

# Miljø 2002

Petroleumssektoren i Norge

Olje- og energidepartementet

**Gateadresse:**

Einar Gerhardsens plass 1

**Postadresse:**

Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo

Telefon 22 24 90 90

Faks 22 24 95 65

<http://www.oed.dep.no>

E-post: [postmottak@oed.dep.no](mailto:postmottak@oed.dep.no)

Redaktør: Hæge Fjellheim, OED  
Redaksjon avsluttet: mars 2002

Layout/design: Marketing Services AS  
Illustrasjon: Inger Færvik

Foto: Havforskningsinstituttet, Norges Geologiske Undersøkelser,  
© Øyvind Hagen, Statoil, © Eksportutvalget for fisk, Tromsø, © Tor Jensen,  
Det Norske Veritas AS, © Norsk Hydro ASA, Marketing Services bildearkiv  
Papir: Munken Lynx 240g/150g.  
Trykk: BK Vestfold Grafiske  
Opplag: 3 500 norsk / 5 000 engelsk

ISSN 1502-0576

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>7</b>
<b>DEL 1</b>	<b>8</b>
<b>Petroleumsvirksomheten i Norge</b>	<b>9</b>
<b>Myndighetenes ivaretagelse av miljøhensyn</b>	<b>11</b>
Letefasen	11
Utbyggings- og driftsfasen	12
Avslutningsfasen	13
<b>Utslippstatus</b>	<b>15</b>
Karbondioksid CO <sub>2</sub>	16
Nitrogenoksider NO <sub>x</sub>	19
Flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC)	21
Kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser	23
<b>DEL 2</b>	<b>28</b>
<b>Innledning</b>	<b>29</b>
<b>Utfordringer</b>	<b>31</b>
Sammenfallende arealbehov	31
Seismikk	31
Utslipp til sjø	31
Petroleumsvirksomhet i kystnære strøk og nordlige områder	32
<b>Virkemidler og tiltak</b>	<b>33</b>
Konsekvensutredninger	33
Krav til seismiske undersøkelser og leteboring	34
Tiltak for å redusere arealkonflikter	35
Utslippstillatelser og miljøovervåkning	35
Miljøstyring	36
Forskning og teknologiutvikling	37



# Forord

1

I samarbeid med Oljedirektoratet gir Olje- og energidepartementet hvert år ut en miljøpublikasjon. Formålet med publikasjonen er tredelt:

- Øke kunnskapen om miljøaspektet ved norsk olje- og gassvirksomhet.
- Se nærmere på et tema som både næringen og myndighetene er spesielt opptatt av, og vise hvilke utfordringer og alternativ vi står overfor.
- Understreke målet til regjeringen om at Norge skal forene rollen som en stor energiprodusent med å være et foregangsland i miljøspørsmål.

Årets utgave fokuserer på temaet "Olje og fisk - felles hav". Både petroleumsnæringen og fiskeriene er avhengige av de norske havområdene for sin virksomhet. Helt siden petroleumsvirksomheten startet på norsk sokkel for over tretti år siden har myndighetene vektlagt at de to næringene skal kunne virke i de samme havområdene. Hvilke utfordringer og muligheter står petroleumssektoren overfor når det gjelder utslipp til sjø og de levende marine ressurser? Hvordan sikrer myndighetene sameksistensen mellom petroleumsvirksomhet og fiskeriene? Slike og liknende spørsmål om forholdet mellom petroleumsnæringen og fiskeriene i de felles havområdene er belyst i publikasjonens temadel.

Miljø 2002 består også av en faktadel. Her omtaler vi utslippsstatus, miljøeffekter og tiltak for å

reduere utslippene til sjø og luft fra petroleumsvirksomheten. Vi håper at en publikasjon som denne kan øke kunnskapsgrunnlaget om petroleumsaktivitet og miljøspørsmål.

En spesiell takk rettes også i år til den eksterne referansegruppen bestående av representanter for Bellona, Oljeindustriens landsforening (OLF) og Teknologibedriftenes landsforening (TBL), for konstruktive innspill og kommentarer under arbeidet med Miljø 2002.



