte felts levetid. I tillegg finnes rørledninger for transport mellom felt og for eksport/ilandføring. Disse har generelt en forholdsvis lang levetid, og for enkelte vurderes videre eller ny bruk. Herunder nevnes blant annet Frostpipe (82km, 16" diameter) som har transportert olje/kondensat fra Frøy/Lille Frigg via Frigg til Oseberg, og som vurderes for ny bruk. Alternativet vil være fjerning/nedgravning for å ivareta fiskerihensyn.

**Tabell 16-3.** Foreløpig plan for nedstengning og fjerning for felt/innretninger i drift.

Navn	Operatør	Produksjonsstart	Produksjonsavslutning	Status	Fjernings-tidspunkt	Kategori	Vekt understell (tonn)	Vekt overbygning (tonn)
Varg brønnhode-plattform	Talisman	1998	2010-2012	Drift	-	S		
Valhall DP	BP	1984	2009-2013	Drift	-	S	5500	12428
Valhall QP	BP	1984	2009	Drift	-	S	1600	4173
Valhall PCP	BP	1984	2009-2013	Drift	-	S	5000	11127

### 16.3 Miljømessige konsekvenser

Som en integrert del av planleggingen for avslutning av drift av felt/innretninger gjøres konsekvensutredninger. Dette er et krav i henhold til petroleumsloven, og frem til i dag er det lagt frem konsekvensutredninger for avvikling av en rekke felt og rørledninger.

For de første planene var det en del usikkerhet knyttet både til mulige disponeringsløsninger og til hvilke faglige temaer som burde utredes som et beslutningsgrunnlag. Disse forholdene har etter hvert kommet på plass, og metoder og faglige problemstillinger for utredning er blant annet beskrevet i publiserte artikler og som håndbok (bla. OLF 2001). De miljøtema som normalt inngår for utredning er:

- Energibruk og –balanse
- Utslipp til luft
- Utslipp til sjø eller grunn
- Fysiske virkninger/effekter på habitater
- Avfallshåndtering og ressursutnyttelse
- Forsøpling
- Estetiske virkninger (støy, støv, lukt, visuelt)

I tillegg er det meget sentralt å vurdere mulige kort- og langsiktige konsekvenser for fiskeri, samt i forhold til skipstrafikken.

Ettersom de fleste innretningene, som følge av OSPAR 98/3, fjernes for hogging, er de miljømessige utfordringene i hovedsak relatert til god kartlegging av stoffer og materialer for å sikre optimal grad av gjenvinning av materialer og en sikker disponering av restmaterialer. Virksomheter som utfører opphoggingen må ha spesiell konsesjon for dette, og operatørene krever detaljerte miljøregnskap for materialer og stoffer frem til sluttdisponering, og følger dette tett opp. Det er således etablert gode rutiner for material- og avfallshåndtering og konsekvensene for miljø vurderes generelt som begrensede.

I forhold til det ytre miljø viser erfaringene fra avviklingsprosjekter at konsekvensene er små. Rutiner for rengjøring/fjerning av forurensende stoffer før plattformene tas bort reduserer potensialet for utilsiktede utslipp.

Den problemstillingen som vurderes som av størst miljømessig betydning er knyttet til rester av borekaks/kakshauger, som finnes under/ved enkelte innretninger hvor det er boret og tidligere sluppet ut borekaks med vedheng av oljebasert borevæske. Det er utført et betydelig kartleggings-, overvåkings- og utredningsarbeid (blant annet av OLF og UKOOA) for å kunne vurdere hvilken miljørisiko disse kakshaugene representerer både der de ligger og ved ulik form for sluttdisponering.

Basert på det utredningsarbeidet som er utført (UKOOA, OLF) er det konkludert at olje er det primære miljøproblemet i haugene. Følgende forhold er vurdert som sentrale i forhold til videre vurderinger og kunnskapsoppbygging (UKOOA, 2002):

- Studier av giftighet og potensialet for miljøpåvirkning
- Volum av haugene og naturlig reduksjon (erosjon) og oljenedbrytning over tid
- Modellutvikling til bruk for å beregne langtids skjebne til kakshauger
- Metoder for å øke nedbrytning (bioremediering)
- Tildekkingsmetoder
- Metoder for fjerning og etterfølgende behandling av avfallet

Da kakshaugene varierer betydelig både hva gjelder sammensetning og volum, er det generelt vurdert som mest hensiktsmessig at disse vurderes fra sak til sak, og ikke på et generelt grunnlag. OLF har utarbeidet retningslinje for karakterisering av kakshauger som benyttes som grunnlag for undersøkelser og vurderinger (OLF, 2003). I forbindelse med fjerning av faste innretninger kan det uansett bli nødvendig å flytte på en del av kakshaugen for i det hele tatt å kunne fjerne innretningen. Det utføres da spesifikke miljøvurderinger for å finne den beste løsningen samt for å vurdere eventuelle avbøtende tiltak. Det er enda ikke høstet noen erfaring fra fjerningsprosjekter som omfatter større borekaksshauger på norsk sokkel, men fjerning av enkelte innretninger på Ekofisk I i perioden frem til 2013, samt

avviklingsarbeid på britisk sokkel, vil fremskaffe bedre kunnskap på området.

Miljøkonsekvenser knyttet til disponering av rørledninger ble belyst som en del av utredningsarbeidet i regi av Nærings- og energidepartementet på slutten av 1990-tallet (NOE, 1999), og er omhandlet i St.meld 47 (1999-2000). Hovedkonklusjonene var som følger:

- Miljømessige konsekvenser ved utlekking av metaller og stoffer ved etterlatelse vil være små.
- Rørledninger dekker et lite areal i forhold til totalarealet på norsk sokkel, og samlet konsekvens for havbunns habitater ved samtlige disponeringsalternativ vurderes som ubetydelige.
- Energibalanse og utslipp til luft er i favør av etterlatelse.
- Deponering på land kan gi lokale forurensningsproblemer, og hoggingen representerer og arbeidsmiljømessige utfordringer.

Når det gjelder forholdet til fiskeri ble det generelt konkludert at det største konfliktpotensialet gjelder eksponerte rørledninger og trålfiske. Rørledninger dekket med steinfyllinger representerer videre et særlig ulempepotensial.

Basert på dette er det vurdert at endelig disponering av rørledninger bør vurderes fra sak til sak, og at forholdet til trålfiske er av primær viktighet. Dette er også gjenspeilt i de disponeringssakene som har vært behandlet, hvor enkelte rørledninger er besluttet etterlatt mens andre, eller deler av disse, er krevd nedgravd eller fjernet.

## Referanser

DNV, 2002. Mottak og opphogging av utrangerte offshore installasjoner. Vurdering av norsk verkstedkapasitet for perioden 2001-2020. Rapport nr. 01-4063, Revisjon nr. 02. <http://www.olf.no/miljo/miljorapporter/>

Nærings- og energidepartementet, 1999. Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenstillingsrapport. <http://odin.dep.no/oed/html/rapporter/01/>

OLF, 2001. Håndbok i konsekvensutredning ved offshore avvikling. DNV rapport 00-4041.

OLF, 2003. Guidelines for characterisation of offshore drill cuttings piles. <http://www.olf.no/miljo/miljorapporter/>.

UKOOA. 2002. UKOOA Drill Cuttings Initiative. Final Report. <http://www.ukooa.co.uk/issues/drillcuttings/pdfs/finalreport.pdf>

## 17 Miljøovervåking

Miljøovervåking i forbindelse med petroleumsvirksomheten er regulert og beskrevet i Aktivitetsforskriften. Det skilles mellom sediment- og vannsøyleovervåking.

Sedimentovervåkingen har en lang tradisjon og tar utgangspunkt i kjent metodikk fra marin forskning. Undersøkelsene rundt installasjonene har pågått i lang tid (ca 25 år), og særlig i fra begynnelsen av 1990-tallet er dette satt i system og standardisert (SFT manual). Utviklingen i det siste har først og fremst skjedd på området innen matematisk behandling av data, hvor en ved hjelp av programpakker nå kan finne forskjeller mellom prøver og sammenheng mellom fauna og miljøparametre i store datamengder. Den lange historien til bunnundersøkelsene gjør at de gjerne omtales som tradisjonell overvåking.

Frem til 1996 ble det gjennomført undersøkelser for hvert felt for seg. Man så etter hvert verdien av å samle undersøkelsene i større prosjekter, både for å redusere kostnadene, men først og fremst for å se på resultatene og endring i miljøforholdene over et større område. De regionale undersøkelsene ble dermed innført.

I tillegg gjennomføres det grunnlagsundersøkelser før produksjonsboring starter på nye felt, og det er gjort noen undersøkelser av borekakkshauger.

I de senere årene har det vært økende fokus på utslipp av produsert vann, og dette har også medført økt innsats på miljøovervåking av produsert vann utslipp og hvilke effekter dette kan ha på organismene i vannsøylen.

Vannsøyleovervåkingen har en kortere historie, og metodikken er fortsatt under utvikling. Effektmålinger er følsomme for lave konsentrasjoner, og vil kunne avdekke påvirkninger på en organisme på et tidlig tidspunkt. Slike undersøkelser kan dermed gi et varsel om effekter, lenge før konsentrasjonene og skadene blir dødelige.

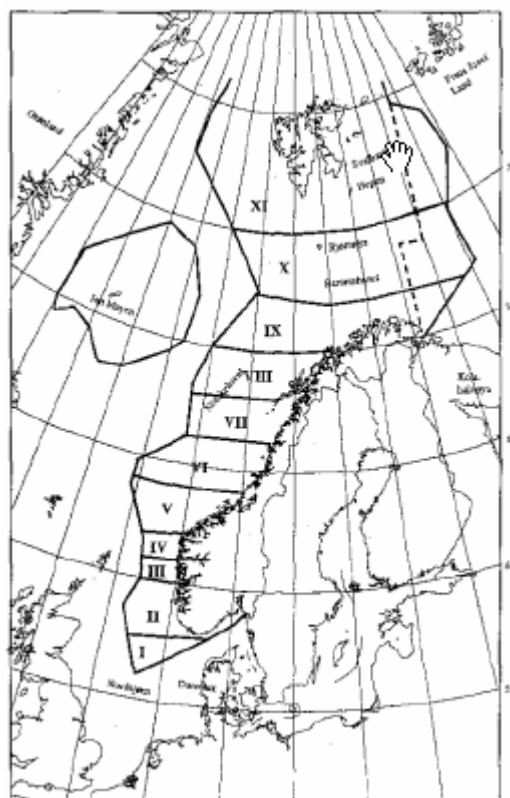
Omfang og krav til miljøovervåkingen er beskrevet i Vedlegg 1 til Aktivitetsforskriften. Operatørene utarbeider hvert år et program for

neste undersøkelse som diskuteres og godkjennes av SFT. Rapportene utarbeides av konsultantselskaper og gjennomgås av operatørene, SFT og en oppnevnt ekspertgruppe. Nye endringer i Aktivitetsforskriften er ute på høring og forventes å tre i kraft 1.1.2007.

Dette kapittelet beskriver først og fremst omfang og metodene for overvåking, mens resultater er beskrevet i Kapittel 9.

### 17.1 Sedimentovervåking

Norsk sokkel er inndelt i elleve regioner for sedimentovervåking. Fire av regionene ligger i Nordsjøen, og avgrensningen av disse er vist i figur 17-1.



**Figur 17-1.** Overvåkingsregioner i Nordsjøen, Norskehavet og nord til Svalbard.

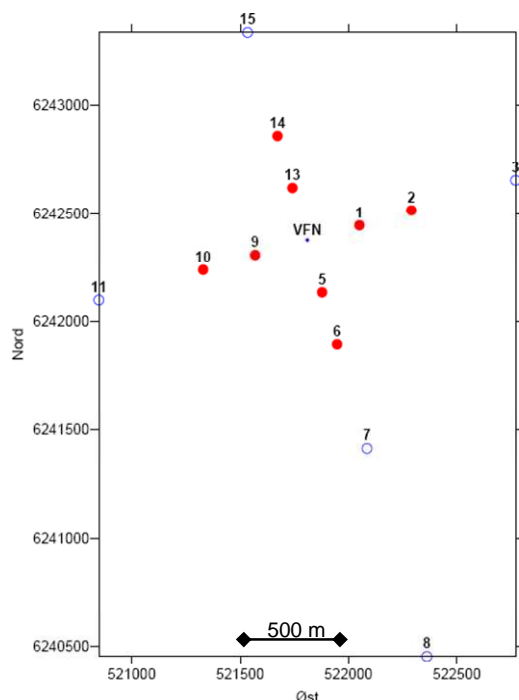
De fire overvåkingsregionene i Nordsjøen er: I - Ekofisk, II - Sleipner, III - Oseberg og IV - Statfjord.

De første sedimentundersøkelsene på et felt (grunnlagsundersøkelsene) gjennomføres før produksjonsboringen har startet. Deretter skjer oppfølgende undersøkelser som en del av de

regionale undersøkelser. Disse regionale sedimentundersøkelser gjennomføres hvert tredje år i den enkelte region.

Bunnprøveinnsamlingen gjøres i mai-juni med påfølgende fysiske og kjemiske analyser av sedimentet samt artsbestemmelse av bunndyr. Hensikten med undersøkelsene er å bestemme nivået av hydrokarboner og tungmetaller i sjøbunnen samt å kartlegge artsmangfoldet av bunndyr.

Prøvene tas på faste steder (stasjoner) lokalisert med økende avstand fra installasjonen (oftest 250, 500, 1000 og 2000 m fra senter). Stasjonene ligger vanligvis orientert på et aksekors, hvor det tas flest prøver og lengst ut i retning nedstrøms installasjonen (Figur 17-2). I tillegg tas det prøver fra referansestasjoner for hver felt/region. Disse referansestasjonene ligger utenfor antatt feltpåvirket område. Prøvene tas med en 0,1 m<sup>2</sup> stor grabb. På noen få steder tas det prøver i tre lag nedover i de øverste seks cm av sjøbunnen. Dette kan gi informasjon om utslippshistorien i området.



**Figur 17-2.** Eksempel på stasjonsplassering langs aksekors ut fra senter. Dominerende strømmetning her er i sørlig retning.

Bakgrunnsnivået av hydrokarboner og tungmetaller blir bestemt ut fra innholdet på

regionale- og referansestasjoner og kan variere noe innen et område og mellom ulike tidspunkt. Det brukes også tidligere års resultater til å vurdere bakgrunnsnivå, og et skjønn brukes til slutt for å bestemme hvilke data som skal inngå i beregning av grense for signifikant kontaminering, LSC-verdien (Limit of Significant Contamination). Regioner med stor variasjon i bunnforholdene skal deles inn i underregioner.

Minimumskrav til sedimentundersøkelsene omfatter følgende parametere:

- Beskrivelse av sedimentet (visuell beskrivelse, farge, lukt og forekomst av bunndyr)
- Fysisk karakterisering (kornstørrelsesfordeling og innhold av totalt organisk karbon)
- Innhold av ulike hydrokarboner (totalt hydrokarboninnhold (THC), naftalen, fenantren/antrasen, dibenzotiofen og fordeling på C<sub>1</sub>-C<sub>3</sub> alkyl-homologer (NPD), PAH-forbindelser, dekaliner og hovedkomponenter i borevæsker)
- Metaller (aluminium, barium, bly, kadmium, kobber, krom, kvikksølv, litium, sink), på et utvalg av prøver
- Bunndyr (antall individer/art)

SFT bruker tre indikatorer for å estimere omfanget av areal som er påvirket av petroleumsaktiviteten rundt installasjonene:

- Barium: som ikke er påvist skadelig, indikerer spredning av borevæsker ettersom bariumsulfat benyttes til å øke tettheten (tyngden) av boreslam
- Hydrokarboner: indikerer forurensning av oljebaserte borevæsker
- Forstyrret bunnfaunasammensetning: indikerer generell påvirkning av sedimentlevende samfunn. Marine bløtbunnfaunasamfunn er normalt artsrike og nokså likeartede over store områder. Dyrene er også lite mobile og tilstede over lengre tid. Dette gjør at forstyrrelser i sammensetningen er relativt lett å oppdage og de er velegnet som indikatorsamfunn ved

bedømmelse av forurensningsgrad og -type

Når det gjelder sedimentkjemi defineres "påvirket område" som områder hvor nivåene av det aktuelle kjemikaliet ligger signifikant høyere enn det som er målt på referansestasjonene (bakgrunnsnivå). Vurderinger av påvirkede områder på bakgrunn av bunnfaunasammensetningen baseres på antall arter, antall individer/art, nærvær/fravær av noen indikatorarter samt artsammensetning i hele bunnprøvene.

Kornstørrelsen i sedimentet har vesentlig betydning for hvor mye kjemiske stoff (forurensning) som bindes fast og hvilke bunndyr som trives. Dette blir det tatt hensyn til ved tolkning av resultatene, og særlig er dette viktig hvor kornstørrelsen varierer innen regionen, ofte sammenfallende med endring i vanddyp. Regionen skal da inndeles i underregioner i rapporteringen.

## 17.2 Vannsøyleovervåking

I vannsøyleovervåkingen skilles det mellom effekt- og tilstandsovervåking. Undersøkelsene skal måle konsentrasjoner av komponenter (forurensning) og gi grunnlag for å vurdere risiko for effekter av disse stoffene. Resultatene skal også brukes for å vise utviklingstrekk i forurensningsnivået.

Vannsøyleovervåkingen er konsentrert om effektene av utslipp til vannsøylen, først og fremst av produsert vann. Effektundersøkelsene er hovedsakelig utført i områder med store utslipp av produsert vann, særlig Ekofisk og Tampen (Tabell 17-1, figur 17-3).

Tilstandsovervåkingen skal gjelde fisk og foregår hvert tredje år. Den skal dokumentere om fisk i norske havområder er påvirket av utslipp fra petroleumsvirksomheten. Undersøkelsene er konsentrert om å rapportere konsentrasjoner av kjemiske komponenter i frittlevende fisk fra ulike deler av Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Prøveinnsamling har foregått om høsten etter at gyteperiodene er over. Neste tilstandsovervåking er planlagt til 2008.

Effektmålingen er årlig, og skal avdekke hvilke effekter forurensningsnivået har på fisk og blåskjell. Effektmålingene er tidligere utført om høsten, men er nå flyttet til mai-juni. Undersøkelsene gjøres ved at det plasseres ut fisk (torsk) og blåskjell i bur i bestemte avstander (500, 1000, 2500 m) ut fra installasjonen og på referansesteder. Ut plasseringen baseres på måling og modellering av strømforhold og konsentrasjoner, slik at burene blir plassert i en konsentrasjonsgradient for produsert vann utslipp. I tillegg blir det benyttet andre metoder (passive prøvesamlere, membraner) for å måle faktisk eksponeringsgrad av komponenter. I 2006 ble det inkludert strømmålinger på riggene med bur. Etter at organismene har vært utplassert i noen uker, og i følge hensikten eksponert for produsert vann, blir de samlet inn og analysert for biologiske effekter samt innhold av kjemiske komponenter.