Med vennlig hilsen

A handwritten signature in blue ink that reads "Einar Steensnæs".

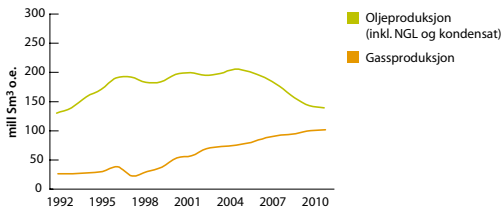
Einar Steensnæs  
Olje- og energiminister



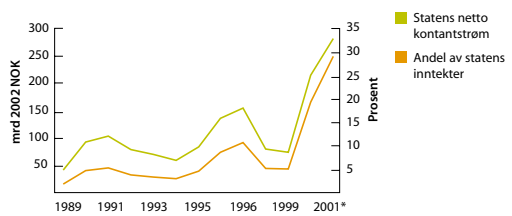
# **Del 1**

# **Fakta**





Figur 1 Produksjon av olje, NGL og gass på norsk sokkel. (Kilde: OED/OD)



Figur 2 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 1989-2001. (Kilde: OED/OD/FIN) \*anslag

## Petroleumsvirksomheten i Norge

### Fakta om petroleumssektoren

- Sto i 2001 for 47 % av den norske eksportverdien
- Bidro i 2001 med 32,8 % av statens samlede inntekter gjennom:
  - inntekter fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)
  - skatter og avgifter fra oljeselskapene
  - utbytte fra Statoil og Norsk Hydro
- Gass vil etterhvert få økende betydning i forhold til olje
- De gjenværende olje- og gassressursene på kontinentalsokkelen er betydelige. 48% av de totale ressursene ligger i eksisterende felt/funn, 28% er ennå ikke oppdaget, mens 24% er produsert.
- Dette gir grunnlag for oljeproduksjon i omlag 50 år og gassproduksjon i omlag 100 år framover.

Oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel startet på Ekofiskfeltet i 1971. Gasseksporten startet opp fra samme felt i 1977. Da Draugen ble satt i produksjon i 1993, ble Norskehavet introdusert som produksjonsområde og Snøhvitfeltet ble i år, som første utbygging i Barentshavet, besluttet utbygd. Produksjonen har siden starten, stort sett vokst år for år (se figur 1). Oljeproduksjonen var i 2001 på 3,1 mill fat/dag,

mens oljeproduksjonen for 2002 er prognosert til å bli 3,0 mill fat/dag i gjennomsnitt for hele året. Det er forventet at produksjonen vil være på dette nivået de neste fire årene. I tillegg produseres det gass og mindre mengder NGL. Salget av gass antas å bygge seg opp fra dagens nivå på 60 mrd Sm<sup>3</sup> gass/år til 100 mrd Sm<sup>3</sup> i 2010.

I tillegg til utbygging på kontinentalsokkelen er det etablert landanlegg på Kårstø, Kollsnes, Sture, Mongstad og Tjeldbergodden for å ta i mot, og i større eller mindre grad videreforedle gass og olje fra feltene.

Olje og gass er ikke-fornybare ressurser, og utvinning gir gjerne inntekter utover hva som er vanlig i annen næringsvirksomhet. Denne ekstra fortjenesten går for en stor del til staten gjennom skatter og avgifter og via direkte eierandeler (SDØE). I tillegg får staten utbytte fra Statoil og Norsk Hydro.

Petroleumsvirksomheten har bidratt med store inntekter til det norske samfunnet. De totale inntektene fra sektoren har variert over tid i takt med endringer i pris og produksjon (se figur 2). Petroleumsinntektene er i stor grad bestemt av verdensmarkedsprisen på råolje, dollarkursen og produksjonskostnadene. Dette betyr at staten går glipp av store inntekter ved lave oljepriser. Statens årlige kontantstrøm fra sektoren reduseres med anslagsvis 1 milliard kroner for hver krone per fat oljeprisen faller.

Aktiviteten på norsk kontinentalsokkel har



gjennom den etterspørselen etter varer og tjenester den fører med seg, skapt store ringvirkninger for samfunnet. En stor del av kontraktene innen leting, utbygging, produksjon, transport og fjerning av utrangert utstyr har i internasjonal konkurranse gått til norske industriselskaper. Dette har bidratt til

at norsk leverandørindustri har blitt så sterk at den de siste årene gradvis har vunnet innpass også på det internasjonale markedet. En slik utvikling er avgjørende for at denne industrien skal ha en framtid utover levetiden på norsk kontinentalsokkel.



## Myndighetenes ivaretagelse av miljøhensyn

Historisk har den norske miljøpolitikken vært basert på direkte regulering av miljøskadelige utslipp. Etter hvert har vi i økende grad tatt i bruk økonomiske virkemidler som avgifter. En del andre lands myndigheter har i større grad valgt å inngå avtaler med industrien for å begrense miljøeffektene av ulike typer utslipp.

Myndighetene ser et nært samarbeid med industrien som en forutsetning for at etablerte miljømålsettinger skal kunne innfris uten for store økonomiske kostnader for samfunnet. For å bidra til å videreutvikle et slikt samarbeid innen petroleumsnæringen ble MILJØSOK etablert i 1995. Målet har vært at norsk kontinentalsokkel også i framtiden skal være eksponent for miljøvennlig og konkurransedyktig olje- og gassvirksomhet. Oljeselskaper, leverandørindustri og myndigheter deltar sammen med andre berørte samfunnsinteresser i dette arbeidet. MILJØSOK ble avsluttet i 2000, men følges opp av en ny samarbeidsarena, MILJØFORUM.

### Letefasen

Målet med åpning av nye leteområder er å igangsette aktivitet for å avdekke lønnsomme petroleumsressurser med sikte på framtidig utbygging og produksjon. Den viktigste miljømessige følgen av leteaktivitet er faren for akutte utslipp av olje (oljesøl). Slike utslipp vil kunne

skade larver, fiskeegg, fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og livet i strandsonen. Sannsynligheten for slike utslipp er imidlertid veldig liten. Det har ikke vært noen store akuttutslipp i forbindelse med leteboring på norsk sokkel.

Før åpningen av nye områder for petroleumsaktivitet, gjennomføres det i regi av myndighetene grundige analyser av de miljømessige virkningene av petroleumsvirksomheten. Plikten til å utarbeide slike konsekvensutredninger følger av petroleumsloven. Utredningene sendes på offentlig høring og forelegges deretter Stortinget. Særlige konsekvensutredninger er gjennomført for Norskehavet, Skagerrak og det sørlige Barentshavet.

I områder som åpnes for petroleumsvirksomhet, setter Regjeringen i tillegg spesifikke krav til leteaktivitet for å begrense mulige interessekonflikter med miljø- og fiskeriinteressene. Eksempler på slike krav til leteaktivitet kan være begrensninger i når på året boring kan skje og spesifikke krav til beredskap for å begrense skadene ved eventuelt oljesøl.

Når et område er åpnet for petroleumsaktivitet, kan blokker i området utlyses. Utvinningstillatelser tildeles på bakgrunn av søknader fra selskapene. Regjeringen foretar med grunnlag i de innkomne søknadene en helhetsvurdering og tildeler lisenser til de selskapene den mener best kan realisere de anslåtte verdiene i området.