**Tabell 17-1.** Kort oppsummering av effekt-overvåkingsprogrammet så langt (basert på OLF 2006).

År	Region	Type overvåking
1997	Tampen/ Troll/ Oseberg	Kjemiske analyser, metodetesting, PEC* validering
1999	Ekofisk	Kjemiske analyser, PEC* validering
2000	Sleipner	Kjemiske analyser, PEC* validering
2001-02	Tampen + Nordsjøen	BECPELAG, biologiske responser, metodeutvikling og testing, kjemiske analyser
2003	Troll	Biologiske responser, kjemiske analyser
2004	Tampen	Biologiske responser, kjemiske analyser
2005	-	Laboratorieforsøk. Validering av metoder for biologiske responser
2006	Ekofisk	Biologiske responser, kjemiske analyser, strømmålinger

\*PEC: Predicted Environmental Concentration. Grenseverdier for konsentrasjoner av miljøskadelige komponenter.

Det er utviklet en rekke biomarkører som kan brukes til miljøovervåking (Hylland et. al.





For sedimentundersøkelsene har utvikling av programvare ført til betydelig fremskritt når det gjelder å tolke dataene og å finne sammenhenger mellom miljøvariabler og den observerte fauna. Store datasett og gjentatte undersøkelser gjør slike analyser meget omfattende og umulige å gjennomføre uten slik programvare. Det er også arbeidet med å etablere nye indekser (tallverdier) for artsmangfold og artssammensetning, som er bedre egnet enn dagens til å beskrive miljøbelastning på bunnfauna.

Vannsøyleovervåkingen (særlig effektmålingene) har gjennomgått en prøve- og feile periode, og nærmer seg en mer fastlagt struktur og prosedyrer. Detaljerte og godkjente analysemetodebeskrivelser er en del av dette. Det vil likevel trolig gå en tid før dette programmet blir endelig fastlagt og en har funnet fram til metoder som gir ønsket sensitivitet og presisjon.

Endringene i effektundersøkelsene har omfattet tidspunkt for feltarbeidet, praktisk gjennomføring og analyser. Bakgrunnen for endringene er blant annet at det har vist seg vanskelig å sikre tilstrekkelig treff med burene i forhold til utslipp og konsentrasjon av produsert vann. Uheldig plassering av referansestasjoner og variasjon mellom gjentatte analyser (replikater) er andre moment det er tatt hensyn til.

Mange av biomarkørene er nå vel etablerte og brukt i flere land i ulike sammenhenger og områder. Det blir arbeidet videre med å utvikle nye effektmålinger (biomarkører) og ytterligere godkjenning av de eksisterende metoder. Sammenhenger mellom laboratorieforsøk, feltutprøvningsresultater og modellberegninger for miljørisiko vil være viktige metoder for å utvikle effekt-overvåkingen videre.

Petroleumsvirksomhet på dypt vann og i nordområdene krever videre justering og utvikling av de etablerte overvåkingsmetoder, både for vannsøyle og sediment, for å gi svar på hvordan utslipp påvirker miljøforholdene i nærområdet til installasjonene.

#### 17.4 Statlig havovervåking

I tillegg til operatørenes overvåking av petroleumsvirksomheten foregår det andre overvåkingsprogram av kysten og Nordsjøen. Dette kan være årlige undersøkelser etter mer eller mindre fast opplegg, eller kartlegginger som inngår i forskningsprogram.

Kystovervåkingsprogrammet går i regi av SFT, og er knyttet til kystnære områder fra Ytre Oslofjord til Lista og Egersund (Tabell 17-2). Det omfatter målinger av hydrografi og nærings salt og undersøker effekter av eutrofiering (gjødsling) på marint plante- og dyreliv. Data fra programmet rapporteres til ICES, OSPAR og EEA (Det Europeiske Miljøbyrået).

SFT har også ansvar for overvåking av miljøgifter langs norskekysten. Dette inngår i JAMP (Joint Assessment and Monitoring Programme), og er lagt under OSPAR. Ulike miljøgifter analyseres i biologisk materiale og sedimenter og det gjennomføres biologiske effektmålinger.

Direktoratet for naturforvaltning er ansvarlig for sjøfuglovervåking, og denne utføres av Norsk Institutt for Naturforskning. Målsettingen med programmet er å kartlegge bestandsutviklingen i våre sjøfuglpopulasjoner, og å se utviklingen i disse i sammenheng med den generelle økologiske tilstanden i havet. Dette skal gi grunnlag for å forstå sammenhengen mellom sjøfuglens næringsøkologi og deres reproduksjon og populasjonsdynamikk. Data rapporteres også til Bonnkonvensjonen.

Havforskningsinstituttet gjennomfører betydelig prøveinnsamling på overvåkingsstasjoner og etter fastlagt program (Tabell 17-2). Dette gir et godt grunnlag for å angi tilstand og vurdere utvikling over tid. Miljøovervåkingen skal fange langtidsutviklingen og gi prognoser for havklima, produksjonsforhold og forurensning i norske kyst- og havområder. Innsamling av data om blant annet temperatur, saltinnhold, plankton, fiskelarver, næringsalter, skadelige alger,

**Tabell 17-2.** Oversikt over relevant norsk statlig miljøovervåking i Nordsjøen på forurensning og ressursovervåking (havklima, fiskebestander, plankton, bunndyr), basert på Huse et al. 2006. T=temperatur, S = saltholdighet, N = næringssalter O<sub>2</sub> = oksygen, Kl = klorofyll, Ppl = planteplankton. \*Egg-tokt for makrell går for tiden bare hvert tredje år.

Overvåking	Ansvarlig/ utøvende instans	Parametere	Dekninger per år	Start år
<b>Faste snitt</b>	HI			
Torungen-Hirtshals		T, S, O <sub>2</sub> , N, Kl	11 (månedlig)	1951
Hanstholm-Aberdeen		T, S, N, Kl	4 (feb, apr, juni-juli, nov)	1970
Oksøy-Hanstholm		T, S, N, Kl	4 (feb, apr, juni-juli, nov)	1970
Utsira-Startpoint		T, S, N, Kl	4 (feb, apr, juni-juli, nov)	1970
Feie-Shetland		T, S, N, Kl	4 (feb, apr, juni-juli, nov)	1970
<b>Faste regionale deknings</b>	HI			
Nordsjøen/Skagerrak		T, S, N, Kl	4 (jan, juli, okt, nov-des)	1967
Nordsjøen/Skagerrak		Miljøgifter, tungmetaller, radionuklider	Periodevise deknings	1991
Skagerrak – Jylland vest		T, S, O <sub>2</sub> , N, Kl, Ppl, giftige alger	1 (april)	1988
Miljøundersøkelser Nordsjøen		T, S, N, Kl	1 (nov-des)	1985
<b>Ressurskartlegging</b>	HI			
Egg-tokt makrell		Makrell fekunditet	1-2 (juni-juli)*	1980
Internasjonalt bunntål- survey (IBTS)		Fisk	2 (1. og 3. kvartal)	1972
Akustikk-tokt sild		Nordsjøesild	1 (juni-juli)	1979
Tobis og planktonundersøkelser		Tobis, sei yngel, plankton	1 (april)	2005
Reketokt Skagerrak/Norskerenna		Reker	1 (februar)	1985
Makrelltokt		Makrell	1 (oktober)	1999
<b>Kystovervåkningsprogrammene</b>	SFT			
Regulær overvåking		Næringssalter		1990
Tiltaksbasert overvåking				1990
<b>Joint Assessment and Monitoring Programme</b>	SFT/NIVA	Miljøgifter		1994

miljøgifter og radioaktivitet står sentralt i Havforskningsinstituttets overvåking.

Ressursovervåkingen til Havforskningsinstituttet skal framskaffe datagrunnlag for å beregne mengde, tilstand og utvikling av bestander av pelagisk fisk, bunnfisk og sjøpattedyr. Tidsserien av bestandsvariabler omfatter data om tallrikhet, alder, lengde/vekt, kjønnsmodning og mageinnhold. Havforskningsinstituttet overvåker fast 45 fiskebestander, der størstedelen av innsatsen

rettes mot de 10-15 økonomisk viktigste bestandene.

Av store forskningsprogram hvor norsk havforskning deltar kan Mar-Eco og MAREANO nevnes, selv om de ikke berører Nordsjøen i stor grad. Mar-Eco undersøker dyrelivet langs den midtatlantiske rygg fra Azorene til Island. MAREANO-programmet (marin arealadatabase for norske kyst- og havområder) har som mål å bedre kunnskapsgrunnlaget for økosystembasert forvaltning av norske kyst- og havområder, og

fremme kunnskapsbasert, bærekraftig utnyttelse av ressursene.

### **17.5 Mulighet for samordning av overvåkingsoppgaver**

De regionvise undersøkelser av sedimentene i Nordsjøen er et godt eksempel på fordeler med å kunne samordne ulike undersøkelser. Kostnadene blir redusert for hver feltspesifikk del, og en får sett på større områder i relasjon til hverandre. Slik sammenligning kan være nyttig når en skal forklare endringer i observerte miljøforhold. En samordning i tid og rom mellom vannsøyleovervåking og sedimentundersøkelser vil gi økt mulighet for å se på likhetstrekk i trender over tid og forklare eventuelle avvikende resultater.

Etter hvert som biologiske effektmålinger (biomarkører) og modellverktøy blir mer utviklet for bunnlevende dyr og sedimentkonsentrasjoner av kjemikalier, blir det viktig å se dette i sammenheng med resultatene fra tradisjonell sedimentovervåking.

Ved samordning av overvåking må det tas hensyn til faglig kvalitet, og tilgjengelig kapasitet hos utførende institusjoner. En del av undersøkelsene er meget omfattende og krever mye resurser. For stor samordning kan også gjøre at det blir få aktører som kan utføre oppgavene, og at en mister konkurranse på pris og kvalitet.

Større fleksibilitet i overvåkingsprogrammene vil åpne muligheter for å verifisere de antatte og modellerte miljøeffektene i konsekvensutredningene (KU) for området.

Ikke alle konsekvensutredninger blir fulgt opp senere med reelle målinger og dokumentasjon av miljøpåvirkning.

Mye av den innsamlede informasjonen fra miljø- og ressurovervåking offshore er tilgjengelig i ulike databaser. Dette er meget nyttig for ulike brukere av dataene. Videre arbeid med å oppdatere og utvide databasene, og en eventuell bedre samordning på færre nettsted, vil sikre at de også kan og vil bli benyttet videre.

### **Referanser**

Haver, K. & P. Nicolaysen 2006. Miljøkvalitet i vannsøylen – Status. Det Norske Veritas. Rapport. 2005-4039.

Huse, G. J. Klungsøyr, E. Svendsen, J. Alvsvåg & R. Toresen 2006. Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen. Havforskningsinstituttet i Bergen. Delrapport til RKU.

Hylland, K. A. Ruus, J.F. Børseth, R. Bechmann, J. Barsiene, M. Grung, K-E. Tollefsen & L-P. Myhre 2006. Biomarkers in monitoring – a review. Norsk Institutt for vannforskning. NIVA rapport 5205-2006.

OLF 2006. Oljeindustriens Landsforening. Water Column monitoring Summary report 2005.



## 18. FOU-virksomhet

Det foregår en betydelig forskningsinnsats internt hos operatørselskapene, knyttet til miljøteknologiske løsninger, ofte rettet mot konkrete felt- eller selskapsspesifikke problemstillinger. Industrien bidrar videre betydelig til miljørettet forskning hos forskningsinstitusjoner og gjennom Norges forskningsråd, samt noe i samarbeid med EU. I tillegg finansierer norske myndigheter en stor forskningsaktivitet knyttet til havmiljø, men bidrar også med samfinansiering av FoU innen miljøteknologi og miljøeffekter.

I det følgende er det gitt en kort oversikt over relevante forskningsprogrammer som omfatter miljøproblemstillinger for offshore petroleumsvirksomhet.

### 18.1. OG21

En del problemstillinger har ingen naturlig problemeier, og blir derfor ofte utelatt fra de enkelte selskapers eller industriens FoU-aktivitet. Slike problemstillinger, med flere eller uavklarte problemeiere, kan imidlertid være svært viktige både for miljøet og samfunnet. Gjennom OG21 initiativet<sup>5</sup> er det derfor satt i gang et strategisk arbeid for å fokusere på problemstillinger hvor det er nødvendig at samfunnet bidrar med FoU-innsats. Strategiarbeidet, omtalt som "Environmental Technology for the Future", skal bidra til at virksomheten på norsk sokkel kan drives med minimale miljøkonsekvenser samtidig som man oppnår en optimal ressursutnyttelse og verdiskapning innen norsk olje- og gassvirksomhet, inkludert leverandør- og servicenæringer. Visjonen er at norsk sokkel skal være ledende innen HMS, herunder miljø, og ledende innen kunnskap og miljøteknologi innenfor hele livsløpet til en petroleumsvirksomhet. Følgende temaer er prioritert for FoU-innsats ("Target Areas") under strategien:

- Balansen mellom utslipp til sjø og luft

<sup>5</sup> Olje og Gass i det 21. århundre er et initiativ tatt av OED i 2001 for å bidra til å utarbeide en nasjonal teknologistrategi for å øke verdiskapning og fremme konkurransevnen til norsk olje og gassvirksomhet.

- Grunnlagsdata, spesielt i sensitive områder
- Risiko knyttet til arktiske forhold og dypvann
- Produsert vann
- Verdikjede for CO<sub>2</sub>
- Akutte utslipp
- Alternative energiløsninger/-teknologier
- Avvikling av petroleumsvirksomhet, disponering av innretninger

Den konkrete FoU-aktiviteten foregår gjennom etablerte forskningsprosesser, som blant annet Petromaks og DEMO 2000.

### 18.2. Petromaks

Petromaksprogrammet ble etablert av Forskningsrådet i 2004. Programmet skal samle de fleste aktivitetene i Forskningsrådet innenfor petroleumrelatert forskning, og vil således omfatte både langsiktig grunnleggende forskning og anvendt, brukerstyrt forskning. Petromaks finansierer prosjekter som øker verdien av petroleumssressursene for samfunnet og videreutvikler norsk petroleumsnæring. Programmet er rettet mot næringslivet, universitets- og høyskolesektoren og forskningsinstituttene. Programmets varighet er inntil 10 år.

Eksempler på FoU aktivitet under Petromaks relatert til offshore miljø er:

- Reinjisering av produsert vann: Effekt av nitratbehandling på reservoarforsuring og mikrobielt induert korrosjon (CIPR).
- Produsert vann behandling ved å øke operasjonelt vindu for Epcon CFU til å inkludere behandling av fast stoff (EPCON)
- Behandling av produsert vann: Karakterisering av nye strategier for vannbehandling (NTNU/SINTEF)
- Sikker transport på oljerigger (Telemark teknisk-industrielle utviklingscenter)
- Electrocoalescence – kriterier for effektive prosesser for vannutskilling i råoljesystemer (SINTEF)

- BioGuard: Et sanntids miljøovervåkings-system for bore- og produksjons-operasjoner offshore (BioGuard AS)

### 18.3. Demo 2000

Initiativet til Demo2000 ble tatt i 1999. Programmet er underlagt Olje- og energidepartementet og får midler via Forskningsrådet. Forskningsprogrammet har sitt utspring fra Teknologibedriftenes landsforbund (TBL), og målet er å få utviklet teknologi i bruk.

Eksempler på FoU aktivitet under Demo 2000 relatert til offshore miljø er:

- Utvikling av system for retur av boreslam uten stigerør (AGR)
- Tank basert elektrostatiske vannutskiller (Coalescer) VIEC (Vetco)
- Industrialisering av in-line olje-i-vann måler for anvendelse topside (Roxar)
- SmarTest – Miljøvennlig brønntesting og prøvetaking av brønnvæske (Petrotech)
- Elektrostatiske vannutskiller for økt dypvannsprosessering, LOWACC, (Vetco). Høyspenningselektroder fjerner vanndråper i olje og bryter eventuelle emulsjoner. Dette bidrar til bedre oljekvalitet, vannkvalitet, redusert kjemikalieforbruk og muligheter for økt oljeproduksjon med mindre miljøkonsekvenser.

### 18.4. PROOF / Kysten og Havet

PROOF var et forskningsprogram organisert gjennom Norges forskningsråd, med delfinansiering fra OLF. Programmet startet i 2002 og var basert på et behov for økt kunnskap om langtidseffektene av offshorevirksomhetens utslipp. PROOF videreføres nå som delprogram III i Programmet Kysten og Havet (PROOFNY), som har en virkeperiode fra 2006-2015. Programmets hovedmål er:

- Styrke Norges posisjon blant de ledende i marin økosystemrelatert forskning.
- Være en sentral bidragsyter til økt kunnskap om det marine miljø.
- Gi et forskningsbasert grunnlag for langsiktig og helhetlig forvaltning og

grunnlag for verdiskaping knyttet til marine ressurser.

Relevante delprogrammer i forhold til offshore virksomhet er:

- Delprogram Marine økosystemer
- Delprogram Økosystempåvirkning
- Delprogram Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF):
  - o Effekter i vannsøylen
  - o Spesielle forskningsoppgaver i Arktis
  - o Kobling mellom forskning og overvåking
  - o Langtidseffekter av akutte utslipp
  - o Pågående utslipp av borekaks

Av igangsatte prosjekter er følgende vurdert som relevant i forhold til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen:

- Utvikling av kvalitetsindeks for det marine miljø basert på biomarkører: Integrering av forurensingseffekter
- Parameterisering av effekter av vannbaserte borevæsker og borekaks på bunnfauna: Felt og laboratorieeksperimenter.
- Eksponeringssystem for kontrollert kontinuerlig eksponering av fiskeegglarver med dispergert olje. Vurdering av input data og validering av eksperimenter knyttet til borevæsker som en del av ERMS.
- Forekomst av fluorinerte alkylforbindelser i miljøet som stammer fra brannslukningsskum benyttet på norske oljeplattformer
- Effekter av uløste oljeblandinger i vannsøylen

### 18.5. SEAPOP

SEAPOP ble opprettet i 2005 av Miljøverndepartementet og Olje- og energidepartementet. OLF deltar i finansieringen av programmet.

SEAPOP er et nasjonalt program for langsiktig forskning og overvåking av sjøfuglbestander. Programmet skal bidra til å sikre

bærekraftighet, gjennom å kunne forutsi, og skille fra hverandre, endringer som forårsakes av menneskets inngrep og de som skyldes naturens egen variasjon.

SEAPOP skal styrke muligheten for kunnskapsbaserte beslutninger og følge utviklingen i naturmiljøet etter at viktige beslutninger er tatt, både relatert til oljevirkosomhet annen virksomhet og forvaltning. I første omgang er programmet fokusert på nordområdene, men det forventes etter hvert utvidet til å dekke havområdene lenger sør. Konseptet ble utviklet i samarbeid mellom oljeindustrien og NINA, men er senere videreutviklet i samarbeid med andre forskningsmiljø og myndigheter. På nasjonalt nivå er programmet kostnadsberegnet til ca 19 mill kr pr. år. Dette forutsetter at de aktiviteter som ikke er av overvåkingskarakter fordeles jevnt over en tiårsperiode.