Barentshavet er et viktig område av flere

årsaker. Det er et av våre beste fiskeriområder samtidig som det sannsynligvis inneholder betydelige olje- og gassressurser. I forbindelse med åpningen av Barentshavet sør i 1989 og i forkant av den planlagte utbyggingen av gassfeltet Snøhvit, er det gjennomført omfattende utredningsprosesser. Når det gjelder ytterligere petroleumsvirksomhet i Barentshavet, ønsker regjeringen å utrede de samlede konsekvensene av all næringsaktivitet for å etablere en helhetlig forvaltningsplan for området. I en slik plan skal hensynet til miljø, fiskerier, petroleumsvirksomhet og sjøtransport vurderes samlet. Olje- og energidepartementet har satt igang arbeidet med å utrede konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i områdene fra Lofoten og nordover som et ledd i utarbeidelsen av denne planen. Blant annet har Olje- og energidepartementet allerede utarbeidet en oversikt over det som er gjort av tidligere utredningsarbeid. Siktemålet er å identifisere hvor kunnskapsbehovet er størst.

### Utbyggings- og driftsfasen

Når det er lokalisert økonomisk drivverdige funn i en utvinningstillatelse, vil neste fase være utbygging og drift slik at verdiene kan realiseres.

Før deltakerne i utvinningstillatelsen kan starte utbygging av et funn, krever petroleumsloven at en plan for utbygging og drift (PUD) og eventuelt en plan for anlegg og drift (PAD) skal godkjennes av myndighetene.

Som en del av PUD/PAD, skal utbygger levere en utredning som blant annet dekker konsekvensene for natur og miljø av at det aktuelle funnet realiseres. I utredningen beskrives eventuelle miljøeffekter av forventede utslipp, og det foretas en systematisk gjennomgang av kostnader og nytte av mulige avbøtende tiltak. Både programmet for, og selve konsekvensutredningen, sendes på høring til berørte samfunnsaktører.

Avhengig av omfanget av utbyggingen, godkjennes PUD/PAD av Kongen i Statsråd eller Stortinget etter en samlet vurdering av prosjektet.

Ivaretagelse av miljøhensyn er ett av kriteriene i denne vurderingen.

I tillegg til faren for akutte utslipp, medfører driftsfasen kontinuerlige utslipp til luft og sjø.

Dette inkluderer hovedsakelig:

- utslipp av vann med rester av olje og kjemikalier
- utslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) og nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) fra energiproduksjon og faking
- utslipp av flyktige organiske forbindelser (nmVOC) fra lagring og lasting av råolje

For å begrense virkningene på miljøet av utslippene i driftsfasen benytter myndighetene følgende virkemidler:

#### CO<sub>2</sub>

Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i henhold til CO<sub>2</sub>-avgiftsloven med virkning fra 1. januar 1991 pålagt CO<sub>2</sub>-avgift. Avgiften er pålagt forbrenning av fossile brenslere som medfører utslipp av CO<sub>2</sub> – i første rekke naturgass og diesel. Fra 1. januar 2002 er CO<sub>2</sub>-avgiften på sokkelen 73 øre per liter olje/Sm<sup>3</sup> gass. Brenning av gass i fakkell, ut over det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift, er etter petroleumsloven ikke tillatt uten godkjenning fra Olje- og energidepartementet.

#### NO<sub>x</sub>

I driftsfasen er NO<sub>x</sub> foreløpig ikke regulert på kontinentalsokkelen utover eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PAD. I 1999 underskrev Norge en ny internasjonal protokoll, Gøteborgprotokollen, som blant annet setter krav om reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp tilsvarende 29 prosent reduksjon i 2010 sammenliknet med 1990-nivået. Den nasjonale virkemiddelbruken for å oppfylle denne forpliktelsen er nå under vurdering. Oljedirektoratet har i den sammenheng utredet et forslag til kvotesystem for NO<sub>x</sub>-utslippene på sokkelen som et mulig virkemiddel.

## nmVOC

Utslipp av nmVOC knyttet til lasting og lagring av råolje offshore er fra 2000 regulert gjennom utslippstillatelser med hjemmel i forurensningsloven.

### Olje, organiske forbindelser og kjemikalier

Selskapene må søke om utslippstillatelse hos Statens Forurensningstilsyn (SFT) for å kunne slippe ut olje og kjemikalier til sjø. SFT gir utslippstillatelse i henhold til bestemmelsene i forurensningsloven. Operatørselskapene har, i henhold til forurensningsloven, selv ansvar for og plikt til å etablere nødvendig beredskap for å møte akutt forurensning. I tillegg eksisterer det kommunal og statlig beredskap.