### **18.6. CO<sub>2</sub>/Klima**

En rekke FoU programmer pågår med fokus på området fangst og lagring av CO<sub>2</sub>. Herunder inngår flere programmer i Norge og i EU. Blant annet:

- CCP Phase II (Norge, EU): Teknologitvutvikling for å redusere kostnadene ved fangst av CO<sub>2</sub> fra forbrenning samt sikker lagring i undergrunnen.
- HiOx (Norge): Utvikling av teknologi for kraftgenerering hvor oksygen først separeres fra luft etterfulgt av forbrenning av naturgass i en atmosfære av eksosgass (OxyFuel)
- CASTOR (EU): Utvikling av nye teknologier for fangst og separasjon av CO<sub>2</sub> fra eksosgass samt metoder for å kvantifisere og minimere usikkerhet og risiko knyttet til lagring av CO<sub>2</sub>.
- ENCAP (EU): Utvikling av teknologi for forforbrenning.
- SACS (Norge): Full skala demonstrasjon av CO<sub>2</sub> injeksjon og lagring i Utsira-formasjonen.
- JustCatchTM (Norge): Kostnadsreduksjon ved fangst av CO<sub>2</sub> fra eksosgass

Mer utfyllende informasjon om pågående forskning innen klima/CO<sub>2</sub> finnes på IEA sin nettside: <http://www.co2capture-andstorage.info/co2db.php4>





## VEDLEGG I. Behandling av kommentarer til Forslag til utredningsprogram datert juni 2005

Et forslag til utredningsprogram ble sendt på høring av OED i juni 2005 med høringsfrist 24. september.

Kommentarer er mottatt fra følgende parter:

- 1 Arbeids- og sosialdepartementet
- 2 Bergen kommune
- 3 Direktoratet for naturforvaltning
- 4 Fiskeri- og kystdepartementet
- 5 Fiskeridirektoratet
- 6 Forsvarsdepartementet
- 7 Fylkesmannen i Sogn og Fjordane
- 8 Fylkesmannen i Sør-Trøndelag
- 9 Havforskningsinstituttet
- 10 Hordaland Fylkeskommune
- 11 Kystverket
- 12 Miljøverndepartementet
- 13 Norges Fiskarlag
- 14 NTNU, Vitenskapsmuseet, Seksjon for arkeologi og kulturhistorie
- 15 Sogn og Fjordane Fylkeskommune
- 16 Statens forurensningstilsyn
- 17 Stavanger-regionens Næringsutvikling
- 18 Sør-Trøndelag Fylkeskommune
- 19 Trøndelagsrådet
- 20 Øygarden kommune

I det følgende er de enkelte høringsuttalelsene referert punktvis, og OLFs kommentarer til uttalelsene er gitt fortløpende for hvert punkt.

### 1. Arbeids- og sosialdepartementet (ASD)

1. ASD har forelagt saken for Petroleumstilsynet til vurdering. De har ikke merknader til programmet, men minner om at området Nordsjøen sørøst er definert som miljøsårbar i tildelingen, og at det er knyttet visse betingelser til tildelingene. Disse betingelsene antas å være ivaretatt i programforslag og konsekvensutredning.

Kommentaren tas til etterretning.

### 2. Bergen kommune

1. Bergen kommune mener RKU Nordsjøen bør omfatte temaene:
  - Fjerning, opphogging, gjenvinning og destruksjon av gamle oljeplattformer
  - Samfunnsmessig betydning av olje og gassvirksomhet for Bergensregionen; både for sysselsetting, næringsutvikling og verdiskaping.

RKU-arbeidet vil fremskaffe en status oversikt over felt som skal utvikles og gi en beskrivelse av problemstillinger knyttet til nedstengning og avvikling av petroleumsvirksomhet. Omfang av fremtidig opphoggingsvirksomhet er dokumentert i tidligere studier og vil refereres til.

Samfunnsmessige forhold vil i RKU-arbeidet bli omtalt på nasjonalt nivå. Se for øvrig kommentaren til uttalelsen fra Sogn og Fjordane fylkeskommune.

### 3. Direktoratet for naturforvaltning (DN)

1. DN viser til sin uttalelse av 29.11.2001 for RKU Norskehavet, da synspunkter i denne også vil være aktuelle for Nordsjøen.

OLF har vurdert DNS uttalelse fra 2001 og vil legge disse til grunn hvor det vurderes som aktuelt. Flere av disse uttalelsene er også gitt spesifikt i DNS uttalelse til RKU Nordsjøen.

2. RKU må gi en oversikt over miljøverdier, sårbarhet, oljedriftsberegninger, trusselbilde og effekter av petroleumsvirksomhet for å bidra med vurderinger og forutsigbarhet.

De nevnte forhold er beskrevet i forslag til utredningsprogram og vil belyses i RKU.

3. Det er fortsatt store kunnskapshull i forståelsen av for eksempel den nedgang i sjøfuglbestand som registreres – og hvilke faktorer som innvirker/samvirker. Den kunnskap som finnes må derfor benyttes på best mulig måte, herunder ved å sammenstille eksisterende og nyere kvalitetssikret data siden forrige RKU, samt å identifisere tilleggsundersøkelser.

I uttalelser fra Fylkesmannen i Sogn og Fjordane fremkommer at de sammen med Fylkesmannen i Hordaland blant annet har innsamlet en del data de senere år. Som en del av RKU Nordsjøen vil derfor dette, og eventuelt annet nyere materiale, innhentes og sammenstilles sammen med tidligere data og således utgjøre et oppdatert grunnlag for statusbeskrivelser og konsekvensvurderinger.

4. Det forutsettes at det lages en oversikt over forsknings- og overvåkingsaktiviteter som foregår, eller som vil settes i gang i nærmeste fremtid vedrørende miljøeffekter.

I RKU vil det gis en oversikt over relevant miljøovervåking i regi av industrien og statlig miljøovervåking. Havforskningsinstituttet vil bistå med å etablere denne oversikten. Det vil også presenteres status for relevant petroleumsrelatert miljøforskning.

5. DN ønsker en oppdatert vurdering av sårbarhet for spesielt miljøfølsomme områder og andre særlig viktige forekomster av habitat/planter/dyr og at dette gir grunnlaget for vurdering av konsekvenser og miljørisiko.

RKU vil bygge på de arbeider som er gjort av myndighetene på dette, herunder eventuelle oppdaterte SMO og MOB. Dette er arbeider som er utført av de relevante fagmyndigheter og en eventuell oppdatering vurderes derfor

primært at må gjøres av disse for å danne et oppdatert og omforent bilde.

6. DN er positiv til SEAPOP og at dette videreføres til Nordsjøen.

Kommentaren tas til etterretning. SEAPOP er et selvstendig initiativ og RKU-arbeidet har ingen innflytelse på dette. Ambisjonen i SEAPOP er imidlertid at også Nordsjøen på sikt skal dekkes.

7. Kvalitative og semi-kvantitative vurderinger bør benyttes ved vurdering av konsekvenser der kunnskapsgrunnlaget har begrensninger. Ved bruk av modeller og beregninger bør begrensningene omtales og føre-var prinsippet bør legges til grunn.

OLF vil forsøke å ivareta disse forholdene ved tildeling av oppdrag for gjennomføring av delutredninger og i sluttrapporten. Det er en ambisjon at for eksempel bruksområder og begrensninger ved EIF-verktøyet skal beskrives.

8. DN forventer at RKU skal bidra med faglig og detaljert grunnlag til myndighetenes vurderinger i ulike planfaser, vilkårsetting mv og gi rammer for en beredskap i regionen som er dimensjonert ut fra sårbarhet til viktige miljøforekomster. Sammenstilling av konsekvenser bør derfor ha et langsiktig perspektiv, og inkludere vurderinger av miljøkonsekvenser lokalt, regionalt og nasjonalt. Vedrørende avbøtende tiltak vil RKU kunne bidra med oversikt over (de positive) virkningene for miljø som følge av avbøtende tiltak og som er foretatt i Nordsjøen, for å gi rettledning ifm planlegging og drift av konkrete utbyggingsfelt.

Detaljeringsgraden bør være slik at konsekvensene for SMO, sjøfugl mv vurderes på månedsbasis slik at de kan benyttes for å anbefale boretidsvindu – sommer/ vinter er ikke nok detaljert.

Det er intensjonen at RKU skal gi en oppdatert oversikt over kunnskapsstatus når det gjelder mulige miljøpåvirkninger som følge av petroleumsvirksomheten i området. Det vil bli forsøkt å tilrettelegge informasjonen på en slik måte at denne har størst mulig nytte for alle berørte parter, herunder også myndighetene. RKU har et perspektiv i størrelsesorden 5-10 år og vurderer konsekvenser både på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå, alt etter hva som vurderes mest hensiktsmessig i forhold til målsettingene. I arbeidet vil en forholde seg til det regelverksregimet som finnes, inkludert gitte krav og betingelser. Arbeidet vil belyse positive virkninger som er oppnådd ved ulike avbøtende tiltak, for eksempel relatert til nullutslippsarbeidet med ca 80% relativ nedgang i miljørisiko fra 2002 til 2006 relatert til utslipp av miljøfarlige komponenter. Utbyggingsløsninger og mulige avbøtende tiltak er forhold som blir vurdert for hvert enkelt utbyggingsprosjekt. RKU vil tjene som beskrivelse av status med hensyn til utslippsreducerende teknologi. Detaljeringsgrad for sårbarhets- og konsekvensutredninger vil forsøkes lagt så høyt som mulig i forhold til DNS uttalelse.

9. RKU må sette miljøpåvirkning/konsekvenser fra planlagt/mulig ny aktivitet i relasjon til påvirkning fra eksisterende og historisk petroleumsvirksomhet. Omfang av utnytting av petroleumsressurser og hvordan utvinningen gjennomføres er av betydning for miljø.

I RKU vil en belyse mulige konsekvenser av fremtidig virksomhet blant annet ved å bygge på erfaringer (herunder overvåkingsresultater) fra eksisterende og historisk petroleumsvirksomhet. Prognosegrunnlaget som legges til grunn for å anslå fremtidig petroleumsvirksomhet er basert på siste offisielle data fra OD (innrapportert til OD høsten 2004) og selskapene, og tar således hensyn til faktisk forventet utnyttelsesgrad for de ulike felt. Dette gjelder også oppdaterte prognoser for

utslipp av produsert vann og utslipp til luft. Disse vil bli sammenlignet med tidligere prognoser. Hvilken utnyttelsesgrad som vil bli oppnådd bestemmes ut fra prosjekt-/feltspesifikke vurderinger, der bl.a. reservoarmessige forhold og prosjektøkonomi er vesentlige kriterier. Det vil ikke være mulig innenfor RKU-konseptet å vurdere scenarier med ulik utnyttelsesgrad.

10. Som bidrag til økosystembasert forvaltning foreslår DN av RKU skal:
  - Identifisere influensområder hvor beskyttelse og/eller forutsetning om avbøtende tiltak ift petroleumsaktivitet sjø/kystnær/land er gitt eller bør vurderes
  - Identifisere, beskrive og beskytte kritiske prosesser i økosystemet, samt legge til rette for hensyn til interaksjoner mellom bestander og å sikre et sunt og godt miljø.
  - Bidra til generelt høye ambisjoner mhp miljø for å ivareta andre interesser knyttet til kyst og hav.
  - Dersom det er uklarhet omkring viktige årsaksfaktorer, eller andre faktorer antas å ha større påvirkning, bør tiltak fra petroleumsindustrien likevel innarbeides for å redusere/begrense den totale belastningen på økosystemet av ulike påvirkningsfaktorer.
  - Bidra til god informasjonsflyt og lettforståelig kvalitetssikret kunnskap, bla fra overvåkingsundersøkelser.

Det vises til punkt 8 over. RKU Nordsjøen har som ambisjon å legge til grunn en økosystemtilnærming. Oljeindustrien har imidlertid verken myndighet eller ønske om å berøre området økosystembasert forvaltning. Dette må ivaretas av de respektive sektormyndigheter. I RKU arbeidet vil OLF forsøke å tilrettelegge materialet på en slik måte at dette kan benyttes av myndighetene i deres arbeid med økosystembasert forvaltning. For eventuell virksomhet i nye områder vil et sannsynlig influensområde

defineres, og sårbare naturressurser innen influensområdet vil beskrives.

Interaksjoner mellom viktige komponenter i økosystemet, for eksempel mellom fugl og fisk, er viktig og vil belyses. Industrien vil innenfor sine rammebetingelser gjennomføre tiltak for å redusere virksomhetens belastning på økosystemet, uavhengig av andre påvirkningsfaktorer. I RKU vil en forsøke å belyse det totale påvirkningsbildet, så langt det lar seg gjøre å skaffe grunnlagsdata fra andre virksomheter. OLF har for eksempel nylig fått utarbeidet en oppsummerende rapport om oljekontaminering, basert på overvåkingsundersøkelsene på sokkelen. Dette arbeidet vil benyttes i RKU.

11. DN støtter at det lages en sammenfattende rapport, men oppfordrer til at eventuell usikkerhet og kunnskapshull blir tydelig referert og at konsekvenser for natur- og miljøressurser kommer godt frem, gjerne med konkrete forslag til oppfølgende undersøkelser og avbøtende tiltak.

Uttalelsen vil forsøkes ivaretatt i arbeidet ved at det gjennomføres delutredninger som oppsummeres i sluttrapporten. Det vil bli pekt på hvilke områder det anses å være behov for økt kunnskap. Hvilke konkrete oppfølgende undersøkelser som skal gjennomføres vil være opp til de enkelte utbyggingsprosjektene og bestemmende myndigheter.

12. DN oppfordrer til i tillegg til prognosene å inkludere innrapporterte (utslipps)data fra tidligere år, for å belyse påvirkning så vel pr år som samlet over tid.

Historisk påvirkning fra virksomheten er belyst i eksisterende RKU (RKU Nordsjøen, 1999) samt gjennom en omfattende regelmessig miljøovervåking. Dette vil utgjøre en del av grunnlaget for pågående oppdatering av RKU, mens hovedfokus er på mulige fremtidige virkninger. Tidligere utslippsdata finnes i form av rapporter hos SFT tilbake til slutten av 1980-tallet. I den oppdaterte

RKU Nordsjøen vil vi presentere prognoser for utslipp fra 2005 til 2024.

13. DN ber om at forskning som pågår eller planlegges blir benyttet til å belyse problemstillinger knyttet til tålegrenser og vurdering av konsekvenser/miljøvirkninger.

RKU vil baseres på tilgjengelig oppdatert kunnskap, herunder resultater fra forskning som er avsluttet og kvalitetssikret på det tidspunkt de ulike delstudier pågår, blant annet fra PROOF.

14. Det bør tydelig fremgå at tema som inngår i miljø- og naturressursbeskrivelsen skal utredes vedrørende trusselbildet og vurderes mht konsekvenser. Herunder nevnes spesifikt SMO, rødlistearter med mer, viktige økologiske funksjoner, vurdering av vernede/ beskyttede områder, oppdatering av SMO og MOB, ballastvannproblematikk. Vurdering av konsekvenser bør videre omfatte ulike faser av et prosjekt samt konsekvenser av tilhørende virksomhet (skipstrafikk, landanlegg mv).

De oppdaterte miljø- og ressursbeskrivelsene vil legges til grunn for de delutredningene som spesifikt skal belyse mulige miljøkonsekvenser. Siste oppdaterte og offentlig tilgjengelige kunnskap vil legges til grunn for arbeidet. DNs uttalelse vil bli tatt hensyn til når delutredningene spesifiseres.

15. Alle kart bør angis med bredde- og lengdegradsangivelse, blokknummer og tilpasset detaljeringsgrad. Det vil være en forbedring om SMO-kart mv kan presenteres sammen med influensområde ved ulike uhellsscenarioer etc.

Å lage gode og presentable kart er både viktig og utfordrende. OLF vil forsøke å ta hensyn til DNs uttalelse ved utarbeidelse av kart.

16. Langtidsvirkninger, mulige indirekte virkninger og mulige sum-effekter bør utdypes ut fra aktuelle forskningsresultater. Her er det viktig å få belyst problemstillingene også om det er for tidlig å konkludere ut fra gitte resultater. Dersom det er usikkerhet og kunnskapsmangler, bør disse utdypes og synliggjøres, gjerne med forslag til dokumentasjon, forskning og overvåking, slik at kunnskapen på sikt kan bedres.

Disse forholdene er diskutert også i møte med DN. I den grad det er mulig vil indirekte virkninger og mulige sum-effekter vurderes. De enkelte delstudier vil belyse områder hvor det er stort behov for ny kunnskap. Dette vil bli omtalt også i sluttrapporten.

17. Der det forventes mulig konflikt med vesentlige miljøverdier, bør alternative tekniske utbyggingsløsninger og avbøtende tiltak utredes mhp å prøve å redusere de negative konsekvenser.

Alternative utbyggingsløsninger vil ikke utredes i RKU men gjøres i de feltspesifikke konsekvensutredningene. Tilsvarende gjelder for feltspesifikke avbøtende tiltak. I RKU vil det imidlertid gjøres vurderinger på regionalt nivå, og aktuelle tiltak vil presenteres og diskuteres.

18. DN er ikke enig i at RKU skal erstatte feltspesifikke konsekvensutredninger, men være et egnet verktøy til å komme med vurderinger av kunnskapsgrunnlaget og gi anbefalinger om nødvendige undersøkelser for de enkelte delområder som bør utredes ved feltspesifikke konsekvensutredninger.

Regionale konsekvensutredninger er tatt i bruk for å oppnå en bedre og mer helhetlig beskrivelse av konsekvenser knyttet til petroleumsvirksomheten, og for å forenkle og effektivisere utredningsprosessen. Petroleumsløven

krever at det som en del av PUD, PAD og avslutningsplaner skal utarbeides konsekvensutredninger, og i de fleste tilfeller vil det bli utarbeidet en egen, prosjektspesifikk konsekvensutredning. I flg. "Veileder for PUD og PAD", utgitt av Oljedirektoratet 18.5.2000, er det likevel klart at dersom utredningsplikten allerede er oppfylt, skal det ikke kreves at det utarbeides en ny konsekvensutredning. Hvordan utredningskravet mest hensiktsmessig skal oppfylles er opp til rettighetshaverne å vurdere. Utredningskravet kan oppfylles ved en regional konsekvensutredning, en feltspesifikk konsekvensutredning eller en kombinasjon av de to, jfr. brev fra OED til selskaper og høringsinstanser 17.12.1999.

#### 4. Fiskeri- og kystdepartementet (FK)

1. FK viser til det omfattende arbeidet som ble gjort med RKU Nordsjøen i 1999 og de kommentarer de ga til dette. De regner med at disse kommentarene tas hensyn til i denne oppdateringen av RKU.

I forbindelse med utarbeidelse av forslaget til utredningsprogram har OLF vurdert de kommentarer som ble mottatt til siste RKU Nordsjøen og også senere til RKU Norskehavet. Disse kommentarene er forsøkt ivaretatt i forslaget til utredningsprogram og videre konsekvensutredning.

2. FK viser til detaljerte kommentarer fra hhv Fiskeridirektoratet, Kystverket og Havforskningsinstituttet, og anmoder om at det blir tatt tilbørlig hensyn til disse kommentarene.

De konkrete uttalelser for disse etatene behandles separat i dette brevet, og vil så langt som mulig forsøkes ivaretatt.

3. FK mener det er viktig at erfaringene fra bruken med eksisterende RKU blir vurdert i den oppdaterte utredningen.

RKU Nordsjøen fra 1999 var første RKU for norsk sokkel. De erfaringer en har gjort med denne vil bli benyttet som grunnlag for forbedringer ved denne oppdateringen.

4. FK ønsker en vurdering av hvorledes industriens overvåking kan samordnes med offentlig overvåking.

Både petroleumsindustriens og statens miljøovervåking i Nordsjøen er omfattende. Den private overvåkingen skjer i henhold til spesifikke forskrifter, er regionalt inndelt og utføres regelmessig. En samordning mellom statlig og privat overvåking kan være positiv både økonomisk ved at en får mer ut av hvert enkelt tokt, og faglig ved at informasjonen blir bedre sammenlignbar og komplementær. Ansvar for en eventuell samordning/koordinering av overvåkingsaktiviteten ligger hos myndighetene. Som en første tilnærming for å belyse en slik mulighet ønsker OLF imidlertid som en del av RKU arbeidet å gi en oversikt over relevant statlig og privat overvåking. Dette kan benyttes i myndighetenes videre vurdering av dette spørsmålet.

## 5. Fiskeridirektoratet (FDir)

1. FDir mener forslaget til program er et godt utgangspunkt for arbeidet og synes det er hensiktsmessig med en slik oppdatering nå og som også innbefatter områdene sør for 58 grader Nord.

Kommentaren tas til etterretning.

2. FDir antar RKU skal gi en oppdatert oversikt over alle olje- og gassfelt (felt, installasjoner, rørledninger), herunder også oversikt over antatt levetid, gjenværende reserver og eventuelle nye funn/utbyggingsprosjekter.

RKU vil presentere alle felt i drift, samt avviklede felt, inkludert gjenværende reserver for felt i drift. Antatt levetid vil angis i henhold til lisensbetingelser og for øvrig offisiell informasjon. Videre vil lokalisering av felt som planlegges utbygd, og som i dag er plassert i ressursklasse 4 bli presentert. Andre felt og funn i ressursklasse 5 vil også bli vist. Prospekter vil bli inkludert i prognosegrunnlaget, men geografisk plassering vil bli vist bare i den grad de enkelte lisensene ønsker det. For prospekter vil det være knyttet stor usikkerhet.

3. FDir ber om at påstanden om økt dominans av trål i forhold til not i fiskeriene verifiseres. Videre at arbeidet ser på viktighet av fiskeri innen de ulike delregioner, totalt og for redskapstyper og arter.

Det planlegges en omfattende datainnhenting om redskapstyper og fangst av ulike arter fordelt pr. geografisk delregion. Data vil innhentes fra FDir og tilsvarende fra britisk, dansk og nederlandse kilder for ulike år. Dette forventes å dekke de spørsmål som FDir stiller.

## 6. Forsvarsdepartementet

Forsvarsdepartementet har ingen merknader til konsekvensutredningen.

## 7. Fylkesmannen i Sogn og Fjordane

1. Fylkesmannen savner en nærmere redegjørelse for hva som legges i at RKU vil forsøke å legge til grunn en økosystemtilnærming. Det henvises til kap 5.7 angående samordning med arbeid som pågår innen ICES, men at endelige resultater fra dette arbeidet ikke vil kunne inngå i RKU.

Økosystembasert tilnærming betyr i denne sammenheng at en er bevisst på at det er den samlede påvirkning og

samspeilet mellom individer, bestander og fysiske faktorer som avgjør "helsetilstanden" i økosystemet. Økosystemtilnærming er dessuten en faglig arbeidsprosess som er forholdsvis ny og ikke fullt ut dokumentert metodikk. Det er således usikkerhet knyttet både til innhold og metoder for hvordan dette skal tilrettelegges.

Økosystemtilnærming er primært en forvaltningsstrategi, og denne forsøkes nå i arbeidet med en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet. Også ICES arbeider i første rekke med de overordnede prinsippene for økosystembasert forvaltning, og videre detaljer og metoder vil eventuelt belyses i oppfølgende arbeider etter 2006. I arbeidet med RKU Nordsjøen er det imidlertid opprettet kontakt med forskere som deltar i dette arbeidet, slik at de overordnede prinsippene for en økosystemtilnærming i størst mulig grad kan samordnes med tilsvarende i RKU-arbeidet.

2. Fylkesmannen mener at globale energibetraktninger og effekter av klimagassutslipp burde utredes som en del av RKU, med henvisning til prinsippet om økosystemtilnærming, for å gi et mer helhetlig inntrykk.

Det pågår prosesser i regi av norske myndigheter hvor det vurderes hvordan norske klimaforpliktelser skal møtes. På sektornivå gjøres tilsvarende vurderinger av myndighetene og i samarbeid med industrien for å vurdere aktuelle tiltak og mekanismer knyttet til energi og klimagassutslipp. Statusrapporter og resultater fra disse prosessene vil inngå i RKU, men det er vurdert som lite hensiktsmessig at RKU-arbeidet isolert skal gjøre denne type vurderinger. Andre eksisterende prosesser ivaretar disse problemstillingene. RKU Nordsjøen dekker dessuten bare deler av sokkelen, og kan således ikke gi et totalbilde. RKU-arbeidet vil imidlertid bidra ved å gi oppdaterte prognoser for utslipp fra eksisterende og antatt fremtidig virksomhet.

3. Fylkesmannen mener at en under temaet skipstrafikk ikke bare bør

fokusere på operasjonelle konsekvenser for fiskeri, men også på konsekvenser skipstrafikken kan ha på miljø (for eksempel ved uhell med skytteltankere).

Uhellsutslipp med skytteltankere vil utgjøre en del av risikobildet knyttet til akuttutslipp av olje, og vil utredes (jfr. Forslag til utredningsprogram, kap 5.8)

4. Fylkesmannen mener at en under temaet Samfunnsforhold ikke bare må presentere statistikk over statlige inntekter, sysselsettingsvirkninger og eksempelstudium, men også belyse samfunnsmessige virkninger og kostnader av ulike typer kroniske og akutte utslipp.

I enkelte arbeider er det tidligere forsøkt å belyse konsekvenser for samfunnet ved akuttutslipp. Blant annet ble konsekvenser for turistnæringen utredet i arbeidet med RKU Norskehavet, og tilsvarende i myndighetenes utredning for Lofoten-Barentshavet (ULB). Lokal viktighet av turisme i potensielt utsatte områder, at petroleumsvirksomhet var en "ny" næring, samt petroleumsvirksomhetens beliggenhet lå til grunn for gjennomføring av disse studiene. Tilsvarende forhold for Nordsjøen er svært forskjellig; virksomheten ligger geografisk spredt og generelt langt til havs, den har pågått lenge, turistnæringen er videre ikke spesielt knyttet mot utsatte enkeltområder men finnes bredt. Gjennom 35 år med virksomhet i området har dette forholdet aldri vært en reell problemstilling. Det er således i arbeidet med RKU Nordsjøen valgt ikke å utrede konsekvenser for landbaserte næringer, men å benytte det grunnlaget som finnes fra tidligere studier (som nevnt over). Eventuelle samfunnsmessige virkninger av kroniske utslipp er ikke kjent og anbefales ikke utredet. Mulige renommé-effekter for eksempel fisk i Nordsjøen pga oljevirkosomhet vurderes som lite relevant gitt den omfattende virksomheten i over 40 år uten noen dokumentasjon på forringet kvalitet av fisk eller påvirkning av fiskebestander fra

petroleumsvirksomhet. Dette anbefales ikke nærmere utredet for Nordsjøen.

5. Fylkesmannen mener det er viktig at forskningsprogrammet PROOF følges opp, og ønsker at RKU presenterer resultater fra dette forskningsprogrammet.

PROOF vil videreføres i programmet "Havet og Kysten" i regi av Norges forskningsråd (NFR) og med betydelig finansiering fra OLF. Resultatene fra PROOF benyttes i selskapenes arbeid med å redusere mulig miljøskade fra sin virksomhet, og resultatene vil også inngå som et grunnlag for konsekvensvurderingene i RKU. Det synes også fornuftig, som foreslått av Fylkesmannen, at RKU gir en oppsummering fra arbeidet så langt, samt angir veien videre.

6. Fylkesmannen påpeker at eget fylke er blant de minst oppdaterte hva gjelder kunnskap om forekomster av ulike naturressurser. De viser til kartlegging av sjøfugl de senere år (siden 2000) i regi av Fylkesmannen i Sogn og Fjordane og Hordaland. Resultater fra dette arbeidet foreligger og vil kunne benyttes i RKU.

OLF ser meget positivt på det kartleggingsarbeidet som gjøres for sjøfugl av fylkesmennene. Disse dataene er av stor betydning i forbindelse med blant annet planlegging av oljevernberedskap, og vil også inngå som en viktig kilde i arbeidet med RKU. Vi vil derfor ta nærmere kontakt med Fylkesmannen for å få tilgang på det nevnte materialet slik at dette kan inngå i våre vurderinger.

## 8. Fylkesmannen i Sør-Trøndelag

Fylkesmannen i Sør-Trøndelag har ingen merknader til saken.

## 9. Havforskningsinstituttet (HI)

1. HI mener forslaget til utredningsprogram gir et rimelig godt utgangspunkt for en ny og oppdatert RKU.

Kommentaren tas til etterretning.

2. HI ønsker en grundig beskrivelse av alle petroleumsrelaterte innretninger i området, inkludert historisk utvikling. I tillegg bør prognoser for fremtidig utvikling beskrives. Planer for avvikling og fjerning, samt nåværende og fremtidig arealbeslag må belyses, som et viktig element for vurdering av konsekvenser for utøvelse av fiske.

De kommenterte forhold planlegges dekket i RKU på et tilpasset detaljeringsnivå i forhold til rapportens omfang og hensikt.

3. HI ber om at RKU grundig beskriver utslippshistorikken på det enkelte felt og til den enkelte region – tidligere utslipp og pågående utslipp, herunder både godkjente operasjonelle utslipp og uhellsutslipp. I tillegg til oversikt over utslipp av naturlige komponenter ønskes også oversikt over kjemikalier som er benyttet og sluppet ut. I tillegg ønskes prognoser for fremtidig utvikling av utslippene.

Det HI her ber om er en meget omfattende og krevende jobb, som ikke virker direkte relevant knyttet til RKU-arbeidet. Petroleumsvirksomheten i Nordsjøen startet på slutten av 1960-tallet og en del av de utslipp som skjedde på 60- og 70-tallet finnes det ikke oversikt over. I tidligere perioder var det spesiell fokus på utslipp fra boring, som også ble vurdert å gi de største miljøkonsekvensene. Oversikt over utslipp fra boring og rester fra utslippene i form av borekakschauger på havbunnen finnes i henholdsvis årsrapporter fra SFT (fra 80-tallet og utover), OLFs årsrapporter for de siste



år, samt fra studier tidligere utført for OLF om borekakschauger. I tillegg finnes en god oppsummering av relevant utslippshistorikk for de ulike felt og regioner i rapportene fra miljøovervåkingen. I RKU Nordsjøen er primær fokus på perioden fremover. OLF ønsker derfor i størst mulig grad å fokusere innsatsen på å gi en god beskrivelse av dagens status og utslippsprognoser, og konsekvenser av dette. Relevant statistikk vil tas med hvor dette finnes relevant, men det planlegges ikke å utarbeide en fullstendig oversikt over historiske utslipp (planlagte og akutte) eller bruk av kjemikalier.

4. Når det gjelder kjemikalier ønsker HI mer utfyllende informasjon enn kategorisering som grønn, gul, rød og svart. Det ønskes oversikt over hovedgrupper og volumer av kjemiske stoffer som har vært benyttet og som benyttes; egenskaper og formål, oppførsel i marint miljø og effekter på marine organismer. Dette anses som nødvendig for vurderinger av potensielle konsekvenser på miljøet både på lokal og regional skala.

Hovedfokus vil være på kjemikalier som benyttes og som planlegges benyttet heller enn en oppsummering av historisk informasjon. For å holde informasjonen på et presentabelt nivå, er planen å gi informasjon i henhold til SFTs fargekategorisering (jfr. forslag til utredningsprogram kap 5.5, 4. avsnitt). En del av den informasjonen som HI etterspør er også konfidensiell og myndighetenes tilgang er begrenset til produktregisteret. Informasjon om utslipp av kjemikalier vil inngå i grunnlaget for EIF-beregningene pr felt. Disse vil bli lagt til grunn for lokale og regionale konsekvensvurderinger. En opplisting av all den spesifikke dokumentasjonen som finnes om det enkelte kjemikalie vurderes ikke som hensiktsmessig, og konfidensialitetsforhold vil dessuten være til hinder for å kunne få dette til.

5. HI anbefaler at ny informasjon innhentes i beskrivelsen av

naturressursene, herunder bl.a. fra ICES og HI.

Dette er et sentralt tema for RKU oppdateringen og OLF har derfor allerede hatt to møter med HI for å diskutere bla dette forholdet. Intensjonen er at beskrivelsen skal reflektere dagens kunnskap og være oppdatert på alle sentrale temaer.

6. HI ønsker en grundig omtale av tidligere og pågående miljøovervåking av petroleumsindustrien, samt en vurdering av fremtidig utvikling, og hvordan denne skal benyttes til å vurdere konsekvenser og eventuelt kontrollere at vurderingene som er gjort i tidligere konsekvensutredninger holder mål og er riktige.

Det planlegges å gi en oversikt over dagens miljøovervåking, å gjøre en diskusjon på utviklingen av denne, samt å vise sentrale resultater fra overvåkingen, trender og nivåer. Siden denne overvåkingen er pålagt gjennom regelverket, vil det ikke være en grunnleggende diskusjon av endringer i overvåkingsregimet i RKU. Dette vil skje i andre fora hvor OLF deltar. Det vises blant annet til forslag til reviderte HMS-forskrifter som er ute på høring fra PTIL nå, og som bla. omhandler miljøovervåking. Før øvrig vises til kommentaren til uttalelsen fra FD.

7. HI viser til bruken av modeller i vurderingene av potensielle virkninger, og ønsker en redegjørelse for bruksområdet for modellene og hvilke begrensninger disse har.

Den metoden som vil benyttes er EIF. I henhold til forslag til utredningsprogram kap 5.5. skal EIF-metodens prinsipper og begrensninger presenteres. Dette vurderes derfor å dekke HIs kommentar.

8. RKU bør gi en oppsummering av den kunnskap man har om ulike miljøvirkninger av offshore petroleumsvirksomhet i Norge. Eventuelle mangler på kunnskap

bør også beskrives, og hva man ser for seg av behov for forskning for å tette disse kunnskapshullene.

En viktig del av kunnskapen er også å ha kunnskap om hva en ikke vet. Dette vil derfor være en sentral del av RKU-arbeidet (jfr. forslag til utredningsprogram kap 1.7, siste avsnitt), inkludert en vurdering av viktigheten av de spesifikke kunnskapsbehovene.

## 10. Hordaland Fylkeskommune

Fylkesutvalget i Hordaland har gitt følgende uttalelse:

1. Petroleumsverksemda i Nordsjøen er viktig for sysselsetting og verdiskaping på Vestlandet, men har også et potensiale for å gjere skade på andre viktige samfunnsinteresser. Fylkesutvalet meiner det er viktig at RKU for Nordsjøen vert oppdatert slik at ein har informasjon om verknader på miljø og samfunn basert på aktuell aktivitet, teknologi og miljøkunnskap.
2. Omfanget av informasjon i RKU vil vere stort, og det er difor trong for ein oppsummeringsrapport for totalverkandene slik det er lagt opp til.
3. Fylkesutvalet meiner at utgreiingsprogrammet femner det utgreiingstema som er viktig å få belyst.
4. Fylkesutvalet er oppteken av at petroleumsverksemda i Nordsjøen legg til rette for arbeidsplassar og verdiskaping på Vestlandet og i Norge. Primærløysing for nye utbyggingar bør vere ilandføring, vidarehandsaming, drift- og forsyning frå Norge, og komande politiske styringsdokument (St. meld/ St. prp) bør fastsette dette prinsippet. I konkrete utbyggingssaker bør eit norsk alternativ alltid vere utgreidd, men med rom for å presentere utanlandske alternativ dersom det er gode grunnar til det.

5. Fylkesutvalet viser særskilt til dei store utfordringane innan oljevernberedskap.

Uttalelsen tas til etterretning.

## 11. Kystverket (KV)

1. Det har foregått stadige endringer i omfang av og karakterer til petroleumsaktivitetene i Nordsjøen. Dette medfører endringer i grunnleggende forutsetninger når det gjelder miljørisikonivå og behov for risikoreduserende tiltak. KV mener derfor at oppdatert RKU må kvantifisere aktuell miljørisiko best mulig, som et forbedret grunnlag for behovet for risikoreduserende tiltak, herunder beredskap mot akutt forurensning.

Hvert felt i drift opererer i henhold til akseptkriterier for miljø, og har en tilpasset og godkjent beredskap mot akutt forurensning (generelt organisert gjennom NOFO). Endringer i drift og tekniske løsninger som innvirker på risikonivået for den aktuelle virksomheten skal således vurderes, og eventuelle tiltak skal implementeres. Dette er en viktig betingelse for samtykke for drift av hvert enkelt felt, og vil ikke vurderes i RKU. I RKU vil imidlertid forhold knyttet til akutt utslipp, miljørisiko og beredskap belyses i et regionalt perspektiv. Dette for å gi et bedre totalbilde enn hva som ligger i den individuelle virksomhets vurderinger.

2. Miljørisiko og beredskapsbehov relatert til andre forurensende stoffer enn olje bør også inngå i RKU.

I forbindelse med risikoanalyser vurderes ulike hendelser som kan inntreffe som følge av virksomheten. Herunder inngår vurdering av utslipp av olje og kjemikalier.

Normalt fremkommer ikke hendelser med utslipp av kjemikalier som dimensjonerende hendelser i forhold til risiko og beredskap. Oftest er det

oljeutblåsninger, rørledningsbrudd eller havari av oljetankere som er dimensjonerende for beredskapsplanleggingen. Konkrete beredskapsbehov vurderes – gjennom risiko og beredskapsanalysene – for hvert enkelt felt og oppdateres dersom risikobildet endres. Vi vil derfor ikke anbefale at dette temaet utredes i RKU.

3. Verken kommune eller stat kan garantere at deres utstyr for strandsoneberedskap er tilgjengelig for privat disposisjon innen NOFOs planlagte responstider. Dette bør petroleumsindustrien vurdere særskilt i forbindelse med oppdatering av beredskapen.