### Avslutningsfasen

Petroleumsproduksjonen fra flere av feltene på norsk kontinentalsokkel har nå opphørt eller er i ferd med å opphøre. Myndighetene har fattet beslutninger om hvordan de utrangerte innretningene på Nordøst-Frigg, Øst-Frigg, Odin, Mime, Tommeliten Gamma, 2/4S, Yme, Lille-Frigg og Frøy skal disponeres. Departementet mottok høsten 1999 avslutningsplan for Ekofisk I, og det ble høsten 2001 vedtatt å bringe innretningene på Ekofisk til land for materialgjenvinning. I november 2001 mottok departementet Frigg avslutningsplan. Planen er til behandling hos myndighetene i både Norge og Storbritannia.

Reglene i petroleumsloven om disponering av innretninger vil bli håndhevet i overensstemmelse med relevante nasjonale og internasjonale forpliktelser. Kommisjonen for konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nord-østlige

Atlanterhav (OSPAR) vedtok i 1998 et generelt forbud mot disponering av utrangerte offshore innretninger i konvensjonsområdet. Fra forbudet gjelder unntak for betonginnretninger, nederste del av store stålennretninger og for innretninger som det på grunn av uforutsette omstendigheter er mer forsvarlig å disponere på stedet. Før det fattes vedtak om behov for unntak fra OSPAR-konvensjonen, skal det gjennomføres konsultasjoner med de øvrige konvensjonsparter.

De viktigste regler følger ellers av FNs Havrettskonvensjon av 1982, retningslinjer vedtatt med hjemmel i denne og av International Maritime Organization (IMO). Disse reglene innebærer at den vesentlige delen av de norske innretningene vil bli tatt på land for resirkulering eller deponering.

OSPAR-vedtaket omfatter ikke rørledninger og kabler. I 1996 ble det igangsatt et treårig utredningsprogram som hadde som siktemål å klarlegge virkningene av ulike disponeringsalternativ for denne type innretninger. På bakgrunn av utredningsprogrammet ble Stortingsmelding nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel lagt frem i Stortinget.

Som generell regel bør det gis tillatelse til at rørledninger og kabler etterlates når de ikke er til ulempe eller utgjør en sikkerhetsrisiko for bunnfiske, sammenholdt med kostnadene ved nedgraving, tildekking eller fjerning.

Disponeringssaker blir behandlet i henhold til ovennevnte regelverk i OSPAR og petroleumsloven, samt gjeldende retningslinjer. Til sammen utgjør dette et velordnet rammeverk for behandling av disponeringssaker.





# Utslippsstatus

1

Petroleumssektoren står for en betydelig andel av de norske utslippene til luft av karbondioksid (CO<sub>2</sub>), nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) og flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC). I tillegg kommer mindre mengder utslipp av metan (CH<sub>4</sub>) og marginale utslipp av svoveldioksid (SO<sub>2</sub>) fra sektoren. Virksomheten medfører også utslipp av olje og ulike typer kjemikalier til sjøen.

De forskjellige utslippskomponentene bidrar til ulike miljøproblemer. For grenseoverskridende forurensning og utslipp til felles områder som internasjonale havområder, er det nødvendig for de involverte land å samarbeide om å nå de ønskede miljømålene.

Norge er i henhold til ulike internasjonale avtaler forpliktet til å begrense sine utslipp av ulike komponenter. Hvordan dette påvirker petroleumssektoren vil være avhengig av den enkelte avtales utforming. I luftutslippsavtalene blir vanligvis utslippstak spesifisert for hvert land. Avtalenes utforming er avgjørende for om de pålagte utslippsbegrensningene i sin helhet må gjennomføres innenfor hvert lands grenser, eller om reduksjoner også kan gjennomføres i andre land hvor reduksjonskostnaden kan være lavere. Kostnadene ved å redusere utslippene fra de ulike utslippskildene både nasjonalt og internasjonalt vil være avgjørende for i hvilken grad tiltak blir iverksatt overfor petroleumssektoren.