NOFOs oljevernberedskap er dimensjonert ut fra forutsetninger om en hendelse ved et gitt tidspunkt og at det skal samarbeides med andre parter slik at dobbel beredskap unngås. NOFO er kjent med at de statlige og kommunale ressursene prioriteres for egen aktivitet ved samtidige hendelser, men anser risikoen for dette som veldig lav. Ved petroleumsaktiviteter som setter strengere krav til responstider etc. enn hva statlige og kommunale ressurser er dimensjonert for, gjør petroleumsindustrien tiltak for å dekke dette gapet.

4. Kunnskap om miljøressurser i potensielle influensområder er av vesentlig betydning for korrekt kvantifisering av miljørisiko. Dersom kunnskapshull dokumenteres, bør det gjennomføres tiltak for å fylle disse.

Kunnskapsgrunnlaget om miljøforhold og naturressurser i Nordsjøen er rimelig godt, og det utføres regelmessig overvåking både i regi av statlige etater og andre for å følge med endringer og trender. Som basis for RKU Nordsjøen legges derfor til grunn dagens kunnskap. Samtidig vil eventuelle nye kunnskapsbehov forsøkes identifisert, slik at fokus kan tillegges disse i de relevante prosesser og kartleggings-/overvåkingprogrammer som gjennomføres. Dette vil bidra til et enda

bedre kunnskapsgrunnlag i fremtidige prosesser.

## 12. Miljøverndepartementet (MD)

1. MD støtter, slik det fremgår i forslaget til utredningsprogram, at RKU Nordsjøen i størst mulig grad skal legge til grunn en økosystemtilnærming.

Kommentaren tas til etterretning.

2. MD viser til uttalelser fra hhv SFT og DN som påpeker at RKU ikke kan erstatte feltspesifikke utredninger. Dette blant annet fordi RKU ikke tar i betraktning alternative utbyggingsløsninger med tilhørende miljøvirkninger for nye felt. MD slutter seg til denne vurderingen.

Vi viser til vår kommentar under tilsvarende punkt i uttalelsen fra Direktoratet for naturforvaltning.

## 13. Norges Fiskarlag (NF)

1. NF mener at en oppsummerende rapport er positivt, men understreker betydningen av grunnlagsmaterialet. De anbefaler at de underliggende rapporter gjøres tilgjengelig på departementets eller direktoratets nettside for enklere tilgang av det totale materialet.

Intensjonen er at både oppsummeringsrapport og underliggende delrapporter gjøres tilgjengelig via internett. Dagens ordning er at dette materialet finnes på Statoils nettside, samt på ODs nettside, som har samlet en mengde miljørapporter relevant for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (<http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ytre+miljo/Miljo/coverpage.htm>). Det er videre en intensjon i RKU arbeidet at internettsiden som presenterer materialet skal ha en mer funksjonell og brukervennlig tilpasning, for å lette

tilgang til materialet og øke nytten av dette.

2. NF mener RKU må legge til grunn en tilnærming mot effektene for økosystemet ut fra den kunnskap som foreligger. Samtidig må det utvises varsomhet med å konkludere hvilke effekter eventuelle tiltak kan/vil ha for økosystemet.

Kommentaren tas til etterretning.

3. NF understreker at sporingsdata gir et godt bilde av fiskeriaktiviteten hos den større flåten, men ikke dekker kystnær aktivitet. Satellittsporing er videre en relativt ny ordning, slik at variasjoner i tilgjengelighet og fangstområder er begrenset til noen år, noe som må tydeliggjøres i RKU.

Vurderingene i RKU vil fokusere på fiskeriaktivitet i Nordsjøen; langs Norskerenna og på sokkelen. For å ta hensyn til aktivitet med mindre fartøyer samt å få med variasjon over tid må det derfor gjøres en del faglige betraktninger ut over det grunnlaget som ligger i satellittsporingen og fangststatistikk-grunnlaget. Disse forholdene vil bli poengtert ved definering av delutredningen på fiskeri. Fiskeri innenfor grunnlinjen vil ikke bli dekket.

4. NF foreslår at RKU også belyser de samfunnsmessige konsekvensene av fiskeri for utredningsområdet.

RKU er et redskap for å oppfylle lovverkets krav om å utrede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på samfunn og miljø. Samfunnsmessige konsekvenser av fiskeri er en oppgave som ligger utenfor en RKU for petroleumsvirksomhet, og OLF anbefaler at dette ikke gjøres.

## 14. NTNU, Vitenskapsmuseet, Seksjon for arkeologi og kulturhistorie

Vitenskapsmuseet gir innledningsvis en oppsummering av relevant lovverk knyttet til kulturminner og petroleumsvirksomhet. Deres konkrete kommentarer til forslaget til utredningsprogram er oppsummert og vurdert under.

1. Vitenskapsmuseet understreker at kulturmyndighetene, og ikke tiltakshaver, skal være ansvarlig for å legge premissene for undersøkelsesplikten i henhold til kulturminneloven. For å vurdere potensial for konflikt med kulturminner må derfor undersøkelser gjøres knyttet til konkrete utbyggingsprosjekt.

Dette forholdet vurderes relevant til FKU for berørte områder innenfor territorialgrensa (4 nm utenfor grunnlinjen) hvor kulturminneloven gjelder. Dette vurderes ikke som direkte relevant for RKU-arbeidet. For området utenfor territorialgrensen ivaretar petroleumsloven hensynet til kulturminner.

Siden kulturminnelovens gyldighetsområde bare strekker seg ut til territorialgrensen, og faglig ansvarsfordeling for forvaltningene av kulturminner bygger på denne lov, finnes det etter kulturminneloven ikke innarbeidede prosedyrer for behandling av enkeltsaker på norsk sokkel utenfor territorialgrensen. I henhold til forskrift om faglig ansvarsfordeling etter kulturminneloven, er forvaltningen av kulturminner under vann i Norge er delt på fem regionale institusjoner (sjøfartsmuseene). Disse institusjonene er rette myndighet etter kulturminneloven. Etter dagens forvaltningspraksis er Riksantikvaren fast høringspart i konsekvensutredningsprosessen. Riksantikvaren avgjør i hvert enkelttilfelle hvorvidt saken skal delegeres til de respektive sjøfartsmuseene.

OLF er imidlertid enig i Vitenskapsmuseets syn, og mener dette reflekterer dagens situasjon. Konkrete krav til undersøkelse kan stilles av kulturmyndighetene i konsekvensutredningsprosessen, gjerne knyttet til høring av forslag til utredningsprogram. Dersom slikt krav ikke stilles vil tiltakshaver uansett være underlagt rapporteringsplikt ved eventuelt funn, og med videre oppfølging/kravstilling fra kulturmyndighetenes side.

2. Vitenskapsmuseet understreker viktigheten av at kvalifisert arkeologisk personell fra forvaltningen deltar i planleggingsprosessen og forundersøkelser.

Kommentaren tas til etterretning.

3. Vitenskapsmuseet mener det må tas høyde for at vernede kulturminner kan eksistere i de fleste områder i Nordsjøen. Meldeplikt for funn vurderes ikke å være tilstrekkelig for å ivareta eventuelle funn.

For å få en bedre oversikt over sannsynlige områder for funn av kulturminner planlegger OLF som en del av RKU Nordsjøen å gjennomføre en spesifikk studie på dette. Denne studien forventes å gi både kulturminnemyndigheter og industrien en bedre forståelse for hvor funn kan gjøres og av hvilken kategori. Dette kan lette arbeidet med å stille krav til undersøkelser og å planlegge undersøkelser i forbindelse med konkrete utbyggingsprosjekter. Som kommentert over er det opp til kulturminnemyndighetene å stille eventuelle krav til gjennomføring av undersøkelser, og meldeplikt er et alternativ som gjelder når andre krav ikke er stilt.

## 15. Sogn og Fjordane Fylkeskommune

1. Fylkeskommunen er positiv til at RKU Nordsjøen oppdateres og til at det lages en oppsummerende rapport. De understreker at det bare under helt spesielle forhold må gis dispensasjon fra kravet om feltspesifikke konsekvensutredninger.

Vi viser til vår kommentar under tilsvarende punkt i uttalelsen fra Direktoratet for naturforvaltning.

2. I oversikten over eksisterende og planlagt petroleumsvirksomhet (kap. 5.1) ønskes en oversikt over landanlegg i regionen med direkte tilknytning til petroleumsvirksomheten, inkludert antall sysselsatte pr. anlegg og hvilke oppgaver og ansvar som er tillagt disse anleggene.

Det planlegges å gi en kort beskrivelse av relevante landanlegg, funksjoner, hvilke felt de er knyttet mot. Det vil ikke gjøres utredninger av faglige tema relatert til landanlegg. Antall sysselsatte vil bli tatt med der slike opplysninger er tilgjengelige.

3. Følgende forhold ønskes belyst under kap 5.2:
  - Hvilket potensial finnes i forhold til utslippsreduksjoner og HMS-eksponering ved å benytte korteste vegs prinsipp i forsyningslinjene?
  - Peon-funnet i blokk 35/2 bør benyttes som eksempel for å illustrere hva som kan komme av ny frittstående aktivitet i området
  - Ny aktivitet bør vurderes basert på føringer fra Stortinget om en St meld om en helhetlig gjennomgang av norsk gassinfrastruktur.

Selskapene samarbeider om forsyning innen ulike delregioner der dette er funnet hensiktsmessig ut fra logistikk, behov og økonomi. Slik samordning gir også utslippsbesparelser, men

utslippsreducerende tiltak for hvert enkelt felt (eventuelt region) besluttet av de respektive selskaper og ikke som en del av RKU.

Vurdering av utbyggingsløsninger gjøres i de feltspesifikke konsekvensutredningene. Funnet Peon vil inkluderes som en del av grunnlaget i RKU, men beskrivelse av utbyggingsløsning vil dekkes av en FKU dersom Hydro velger å legge frem en Plan for utbygging og drift for Peon.

Ny aktivitet i prognoseperioden vil generelt bli beskrevet basert på informasjon fra hver enkelt lisens/operatør og OD for å gi best mulig oppdatert og relevant informasjon. Samtidig vil en i beskrivelsene ta hensyn til relevante føringer og dokumenter fra myndighetene.

4. Sogn og Fjordane bør ut fra kort avstand, stort potensiale og regionale ambisjoner, få en fremtredende plass i vurdering av fellestiltak for å redusere utslipp til luft i forhold til kap 5.4 i utredningsprogrammet.

I RKU vil det ikke utføres nye totale vurderinger av felles tiltak for å redusere utslipp til luft. Slike vurderinger gjøres i andre prosesser, og intensjonen er at resultatene fra foreliggende arbeider skal presenteres i RKU, herunder for eksempel fra vurderinger som er gjort med samordnet kraftforsyning, elkraftforsyning fra land etc.

5. Ved vurdering av akuttutslipp til sjø bør RKU ha spesiell fokus på forholdet mellom risiko og avbøtende tiltak (ressurser) for det mest utsatte området, som i stor grad ligger utenfor Sogn og Fjordane.

Beredskapen for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel ivaretas gjennom NOFO. NOFO har en beredskap, inkludert ressurser, som er tilpasset ytre forhold og virksomhetens risiko i hver enkelt region. Risiko og beredskapsressurser vil redegjøres nærmere for i RKU.

6. I forhold til temaet Konsekvenser for fiskeriene vil videre prosess være tjent med at partene

arbeider seg frem mot en felles forståelse av grunnleggende forutsetninger som arealbehov pr. båt.

I RKU Nordsjøen vil temaet fiskeri belyses basert på opplysninger fra Fiskeridirektoratet og dialog med Norges fiskarlag gjennom høring etc. samt erfaringsbasert kunnskap (gjennom en egen delutredning). Konsekvenser vil videre utredes basert på kjente metoder og i forhold til virksomhetsbeskrivelsen.

7. Informasjon og vurderinger av samfunnsmessige konsekvenser må være systematisk brutt ned på fylkesnivå.

Det er igangsatt en delstudie i arbeidet med RKU Nordsjøen (Samfunnsmessige virkninger) som primært tar sikte på å gi en samlet og strukturert oversikt over samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen fram til i dag, og hvilke virkninger som kan forventes i årene framover ut fra dagens kjennskap til reserver, ressurser og prospekter. Oversikten skal dels vise hvordan inntektene fra petroleumsvirksomheten bidrar til finansiering av statlig virksomhet, og dels vise hvordan investeringer og driftsaktiviteter på kontinentalsokkelen gir ringvirkninger i form av vare- og tjenesteleveranser og sysselsetting i det norske samfunn som helhet. Studien vil bli holdt på nasjonalt nivå. En nedbryting av samfunnsmessige virkninger på region/fylkesnivå vil for Nordsjøens vedkommende være beheftet med så stor usikkerhet at det ikke anses hensiktsmessig i forhold til den arbeidsinnsatsen det ville kreve. For enkeltprosjekter vil en regional tilnærming kunne benyttes, og dette vil i så tilfelle skje i de feltspesifikke konsekvensutredningene.

## 16. Statens forurensningstilsyn (SFT)

1. SFT understreker at RKU normalt ikke kan erstatte feltspesifikke utredninger, med særlig

henvisning til forholdet med utredning av alternative utbyggingsløsninger med mer.

SFTs kommentar er sammenfattende med OLFs syn på dette, og RKU er generelt ikke ment som en erstatning for FKU. Dette vil kun skje unntaksvis, og i henhold til gjeldende lovverk. Vi viser også til vår kommentar til tilsvarende punkt i uttalelsen fra Direktoratet for naturforvaltning.

2. SFT påpeker at det vil være en fordel om RKU Nordsjøen får en utforming og et innhold slik at den kan benyttes som et grunnlag for myndighetenes arbeid med strategiske konsekvensutredning av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen, som en del av forvaltningsplanarbeidet.

RKU Nordsjøen er et arbeid som gjennomføres av petroleumsnæringen, og primært for å dekke de behovene næringen har knyttet til regionale vurderinger og som et grunnlag for FKU. Denne vil derfor ikke nødvendigvis inneholde samme informasjon og vinkling som myndighetene vil ha i sine strategiske utredninger. Vi tror imidlertid at RKU vil inneholde en betydelig del av nyttig informasjon også for myndighetenes arbeid, og vil i den grad det er mulig forsøke å tilrettelegge også for en slik mulighet.

3. SFT mener det vil være et fremskritt om industrien i større grad utarbeider felles konsekvensutredninger for flere konkrete utbygginger i avgrensede områder. Dette kan baseres på RKU, og kan fjerne behovet for en FKU for hvert enkelt felt og redusere "bit-for-bit" vurderingene som FKU innebærer. En forutsetning for dette er at det gis et mer oppdatert og detaljert bilde av miljøforholdene i området enn det RKU kan gi.

OLF er enig i SFT sitt syn på dette. Det er allerede praksis for dette på sokkelen, blant annet for Skarv (BP) og Idun (Statoil). Det vil imidlertid være opp til

de enkelte lisensene å ta stilling til når og om slike felles utredninger kan være hensiktsmessige.

4. SFT forventer at det i RKU gis en fylldig beskrivelse av hvilke tiltak som er gjennomført for å redusere utslipp til luft, og hvilke tiltak som vil bli implementert for å nå de nasjonale målene og internasjonale forpliktelsene når det gjelder luftutslipp. Det forventes videre at prognoser er basert på oppdaterte tall og ny kunnskap, bla som følge av implementering av VOC-krav og BAT.

RKU vil forsøke å gi en oversikt over utførte og planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft, herunder basert på selskapenes IPPC rapport til SFT (15. april 2005). Prognoser vil baseres på RNB-2005 som vil re-vurderes i forhold til RNB-2006. I de innrapporterte prognosene vil de ulike lisenser ha rapportert i henhold til "dagens kunnskap" om tekniske løsninger og utslipp. Dataene er kontrollert av OD og må vurderes som de best tilgjengelige og oppdaterte prognoser.

5. SFT anser det som viktig at RKU redegjør for:
  - Alternative løsninger for kraftforsyning
  - Alternative CO<sub>2</sub>-reduserende teknologier offshore og/eller tilknytning til elektrifisering fra land
  - Energieffektiviseringstiltak
  - NO<sub>x</sub>-reduserende teknologier
  - VOC-reduserende teknologier

RKU vil gi en oversikt over status innen miljøteknologi, herunder tiltak for energieffektivisering og reduksjon av utslipp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC. Alternative løsninger for kraftforsyning offshore vurderes som et prosjektspesifikt tiltak og vil ikke utredes konkret i RKU, herunder for eksempel mulighet for lokal samordning av kraftforsyning i en mindre region. Kraftforsyning fra land er et tema som er utredet for enkeltfelt og regioner, og enkelte felt har valgt en slik løsning. Dette temaet er også et konkret utredningskrav til FKU, noe som

understreker den prosjektspesifikke relevansen for en slik vurdering. Det planlegges således ikke med en omfattende utredning av elkraftforsyning fra land, men hovedkonklusjonene fra tidligere utredninger vil bli presentert.

6. SFT forventer at RKU konkluderer med anbefalinger av tiltak som kan iverksettes for å redusere utslippene til luft.

Som nevnt over vil det gis en oversikt over utførte og planlagte tiltak for å redusere utslipp til luft. Det finnes imidlertid ikke en løsning som vil være den beste for alle felt/aktiviteter. Dette er blant annet understreket i ODs nylig utgitte rapport på NOX-tiltak ([http://www.npd.no/Norsk/Aktuelt/Nyheter/nox\\_rapport\\_pressemedling\\_260805.htm](http://www.npd.no/Norsk/Aktuelt/Nyheter/nox_rapport_pressemedling_260805.htm)), som bla. konkluderer "Grundige studier for de enkelte innretningene vil avklare hvilke tiltak som er mest kostnadseffektive og mest aktuelle for selskap og samfunn å iverksette". Det vises videre også til ODs rapport om energieffektivisering. Hvilket tiltak som er best for hvert enkelt felt/innretning er prosjektspesifikt, og det vurderes ikke som hensiktsmessig å gi denne type anbefalinger i RKU. RKU vil imidlertid gi en oppdatert statusoversikt for miljøteknologi.

7. SFT forventer at RKU Nordsjøen gir en fyldig oversikt over fremdriften i og effektene av nullutslippsarbeidet. Likeledes bør det utarbeides prognoser for videre utvikling, sammenliknet med utslipp med spesifikke nullutslippstiltak og eventuell implementering av forsinkede tiltak.

I RKU planlegges det å gis en oppdatert oversikt over nullutslippsarbeidet, herunder status i fremdrift og eventuelle effekter av tiltakene. Det arbeides videre med å utarbeide prognoser for videre utvikling, med spesiell fokus på tiltak ift produsert vann og kjemikaliesubstitusjon. Med over 100 lisenser i Nordsjøen er imidlertid dette et meget omfattende arbeid, og det tas derfor forbehold mot

omfang/detaljeringsgrad og kvaliteten av disse prognosene.

8. SFT ser det som nyttig om RKU Nordsjøen kunne gi en overordnet helhetlig vurdering av konsekvensene av et fysisk nullutslippskrav i Nordsjøen (tilsvarende som for Lofoten-Barentshavet).

Miljøarbeidet på sokkelen generelt er i stor grad forankret i nullutslippsarbeidet. Dette bygger på prinsipper med risikovurderinger knyttet til utslipp og miljøvirkninger, og industrien mener begrepet "null miljøskade" er et totalt sett bedre mål enn fysisk nullutslipp til sjø. Industrien har imidlertid akseptert et slikt regime for nordområdene, hvor både miljøforutsetninger, politiske forhold og industrielle løsninger ikke er sammenlignbare med Nordsjøen i dag. Implementering av et fysisk nullutslipp-regime i Nordsjøen vil medføre betydelige kostnader, og for miljø vil det medføre betydelig økning i energibruk og således i økte utslipp til luft. Et slikt regime antas således å motvirke arbeidet med å innfri nasjonale krav og internasjonale forpliktelser knyttet til utslipp til luft, og vil ikke være i tråd med en økosystemtilnærming. Dette er forhold det er mulig å utrede, men som industrien mener vil være meget ressurskrevende. Etter OLFs oppfatning bør RKU Nordsjøen utarbeides med utgangspunkt i de rammebetingelser for virksomheten som gjelder i dag og i nær framtid.

9. SFT mener at temaet "Påvirkning utenfra" bør inkludere elvetilførsler og avrenning fra land. Tilførsels- og effektbildet må videre deles opp på underregioner og i størst mulig grad ta hensyn til hav som tilføres til det enkelte geografiske område.

"Andre tilførsler" til Nordsjøen er en del av referansegrunnlaget for å kunne vurdere nåtilstand og mulige virkninger av utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet. Samtidig er det et omfattende arbeid å samle inn og sammenstille slike data, og data finnes generelt ikke på et sammenlignbart nivå.



Primær fokus vil derfor være på de kildene som ligger nærmest geografisk i forhold til norsk petroleumsvirksomhet, samt type tilførsel som vurderes å ha størst relevans. Selv dette er et omfattende arbeid, og hvor vi er usikre på omfang og kvalitet på offentlig tilgjengelige data. Det vil imidlertid gjøres et arbeid på dette, og formålet vil være å skaffe en så god oversikt over tilførselene som det lar seg gjøre. Dette anser vi også som naturlig under målsettingen om å ha en økosystembasert tilnærming. SFTs kommentar om å dele tilførselene inn i mindre geografiske områder vurderes som fornuftig og vil forsøkes ivaretatt dersom kildematerialet gir mulighet for en slik oppløsning.

10. SFT påpeker at utslipp av enkelte miljøgifter, herunder PFOS, kan medføre konsekvenser ut over det området som i forslaget til utredningsprogram er definert som aktivitetsområdet. SFT mener at det vil være verdifullt om RKU kan spesifisere hvilke utslipp av miljøgifter som har vært og som forventes, og som kan transporteres inn i nær- eller fjerntliggende områder via sjø og luft.

OLF er enig med SFT i at det må tas høyde for at enkelte miljøgifter kan transporteres utenfor aktivitetsområdet. Det finnes ingen historisk kartlegging av samlede utslipp av miljøgifter fra petroleumsvirksomheten. En slik kartlegging vurderes å være en meget ressurskrevende oppgave, og for flere miljøgifter ganske sikkert umulig (siden en del stoffer ikke ble ansett som problematiske da de ble brukt/sluppet ut, er det heller ikke gjort noen grundig kartlegging av disse). Ubekreftede anslag antyder utslipp av PFOS på i størrelsesorden 82 tonn fra virksomheten i Nordsjøen, og flere selskaper har vedtatt å fjerne PFOS-holdig brannskum fra sin virksomhet. I henhold til nullutslippsarbeidet vil omfanget av kjente miljøgifter som slippes ut reduseres og helst elimineres. Slike stoffer inngår også i miljørisikovurderingene som gjøres. Problemet vil være eventuelle nye og

ukjente miljøgifter. Det vurderes imidlertid som relevant at de tiltak som gjennomføres også vil medvirke til å unngå bruk av og reduksjon av utslipp av stoffer med negative miljøvirkninger.

11. For akutte utslipp til sjø vil det være verdifullt om det ikke bare vurderes akuttfare ved "normal drift", men at det også utarbeides et verst tenkelig tilfelle som for eksempel som følge av et terroranslag mot en eller flere innretninger.

OLF anbefaler at denne type eksempler prinsipielt ikke utredes. I utredningsarbeidet vil det imidlertid bli belyst eksempler som for miljø vurderes som "verst tenkelige", og som i konsekvens kan være sammenlignbare med eller verre enn SFTs eksempel. Herunder vil det for eksempel belyses oljeutblåsning med høy (men realistisk) utslippsrate og varighet for de ulike felt.

12. SFT anbefaler at utvikling og prognoser fra forrige RKU sammenliknes med faktisk utvikling i perioden. Årsakene til vesentlige avvik til forventet utvikling bør diskuteres relativt utførlig.

OLF støtter SFTs kommentar og vil gjøre en vurdering av dette. Intuitivt vurderes det som naturlig at det har vært betydelige avvik i perioden i forhold til prognosene, noe som danner noe av begrunnelsen for en oppdatert RKU. Teknologiutvikling, nullutslippsarbeid og regelverksendringer er blant de faktorer som har bidratt til dette – og disse forholdene vil utdypes i RKU.

13. SFT mener det er viktig at ikke bare de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten gjøres, men også de samvirkende effektene petroleumsvirksomhetens utslipp kan ha med andre tilførsler til området. Dette er en forutsetning for vurdering av økosystemeffekter.

Det er en ambisjon at vi i RKU Nordsjøen i større grad enn tidligere skal forsøke en

økosystemtilnærming. En del av arbeidet vil derfor være også å fremskaffe en del bakgrunnsdata for andre tilførsler (bl.a. skip og andre lands petroleumsvirksomhet), men som i seg selv er en meget omfattende oppgave. Basert på dette vil vi størst mulig grad forsøke å imøtekomme SFTs uttalelse.

14. For de akutte utslippene bør det foretas en beskrivelse av overflate- og havbunnsutslipp, blant annet rettet mot drift og spredning av utslippet. Konsekvensene i vannsøylen av havbunnsutslipp av kondensat bør også utredes.

Spredningsberegninger av overflate- og havbunnsutslipp finnes for de fleste felt i Nordsjøen, og nye beregninger vil gjøres for eventuelle prospekter/felt som ligger geografisk fjernt fra andre felt. Resultatene fra disse modellberegningene angir sannsynlig driftsretning og -tid. For kondensatfelt vil kondensat ligge til grunn for beregningene. Konsekvenser i vannsøylen vil vurderes basert på utslippsforhold, vanddyb og forekomst av fiskeegg og -larver.

## 17. Stavanger-regionens Næringsutvikling (SRN)

1. SRN ønsker at arbeidet inkluderer samfunnsøkonomiske konsekvenser på landbasert aktivitet og infrastruktur (veier, lufthavner).

For virksomhet i Nordsjøen er det over tid etablert en fast infrastruktur med baser og transportmønstre. Det forventes ikke at kommende utbygginger i Nordsjøen i vesentlig grad vil ha innvirkning på omfanget av baser og annen infrastruktur. Det vurderes således ikke som hensiktsmessig å inkludere studier av konsekvenser på landbasert aktivitet og infrastruktur i RKU-arbeidet.

2. SRN foreslår at fylkene og de kommunale høringsinstansene gis

en plass i prosjektgruppen, for å sikre at samfunnspektivet ivaretas.

RKU er et frivillig arbeid initiert av industrien. Prosjektgruppen er etablert av representanter fra selskapene som har lisenser i Nordsjøen. Ingen eksterne parter, verken myndigheter eller fra organisasjoner, deltar i denne gruppen. Kontakt med eksterne parter foregår via formelle høringer og uformelle møter. Ved eventuelt behov for ekstern spisskompetanse innhentes dette. OLF ser derfor ikke noe behov for å endre sammensetningen eller mandatet for prosjektgruppen.

3. SRN ønsker at det utredes muligheter for økt bruk av gassdrevne fartøyer i forbindelse med transport til og fra installasjonene.

Det ligger utenfor mandatet for RKU å gjøre denne type vurderinger. Dette vil gjøres for enkeltfelt som en del av konsekvensutredningsprosessen, eller for eksisterende felt eventuelt knyttet til relevant planarbeid.

## 18. Sør-Trøndelag Fylkeskommune

Uttalelsen fra Sør-Trøndelag fylkeskommune er tilsvarende som uttalelsen fra Trøndelagsrådet (et regionalpolitisk organ mellom Nord-Trøndelag fylkeskommune, Trondheim kommune og Sør-Trøndelag fylkeskommune), og det henvises til denne for vår vurdering av uttalelsene.

## 19. Trøndelagsrådet (TR)

1. TR er positive til arbeidet med RKU men understreker at oppdateringen ikke må føre til at kravet om feltspesifikke utredninger reduseres.

Det er ikke en primær hensikt med RKU at denne skal erstatte behovet for FKU. Hensikten med RKU er å se relevante forhold i en større sammenheng, å etablere et felles grunnlag for FKU og å

få til en forenkling og effektivisering av utredningsprosessen. For mindre utbyggingsprosjekter kan utredningsplikten anses å være oppfylt gjennom utarbeidelse av regionale konsekvensutredninger. Vi viser i den forbindelse til vår kommentar til tilsvarende uttalelse fra Direktoratet for naturforvaltning.

2. TR anser samfunnsøkonomiske ringvirkninger og leveranseandeler til nasjonalt, regionalt og lokalt næringsliv som en sentral problemstilling for RKU. De ser det som positivt at programmet legger opp til studier av samfunnsmessige virkninger av gjennomførte enkeltprosjekt – og understreker viktigheten av dette.

Kommentaren tas til etterretning.

3. TR peker på et behov for at RKU-Nordsjøen gir et grunnlag for å kunne velge de utbyggingsløsninger som totalt sett gir den beste løsning for både Nordsjøen og Norskehavet.

RKU Nordsjøen vil etablere et felles referansegrunnlag for kommende utbyggingsprosjekter i Nordsjøen. Valg av utbyggingsløsning er imidlertid et prosjektspesifikt anliggende og vil ikke behandles i detalj i RKU.

4. RKU må sikre at man ved fremtidige utbyggingsprosjekter kan ha et grunnlag for å vurdere løsninger som gir de beste muligheter for ilandføring og prosessering i Norge, samt ringvirkninger for sysselsetting og arbeidsplasser. RKU må derfor inneholde en vurdering av disse forhold.

De samfunnsmessige vurderingene i RKU vil belyse totale virkninger for samfunnet basert på historiske data og prognoser for investeringer og drift. I tillegg vil erfaringsstudier av enkeltprosjekter gi en indikasjon på type og omfang av virkninger for samfunnet nasjonalt og lokalt. Muligheter for ilandføring og

prosessering i Norge vil ikke bli vurdert i RKU. Dette er prosjektspesifikke forhold som ikke kan behandles på generell basis i RKU-sammenheng. Tilsvarende tilnærming er også lagt til grunn i tidligere RKU'er.

5. TR ønsker at RKU tar opp relevant HMS-relaterte problemstillinger og ber spesifikt om at det gis en oppdatert oversikt over CO<sub>2</sub>-utslipp og miljøvirkninger av kjemikalier fra prosessert vann som slippes ut i Nordsjøen.

RKU vil forsøke å ivareta relevante HMS-relaterte problemstillinger, med fokus på det ytre miljø. I henhold til utredningsprogrammet skal det gis prognoser for CO<sub>2</sub>-utslipp, mens det for produsert vann både vil gis prognoser for utslipp, innhold av ulike komponenter i utslippene, og gjøres en vurdering av mulige miljøvirkninger.

6. TR ber om at det foretas en helhetlig og konkret vurdering av mulighetene for bruk av CO<sub>2</sub> som trykkstøtte for meroljeutvinning i modne felt i Nordsjøen.

Bruk av CO<sub>2</sub> for økt utvinning av olje er et tiltak som potensielt kan bidra både til å redusere klimagassutslipp og økt verdiskapning. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet både til hvor mye ekstra olje en vil kunne oppnå, og hvor store kostnadene vil bli. Det foreligger studier og rapporter både fra selskaper og myndigheter, men hittil har det ikke vært mulig å dokumentere økonomisk gjennomførbare prosjekter. Realistiske vurderinger av denne type prosjekter krever omfattende utredninger bl.a. av reservoarmessige forhold. I RKU vil en måtte avgrense seg til å referere hovedkonklusjoner fra de studier og rapporter som allerede foreligger.

7. TR mener at forslaget til utredningsprogram for øvrig gir et godt grunnlag for oppdateringen og viser til egen uttalelse fra Vitenskapsmuseet når det gjelder arkeologi og fortidsminner.

Kommentaren tas til etterretning.  
Kommentarene fra Vitenskapsmuseet er  
behandlet separat.

## **20. Øygarden kommune**

Øygarden kommune har ingen  
kommentarer til utredningsprogrammet.

## VEDLEGG II. Funn og prospekter

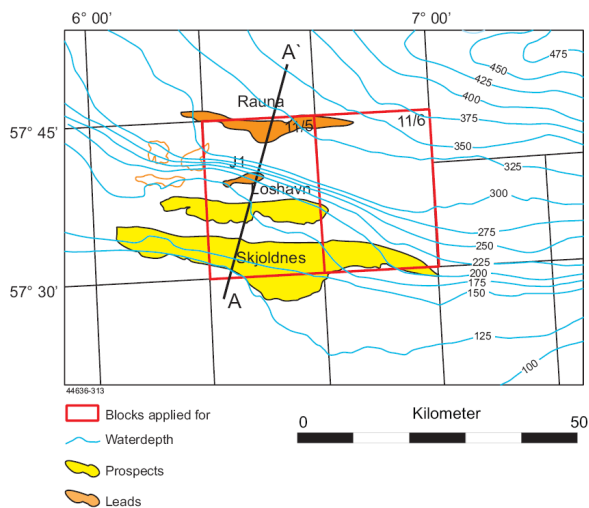
Dette omfatter funn i RK 4, 5 og 7 som det ikke er konkrete planer om å bygge ut, samt områder hvor det vurderes som sannsynlig å gjøre funn (prospekter), RK 8, 9. En del selskaper ønsker ikke å offentliggjøre informasjon om mulige prospekter, ut fra kommersielle hensyn. Denne oversikten er derfor langt fra fullstendig i forhold til de mulige prospekter i Nordsjøen som selskapene vurderer.

Kapittelet inneholder derfor en kort beskrivelse av enkelte prospektmuligheter. For en del av disse er også mulige utbyggingsløsning(er) skissert.

### 1.1 Nordsjøen Sørøst

#### 1.1.1 Oversikt over blokk 11/5-11/6 PL 317 Farsund

I dette området er det i hovedsak to hovedprospekter, Skjoldnes og Loshavn, og noen tilleggsprospekter, Rauma, J1, Fururot, Eik og Rotligendes.



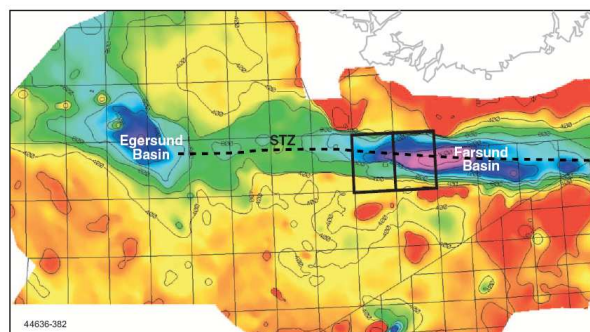
Figur II-1. Prospekter i blokk 11/5 og 11/6

#### Skjoldnes

Skjoldnes ligger ca 6 mil syd for Farsund og strukturen ligger grunt, på ca 900 m dyp. Arealutstrekningen er stor, over 2 blokkbredder, og det er ingen infrastruktur i nærheten. Skjoldnes sees i sammenheng med prospektet Loshavn, omtalt under, og en felles utbygging med ilandføring av olje til Norge og en gass evakuering gjennom dansk sokkel er

sett på som utbyggingsløsning. Prospektet Skjoldnes planlegges boret i 2007-2008.

En utbyggingsløsning her kan være en feltinnretning med en undervanns satellittutbygging med enkel/enkle satellitt(er). Grunnet stor utstrekning kan / må nok brønnstrømmen samles i en felles enhet som enten prosesserer eller separerer væske og gass før oljen føres til Norge og gassen til Danmark. Feltet krever trykkstøtte samt gassløft for å få opp brønnstrømmen fra reservoaret til infrastrukturen som bygges.



Figur II-2. Område oversikt

Figur II-2. Område oversikt

#### Loshavn Prospekt

Loshavn prospektet strekker seg stort sett ut i blokk 11/5 og ligger på 1200 meters dyp. Det vil være samme utbyggingsløsning for Loshavn som for Skjoldnes, omtalt over.

#### J1 Prospekt

J1 ligger dypere en Loshavn, på ca 1400 m dyp, men sees i samme infrastrukturutbygging som Loshavn og Skjoldnes.

#### Rauma Prospekt

Rauma ligger på ca 1000 m dyp og sees i samme infrastrukturutbygging som Loshavn og Skjoldnes.

#### Fururot Prospekt

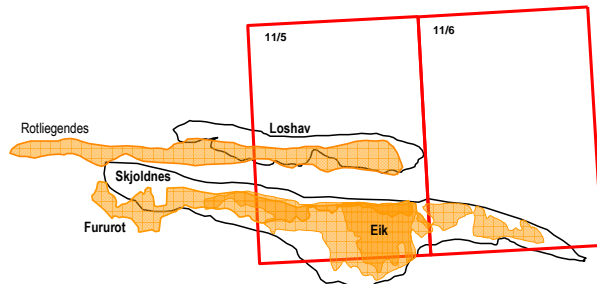
Fururot ligger på ca 800 m dyp og sees i samme infrastrukturutbygging som Loshavn og Skjoldnes.

## Eik Prospekt

Eik ligger på ca 1400 m dyp og sees i samme infrastrukturbygging som Loshavn og Skjoldnes.

## Rotligendes Prospekt

Rotligendes ligger på ca 1000 m dyp og sees i samme infrastrukturbygging som Loshavn og Skjoldnes.



Figur II-3. Prospekter i 11/6, detaljert.

## 1.2 Nordsjøen Sørvest

### 1.2.1 Krabbe (7/8)

Krabbe tilhører PL301 og opereres av Talisman. Krabbe er et funn i blokk 7/8, like nordvest for Ula, som ble avgrenset med en brønn i 2006. Mulig utbygging av feltet vil ses i sammenheng med mulig ny-utvikling av Mime.

### 1.2.2 Mime (7/11)

Mime / Mimring tilhører PL301 og opereres av Talisman. Det vurderes for tiden muligheten for ny-utvikling av Mime. I første omgang vurderes det boret en avgrensingsbrønn. En mulig utvikling av feltet vil eventuelt sees i sammenheng med Krabbe.

### 1.2.3 2/2-2

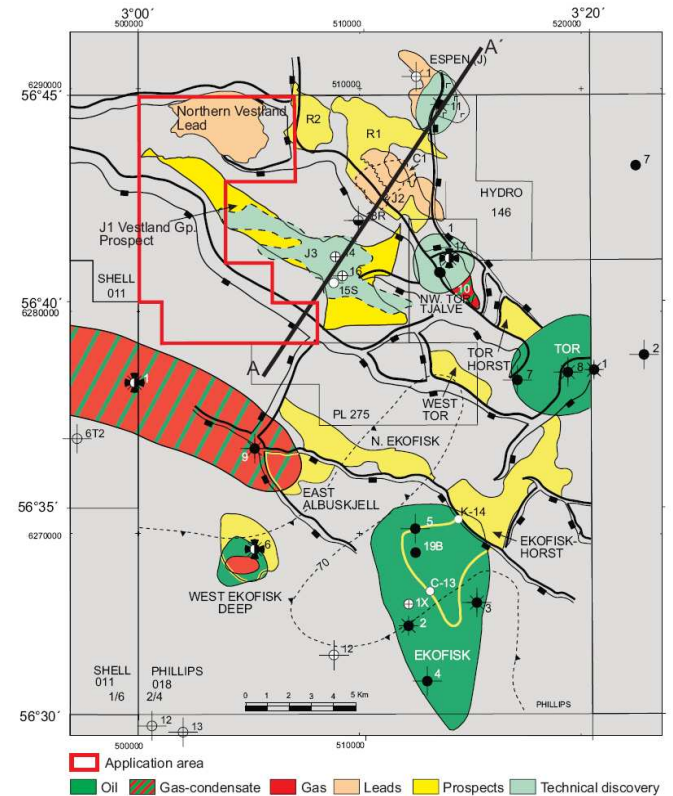
Det er gjort et gassfunn i blokk 2/2-2, øst for Gyda. Lisens PL 332 opereres av Talisman.

### 1.2.4 Andre Talisman-prospekter i området

- Gargoyle, PL334, blokk 7/8
- Ula SW, PL336, blokk 7/12
- Frode, PL299, blokk 2/1
- Gyda JU5, PL019B, blokk 2/1

## 1.2.5 Romeo (2/4)

Nedenfor følger en kort beskrivelse av Hydro-prospekter (og funn) i blokk 2/4.



Figur II-4. PL146 i blokk 2/4

### J-1 funn

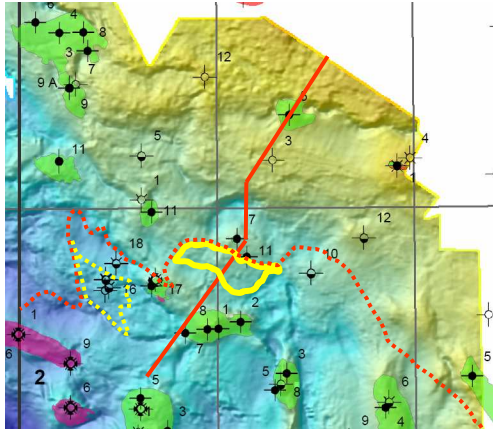
J-1 strukturen ligger nord for Ekofisk området i PL146. Funnet ble påvist i brønn 2/4-16 med lett-olje / gass-kondensat. En utbyggingsløsning her kan være en fast innretning eller en satellitt utbygging med enkel/enkle satellitter og/eller en undervannsstruktur med en eller flere brønner avhengig av hva en finner i prospektet Romeo. Grunnet stort trykk i J1 funnet ser en ikke på nåværende tidspunkt behov for injektorer, men en skal ikke undervurdere behovet for en eller annen form for trykkstøtte etter hvert i tilfelle blir dette vanninjeksjon.

### Romeo Prospekt

Romeo (R1, R2) er et prospekt som en prøver å få boret i løpet av 2007-2008. En forventer å gjøre et gasskondensat funn her og avhengig av størrelse ser en for seg en feltutbygging med J1 som tie-in til Romeo. Det planlegges full prosessering på denne "Standalone"-

løsningen grunnet lite tilgjengelig kapasitet på Ekofisk-senteret. Ferdigprosessert væske og gass vil transporteres i rør til Ekofisk senteret for derfra å følge Ekofisks transportruter eller eventuelt kan det tenkes andre transportruter ved kapasitetsproblemer.

### 1.2.6 Verona



Figur II-5. Blokk 2/4-2/5

Verona ligger i PL 355 og grenser gjennom blokk 2/4-2/5 (Gult omriss i figur II-5) og er en grunnere struktur en Romeo og J1. Dersom Romeo blir et funn vil Verona prospektet bores fortløpende og dersom funn blir det en del av en tie-in til Romeo.

En mulig utbyggingsløsning for Verona kan være en satellittutbygging med enkel/enkle satellitt(er) og/eller undervannsstruktur(er) med en eller flere produksjonsbrønn(er). Det kan bli aktuelt å vurdere behov for injeksjon senere.

## 1.3 Nordsjøen Midtre

### 1.3.1 Jerv og Grevling (15/12)

Talisman vurderer prospektene Jerv og Grevling i blokk 15/12. Begge tilhører lisens PL038.

### 1.3.2 Tir (25/5-5)

Tir (tidligere Heimdal Øst) er et mindre oljefunn (TOTAL), i RK4F. En avgrensingsboring vurderes som aktuelt i løpet av neste 5-års periode. Mulig utbygging vil være en havbunnsutbygging med tilknytning til eksisterende vertsplattform.

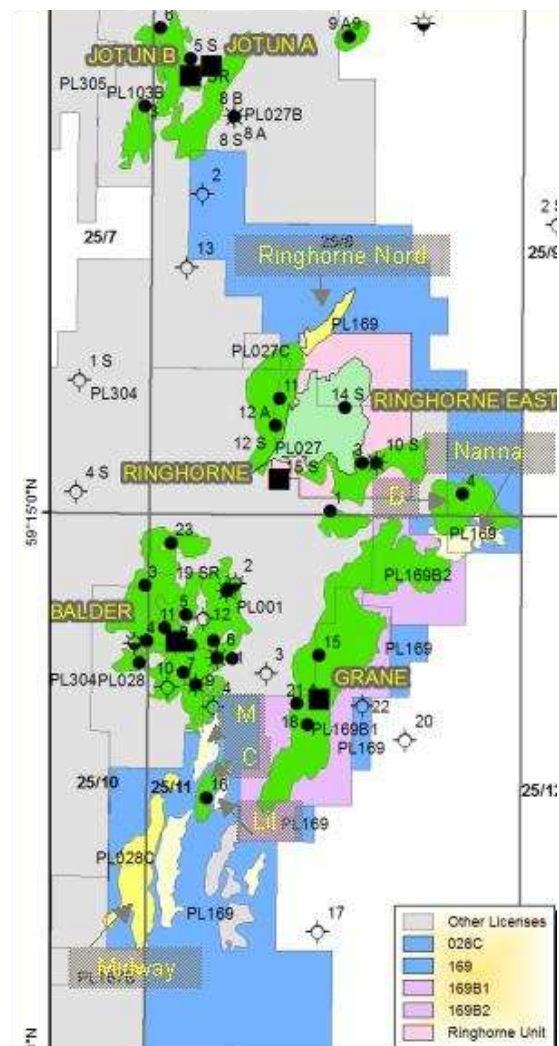
### 1.3.3 Peik (24/6-1)

Peik er et funn (RK 5F) i PL088 som opereres av TOTAL. Funnet ligger vest/nord-vest for Alvheim delvis inn i britisk sektor.

### 1.3.4 Graneområdet

#### C-Strukturen

C-Strukturen er et funn ligger syd-vest for Grane i PL169, blokk 25/11. Olje ble påvist i brønn 25/11-16. En utbyggingsløsning her kan være en satellittutbygging med enkel/enkle satellitter og/eller en undervannsstruktur med en eller flere brønner. Der både produksjonsbrønn(er) og injeksjons-brønn(er) anses som en mulig del av løsningen(e). Det kan være mulig å kombinere og eller koble en C-struktur utbygging med en fremtidig Midway utbygging. Det vil være mulig å koble tilbake en undervannsutbygging på C-strukturen til Grane Plattform.



Figur II-6. Graneområdet

### **D-Strukturen**

D-Strukturen ble påvist i brønn 25/8-4, der olje ble påtruffet i Heimdal-formasjonen. En utbyggingsløsning på D-Strukturen kan være en satellitt utbygging med enkle satellitter og/eller en undervannsstruktur med flere brønner. Der både produksjonsbrønn(er) og injeksjons-brønn(er) anses som en mulig del av løsningen(e). Det vil være mulig å koble tilbake en undervannsbygging på D-strukturen til Grane Plattform.

### **Midway (prospekt)**

Midway er en struktur syd-vest for Grane i PL169 og PL028O, blokk 25/10 og 25/11. En mulig utbyggingsløsning for Midway kan være en satellitt utbygging med enkel/enkle satellitt(er) og/eller undervannsstruktur(er) med en eller flere produksjon- og eller injeksjons- brønn(er). Det kan bli aktuelt å vurdere om det er mulig å kombinere en Midway utbygging med en C-Struktur utbygging. Det vil være mulig å koble en utbygging på Midway tilbake til Grane Plattform.

### **Ringhorne Nord**

Ringhorne Nord er en struktur nord-vest for Grane i PL169, blokk 25/8. En mulig utbyggingsløsning for Ringhorne Nord kan være en satellitt utbygging med enkel/enkle satellitt(er) og/eller undervannsstruktur(er) med en eller flere produksjons- og eller injeksjons- brønn(er). Det kan bli aktuelt å vurdere om det er mulig å kombinere en Ringhorne Nord utbygging med en tilbakekobling mot Ringhorne Feltet. Det kan også bli aktuelt vurdere å koble en eventuell utbygging på Ringhorne Nord tilbake til Grane Plattform.

### **Nanna**

Nanna er en struktur nord-øst for Grane i PL169, blokk 25/11. En mulig utbyggingsløsning for Nanna kan være en satellitt utbygging med enkel/enkle satellitt(er) og/eller undervannsstruktur(er) med en eller flere produksjons- og eller injeksjons-brønn(er). Det kan bli aktuelt å lage en felles utbyggingsløsning for Nanna og D-Strukturen på grunn av deres nærhet til hverandre. Det kan også bli aktuelt vurdere å koble en

utbygging på Nanna tilbake til Grane Plattform enten som en selvstendig utbygging eller som en fellesløsning med D-Strukturen.

### **M-Strukturen**

M-Strukturen er en struktur vest for Grane i PL169, blokk 25/11. En mulig utbyggingsløsning for M-Strukturen kan være en satellitt utbygging med enkle satellitt(er) og/eller undervanns-struktur(er) med en eller flere produksjon- og eller injeksjons-brønn(er). Det kan bli aktuelt å lage en felles utbyggingsløsning for M-Strukturen og C-Strukturen på grunn av deres nærhet til hverandre. Det kan også bli aktuelt vurdere å koble en utbygging på M-Strukturen tilbake til Grane Plattform enten som en selvstendig utbygging eller som en fellesløsning med C-Strukturen.

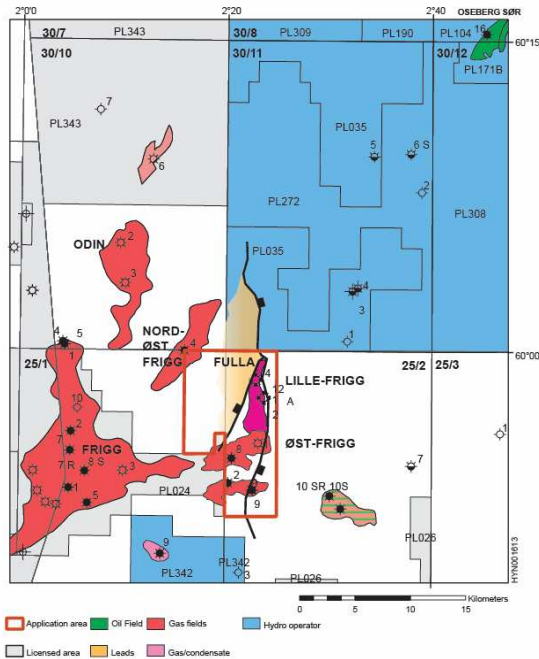
### **Lit**

Lit er en struktur vest for Grane i PL169, blokk 25/11. En mulig utbyggingsløsning for Lit kan være en satellitt utbygging med enkle satellitt(er) og/eller undervanns-struktur(er) med en eller flere produksjons- og eller injeksjons- brønn(er). Det kan bli aktuelt å lage en felles utbyggingsløsning for Lit og C-Strukturen på grunn av deres nærhet til hverandre. Det kan også bli aktuelt vurdere å koble en utbygging på Lit tilbake til Grane Plattform enten som en selvstendig utbygging eller som en eventuell fellesløsning med C-Strukturen.

### **1.3.5 Fulla**

Fulla prospektet ligger øst for Frigg. Forventet utbyggingsløsning er satellitt-utbygging tilknyttet Heimdal eller Oseberg. En typisk løsning for forventningstilfellet vil inneholde 3 horisontale produsenter i oljesonen og 2 vertikale brønner i gass-sonen.





Figur II-7. Oversikt over Fulla prospektet

## 1.4 Nordsjøen Nord

### 1.4.1 Oseberg-området



Figur II-8. Oseberg Sør området

### B-Nord

B-Nord er et olje- og gassfunn som ligger sørvest for Oseberg Main og øst for Delta i bakk 30/9 og ble påvist i brønn 30/9-4. B-Nord strukturen kan enten bygges ut ved å bore en produksjonsbrønn fra Delta-havbunnsstruktur, eller det kan eventuelt bores produksjon(s)/injeksjon(s) brønn(er) fra Oseberg Feltcenter. En kombinasjon av de to alternativene kan være en aktuell løsning.

### B-Sør

B-Sør er et olje og gass funn som ligger sørvest for Oseberg Main og øst for G-Sentral i blokk 30/6 og ble påvist i brønn 30/9-7. B-Sør strukturen kan bygges ut enten ved å bore en produksjonsbrønn fra en eventuell G-Sentral havbunnsatellitt/struktur. Det kan eventuelt bores produksjon(s)/injeksjon(s) brønn(er) fra Oseberg Sør. En kombinasjon av de to alternativene kan også være en aktuell løsning.

### G-Sentral

G-Sentral er en struktur som ligger vest av Oseberg Sør Plattformen. Den ble påvist av 30/6-14. Det er flere ulike mulige utbyggingsløsninger for G-Sentral som kan være aktuelle. Strukturen kan bores fra Oseberg Sør plattform med eventuelle produksjon(s) og injeksjon(s) brønner. Et annen alternativ løsning kan være en satellitt utbygging med enkle satellitter og/eller en undervannsstruktur med en eller flere brønner. Der både produksjonsbrønn(er) og injeksjonsbrønn(er) kan være en mulig del av løsningen(e). Det kan være aktuelt å koble tilbake en undervannsutbygging på G-Sentral enten til Oseberg Sør Plattform eller som havbunns tilbakekobling mot Delta havbunnsstruktur.

### Modne områder Oseberg



Figur II-9. Delta og G-Sentral området

#### Delta S2

Delta-S2 er en struktur rett sør-vest for Delta med en viss sannsynlighet inneholder olje og gass av samme type og sammensetning som påvist på Delta og G-Sentral. Flere mulige utbyggingsløsninger kan være sannsynlige. En mulig løsning kan være å bore en produksjonsbrønn fra Delta havbunnsstruktur. Alternativt kan en bore en produksjonsbrønn fra en mulig G-Sentral havbunnsstruktur. En tredje løsning kan være en satellittbrønn utbygging av Delta-S2, da enten som en satellitt, knyttet enten mot Delta havbunnsstruktur, eller alternativt mot en mulig fremtidig potensiell G-Sentral havbunnsstruktur.

### Øvre Jura-Oseberg



Figur II-10. Øvre Jura Strukturer i Delta- og G-Sentral området

Øvre Jura prospekter som er innenfor borerekkevidde vil kontinuerlig bli evaluert som potensielle utforsknings boretargetets innenfor den til en hver tid gjeldene borerekkefølge på de individuelle installasjonene. Øvre Jura prospekter i Delta og G-Sentral området vil bli vurdert som mulige bore mål for utforskningsbrønner, enten som forlengelse av planlagte brønner fra eksisterende installasjoner, eller som tilleggsbore mål fra fremtidig brønnboring som vil foregå fra eventuell flyterigg fra potensielle havbunnsstruktur(er). Øvre Jura strukturer som er vist på figur II-10. Utbygging av Øvre Jura strukturer utenfor borerekkevidde fra eksisterende boreinstallasjoner i Delta og G-Sentral området kan ha flere alternative utbyggings metoder. Potensielle produksjons/injeksjonsbrønner kan bores fra Delta- og en mulig potensiell fremtidig G-Sentral-havbunnsstruktur. En alternativ løsning kan være satellitt utbygginger tilbakeknyttet, enten mot eksisterende faste installasjoner i området

eller mot Delta- og eller en mulig G-Sentral havbunnsstruktur.

### Q/Achilles



Figur II-11. Q- og Achilles prospektene

Q- og Achilles er to strukturer som ligger sør for Brage og øst for Oseberg Feltsenter. Q-ligger hovedsakelig innefor PL 079 mens Achilles ligger hovedsakelig i PL309 med en snipp inn i PL 185. Strukturene er antatt å inneholde olje og gass. Det kan bli vurdert å utvikle eventuelle funn på de to ulike prospektene enten sammen eller uavhengig av hverandre. Det kan være aktuelt å bore injeksjon(s) og eller produksjon(s)- brønn(er) fra eksisterende plattformer i området. Andre løsninger kan være kombinasjonsløsninger med potensielle plattformbrønner og mulige havbunnsbrønner. En mulig utbyggingsløsning for Q og Achilles kan være en satellitt utbygging med enkel/enkle satellitt(er) og/eller undervannsstruktur(er) med en eller flere produksjons- og eller injeksjons- brønn(er). Det kan bli aktuelt å lage en felles utbyggingsløsning for Q og Achilles-strukturene på grunn av deres nærhet til hverandre. Det kan også bli aktuelt vurdere å koble en utbygging på Q tilbake til Oseberg Feltsenter eller Brage, enten som en selvstendig utbygging eller som en fellesløsning med Achilles.

### 1.4.2 Tune-området



Figur II-12. Tuneområdet

#### Tune Øst

Tune Øst er en struktur som er delvis påvist i brønn 30/8-3. Det er påvist hydrokarboner i sandsteiner i Ness formasjonen. Det er et oppsidepotensial i Tarbert sander. En utbyggingsløsning her kan være en tilbake kobling med en produksjonsbrønn til Tune Main eller en produksjonsbrønn boret fra Delta havbunnsstruktur.

#### Tune Staffjord

Tune Staffjord er påvist i brønn 30/8-1SR under Tune Main strukturen. Strukturen er antatt å inneholde gass. En utbyggingsløsning her kan bli en kombinasjon med sidesteg av eksisterende brønner på Tune Main til produsenter i Staffjord formasjonen. Trykk og temperatur fordrer en utbyggingsløsning med trykk reduserende tiltak før innfasing til Tune Main. Tune Staffjord kan også bygges ut med

en selvstendig havbunnstruktur med flere produsenter. Havbunnstrukturen kan da enten kobles mot eksisterende Tune Main eller som en selvstendig utbygging tilbakekoblet mot Oseberg Feltsenter. En kan se for seg en tofasert utvikling av Tune Statfjord. En tidligfase hvor en produksjonstester med en produsent fra Tune Main og en fase to med en videre utbygging, gitt positivt resultat av produksjonstesten. En slik fase to kan da tenkes å være en selvstendig havbunnstruktur som er skissert over, eller enkel(e) satellittutbygging(er).

### Modne områder Tune

#### Tune-B

Tune-B er antatt å være en høyt trykk og høy temperatur struktur på vestsiden av Tune Main. Strukturen er antatt å kunne inneholde gass med assosiert kondensat.

Trykk og temperatur fordrer en utbyggingsløsning med trykk reduserende tiltak før en mulig innfasing til Tune Main. Tune-B kan også bygges ut med en selvstendig havbunnstruktur med en eller flere produsenter. Havbunnstrukturen kan da enten kobles mot eksisterende Tune Main eller som en selvstendig utbygging tilbakekoblet mot Oseberg Feltsenter.

#### Kindon/Parkes/A-Syd 2

Kindon/Parkes og A-Syd 2, er tre ulike strukturer som ligger nær hverandre. Strukturene er antatt å kunne bores i en potensiell letebrønn med flere objektiver. Prospektene er antatt å inneholde gass og kondensat og mulig olje. Trykk og temperatur er forventet å være som i Tune Main eller høyere. En skissert utbyggingsløsning kan være en enkel satellittutbygging som kan kobles mot Tune Sør. Det er mulig at det må vurderes en trykkreduserende løsning før innfasing mot Tune Main infrastruktur. En havbunnstruktur med en eller flere produsenter kan bli aktuelt dersom tilstrekkelig mengde hydrokarboner blir påvist.

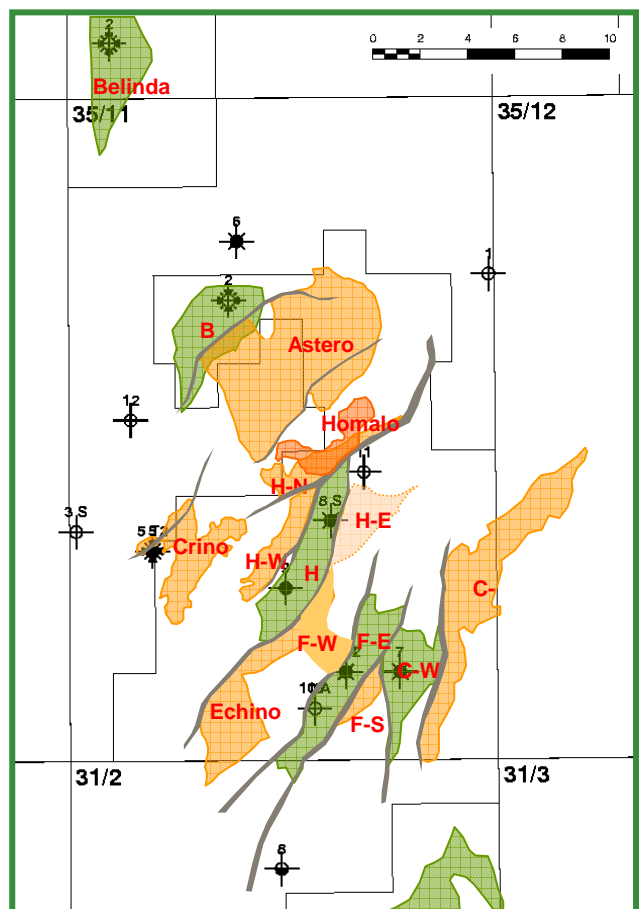
#### Curran

Curran er et prospekt som ligger sydvest i Tunelisenen PL190. Prospektet er antatt å kunne inneholde gass og assosiert kondensat.

En utbyggingsløsning kan være en selvstendig havbunnstruktur med inntil 4 produksjonsbrønner tilbakekoblet mot Tune Main havbunnstruktur. Det kan være aktuelt å benytte en teknisk trykkreduserende løsning for å tilpasse trykket i den hydrokarbon produserende strøm fra Curran til trykkgraderings kravet i Tune produksjonssystem.

### 1.4.3 Fram området

I dette kapittelet gies det en kort beskrivelse av funn og prospekterte muligheter operert av Hydro i Fram området.



Figur II-13. Funn og prospekter i Fram-området.

#### Fram Feltet

Det planlegges også for en fase 3 utbygging med 1-3 nye undervannsstrukturer som er tenkt knyttet opp mot eksisterende infrastruktur. Denne utbyggingen vil kunne omfatte allerede påviste ressurser (F-Øst Fensfjord og -Brent) og eventuelle nye funn ifm utforskningsboring og mulige nye funn ved sidesteg fra planlagte produsenter i Fram

Øst og ved Fram Vest infill boring. Aktuelle prospekter er skissert under.

### **F-Sør**

F- Sør strukturen er prospektiv i alle formasjonene Draupne/Sognefjord, Fensfjord og Etive/Ness (Brent). Ressurser i disse områdene må påvises før en utbygging kan starte. Myndighetene har pålagt at Fram Sør Draupne/Sognefjord skal bores opp i forbindelse med forboring av planlagte Fram Øst utvinningsbrønner. Prospektet skal testes ifm boring av C-West Etive oljeprodusent (B11/B24). Alternativt vurderes et dedikert sidesteg for å teste også Fensfjord og Brent i samme strukturen. Sidesteget er planlagt boret i løpet av 2006. Gitt drivverdig funn vil en utbygging baseres på en multilateral oljeprodusent boret fra en ny undervannsstruktur som tilknyttes Fram Øst.

### **F-West**

F-West prospektet er lokalisert i området mellom H og F-Øst strukturene. Mulige prospektive nivå er representert ved i Sognefjord, Fensfjord formasjonene, samt Etive/Ness. Prospektet kan enten påvises ved sidesteg fra Fram Øst produsenter eller ved en separat utforskningsbrønn. Tidligste tidspunkt for boring er 2007/2008. Gitt drivverdig funn vil en utbygging baseres på en multilateral oljeprodusent som vil legge beslag på den siste slissen i den planlagte nye undervannsstrukturen i forbindelse med Fram Øst Fensfjord/Etive.

### **H-West**

H-West strukturen er lokalisert rett vest for den produserende H strukturen. Prospektive ressurser i H-West vurderes testet ved et sidesteg til en mulig H infill produsent, boret fra den eksisterende undervannsstrukturen A1. Gitt funn, vil H-West kunne settes i produksjon umiddelbart. Hvis tørr vil brønnen bli komplettert som Fram Vest produsent, Brønnen er planlagt i 2006.

### **C-West Ness**

Foruten funnene i Sognefjord og Etive som inngår i Fram Øst utbyggingen inneholder strukturen et oppsidepotensialet ved mulig tilstedeværelse av nedflanks olje i Ness

Formasjonen hvor det kun er påvist gass i brønn 35/11-7. Myndighetene har pålagt at C-West Ness skal testes ved fordykning av C-West Sognefjord vanninjektor (B24). Bønnen vil også avklare et mulig oppside potensial i C-West Etive og således grunnlag for en ekstra produsent i dette reservoaret. Brønnen er planlagt i 2006. Gitt funn, vil en oljeprodusent kunne bli koblet opp mot ledig slisse i Fram B2 undervannsstruktur.

### **C-Øst**

C-Øst strukturen ligger helt øst i blokk 35/11 og strekker seg inn i blokk 35/12. PL 090 eierne har fått tildelt området (PL 090D) rundt denne delen av C-Øst.

Ressursene i C-Øst må påvises av en egen utforskningsbrønn. Brønnen kan komme i 2007/2008. Gitt funn, vil det evalueres utbygging med en ny 4 slisset undervannsstruktur (Fram fase 4).

### **H-Nord/Homalo**

H-Nord og Homalo er to prospektive strukturer lokalisert rett syd for Astero funnet og nord for Fram feltet.

Strukturen ligger over hverandre og vil kunne testes i samme utforskningsbrønn. Det planlegges for en brønn i kampanje med Astero avgrensingsbrønn i 2006/2007.

Gitt økonomiske utvinnbare reserves vil en utbygging skje sammen med Astero funnet alternativt som en egen utbygging tilkoplest Fram infrastruktur.

### **Crino**

Crino er et prospektivt område vest i blokk 35/11. Antatt funnsannsynligheten er på tilsvarende nivå med de andre prospektene i området. Ressursene i Crino må påvises av en egen utforskningsbrønn. Brønnen kan komme i 2007/2008. Gitt funn, vil det evalueres utbygging med en ny 4 slisset undervannsstruktur (Fram fase 4).

### **Astero funnet**

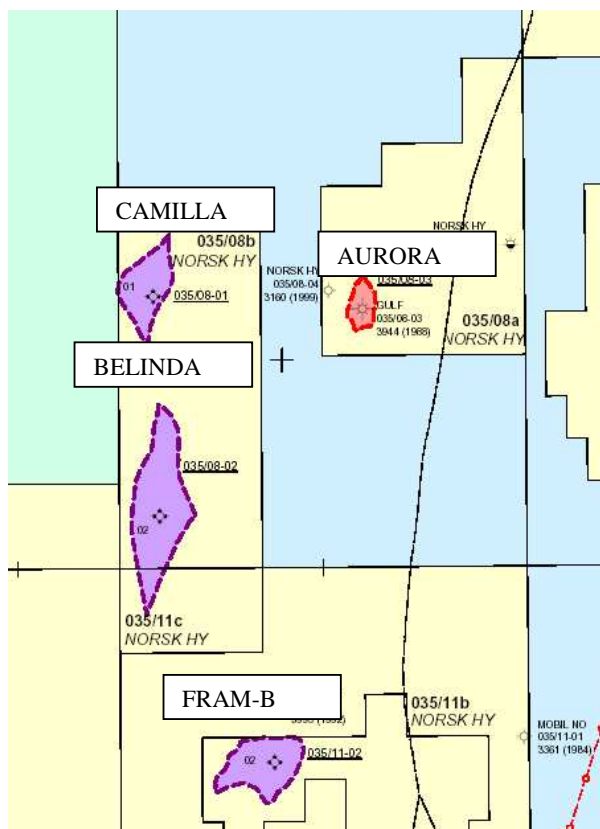
Ressurser i Astero feltet ble påvist av brønn 35/11-13 i mai 2005. Før utbyggingsplaner kan igangsettes må feltet avgrensnes med en avgrensingsbrønn. Det planlegges for en avgrensingsbrønn i 2006/2007.

Gitt økonomiske utvinnbare reserver, kan Astero funnet bygges ut med en undervannstruktur tilkoblet eksisterende infrastruktur i området, Fram/Troll C, direkte til Troll B eller Gjøa.

Ved en utbygging vil det også bli vurdert å ta med oljeressursene i Fram B som ikke inngår i Camilla/Belinda utbyggingsprosjekt.

#### 1.4.4 Sogn området

I dette kapittelet gies det en kort beskrivelse av funn og prospekterte muligheter operert av Hydro i Sogn området.



Figur II-14. Sogn området

##### Camilla

Camilla ligger i PL 248, blokk 35/8. Camilla ble påvist med brønn 35/8-1 av Gulf Exploration i 1980. Camilla er tenkt realisert sammen med Belinda og Fram B. Camilla Belinda og Fram B (CBB) er tenkt realisert på følgende måte: subsea tie-back til den planlagte Gjøa utbyggingen. To produksjonsbrønner og en fire-slissers undervannsstruktur på hvert reservoar struktur. Brønnene vil bli kontrollert fra Gjøa semi'en.

Den planlagte løsningen vil ha fleksibilitet for flere brønner og eventuelt tilknytning av andre felt i området. CBB inneholder høytrykks gass/kondensat. Subsea HIPPS vil bli installert for trykkontroll. Antatt strategi for hydrat og vokskontroll er hhv kontinuerlig MEG injeksjon og bruk voksinhibitorer/pigging. Brønnstrømmen fra CBB vil bli prosessert på Gjøa, med eksport av gass og kondensat/olje til hhv FLAGS og TOR II/Mongstad.

##### Belinda

Belinda ligger i PL 248, blokk 35/8. Belinda ble påvist med brønn 35/8-2 av Gulf Exploration i 1982. Camilla er tenkt realisert sammen med Belinda og Fram (jfr. beskrivelsen av Camilla).

##### Fram B

Fram B ligger i PL 090C, blokk 35/11. Fram B ble påvist med brønn 35/11-2 av Mobil i 1987. Gassen i Fram B er tenkt realisert sammen med Camilla og Belinda.

Ref beskrivelsen av Camilla. Oljen i Fram B er tenkt realisert sammen med Astero.

##### Aurora

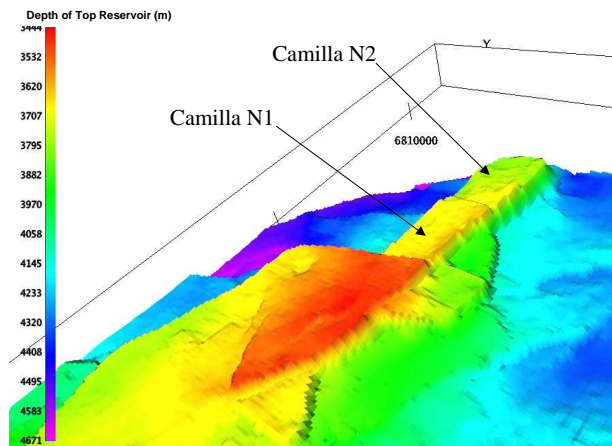
Aurora ligger i PL 195, blokk 35/8. Aurora ble påvist med brønn 35/8-3 av Gulf Exploration i 1988. Det foreligger ingen konkrete planer for realisering av Aurora. Det er behov for ytterligere modning, eventuelt boring av en avgrensingsbrønn, før en vil arbeide med konkrete utbyggingsløsninger. En sannsynlig utbyggingsløsning kan være en subsea tie-back til en av CBB brønnrammene for videre transport og prosessering på Gjøa.

##### Prospekter i området.

Flere prospekter har blitt identifisert i området og er under evaluering. Av disse er det bare Camilla Nord prospektet som er modnet tilstrekkelig til å kunne inkluderes i feltutviklingsplaner på nåværende tidspunkt.

##### Camilla Nord

Camilla Nord prospektet utgjør den nordlige fortsettelsen av Camilla-strukturen (Figur II-15). Den vil derfor bli utforsket i forbindelsen med utbyggingen av Camilla. Et preliminært utviklingsscenario antar produksjon ved hjelp av en horisontal brønn på 1 km lengde.



Figur II-15. Camilla N prospektet

### 1.4.5 Peonområdet

#### Peon-Strukturen

Peon-Strukturen ligger i PL 318 og PL 269, blokkene 35/2 og 35/1, se figur 1.1.

Påvist i brønn 35/2-1, der gass ble påvist sommeren 2005 i sander av Pleistocen alder.

En utvikling av Peon kan være en selvstendig utbygging med 5 enkeltbrønn undervannstrukturer. Det er kun produksjonsbrønner som vil være aktuelle. En samleledning over funnet vil knyttes til en flytende struktur eller et havbunnsanlegg. Gassen vil deretter kobles opp mot en eksportlinje i området – både Langeled Nord og Oseberg Gass Transport kan være aktuelle.

#### Agat-Strukturene

Agat-Strukturene, se figur II-16, ble påvist i brønnene 35/3-3 og 35/3-4, der gass-kondensat ble påtruffet.

En utbyggingsløsning på Agat-Strukturene kan være en satellitt utbygging med enkle satellitter og/eller en undervannsstruktur med flere brønner. Der kun produksjonsbrønn(er) vil være aktuelt i utbyggingsløsningen(e). Det vil være mulig å koble tilbake en undervannsutbygging på Agat-strukturene til en potensiell Peon Plattform.

#### Potentilla (prospekt)

Potentilla er en struktur vest for Peon i PL371S, blokk 34/3.

En mulig utbyggingsløsning for Potentilla kan være en satellitt utbygging med en eller flere

satellitt undervannsstruktur(er) med enkle produksjonsbrønner. Det kan bli aktuelt å vurdere om det er mulig å kombinere en Potentilla utbygging med en Prestekrage-Struktur utbygging. Det vil være mulig å koble en utbygging på Potentilla tilbake til en Peon Plattform.

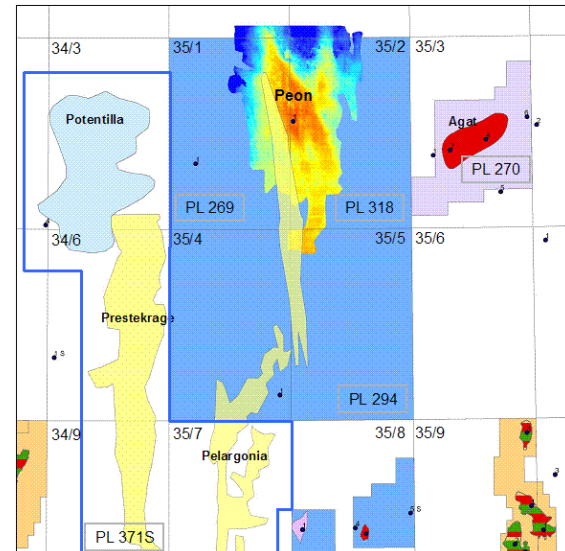


Fig II-16. Peonområdet

#### Prestekrage (prospekt)

Prestekrage er en struktur syd-vest for Peon i PL 371S, blokk 34/6 og 34/9. En mulig utbyggingsløsning for Prestekrage kan være en satellitt utbygging med en eller flere satellitt undervanns-struktur(er) med enkle produksjonsbrønner. Det kan bli aktuelt å vurdere om det er mulig å kombinere en Prestekrage utbygging med en Pelargonia-Struktur og/eller en Potentilla-Struktur utbygging. Det vil være mulig å koble en utbygging på Prestekrage tilbake til en Peon Plattform.

#### Pelargonia (prospekt)

Pelargonia er en struktur syd-vest for Peon i PL381, blokk 34/3. En mulig utbyggingsløsning for Pelargonia kan være en satellitt utbygging med en eller flere satellitt undervannsstruktur(er) med enkle produksjonsbrønner. Det kan bli aktuelt å vurdere om det er mulig å kombinere en Pelargonia utbygging med en Prestekrage-Struktur utbygging. Det vil være mulig å koble en utbygging på Pelargonia tilbake til en Peon Plattform.