## Globale miljøproblemer

Både CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub> er klimagasser som bidrar til drivhuseffekten. Disse er internasjonalt regulert under FNs klimakonvensjon. Norges forpliktelse i henhold til Kyoto-protokollen, medfører at utslippene i gjennomsnitt for årene 2008-2012 ikke må øke med mer enn 1 prosent i forhold til utslippsnivået i 1990. I forhold til dagens nivå, innebærer dette en reduksjon på om lag 6 prosent. Denne forpliktelsen kan innfris gjennom reduksjoner innenlands og delvis i andre land ved bruk av Kyotomekanismene.

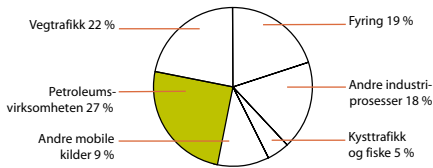
## Regionale miljøproblemer

NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> og nmVOC bidrar, enkeltvis eller sammen, til grenseoverskridende regionale miljøproblemer som sur nedbør, overgjødning og bakkenært ozon. De medfører også enkelte lokale miljøproblemer. Utslipp av disse gassene er regulert i protokoller under konvensjonen for langtransportert luftforurensning (LRTAP-konvensjonen). Sammen med USA, Canada og andre europeiske land, undertegnet Norge i desember 1999 en ny protokoll (Gøteborg-protokollen) som søker å løse miljøproblemene forsurening, overgjødning og bakkenær ozon samtidig. I henhold til protokollen skal Norge redusere NO<sub>x</sub>-utslippene til 156 000 tonn innen 2010. Dette innebærer 29 prosent reduksjon for Norge sammenlignet med utslippsnivået i 1990. For nmVOC er den nye forpliktelsen tilnærmet lik det Norge har påtatt seg under den gjeldende Geneveprotokollen. Ifølge sistnevnte er kravet at nmVOC-utslippene fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62. breddegrad skal reduseres med 30 prosent innen 1999 i forhold til 1989-nivå. De samlede nasjonale utslippene skal etter Gøteborgprotokollen ikke overstige 195 000 tonn/år.

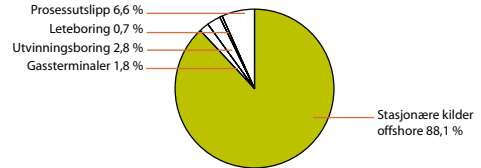
## Lokale miljøproblemer

Olje- og kjemikalieutslipp kan ha lokale effekter i innretningenes umiddelbare nærhet og reguleres nasjonalt gjennom utslippstillatelse i henhold til forurensningsloven. Utslippene reguleres i tillegg internasjonalt gjennom OSPAR-konvensjonen fordi de skjer til internasjonale farvann og dermed ikke kun er et enkelt lands anliggende.

For utslippene til sjø er det internasjonalt fastsatt et maksimumsnivå for oljeinnholdet i vann som kan slippes ut, samt et mål for reduksjon av totale oljeutslipp fra sektoren. Utslipp av kjemikalier er internasjonalt regulert ved hjelp av kategorisering etter kjemikalienes iboende egenskaper.



Figur 3 Kilder til norske utslipp av CO<sub>2</sub>, 2000  
(Kilder: SSB/SFT)



Figur 4 CO<sub>2</sub>-utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2000 fordelt på kilder (Kilde: OED/OD)

## Karbondioksid CO<sub>2</sub>

### Miljøeffekter av CO<sub>2</sub>

- Den viktigste av klimagassene som bidrar til drivhuseffekten, som igjen kan føre til global oppvarming
- Ifølge FNs klimapanel: "the balance of evidence suggests a discernible human influence on global climate"

De menneskeskapte utslippene av CO<sub>2</sub> er i stor grad knyttet til forbrenning av fossile brenslere. I nasjonal sammenheng står petroleumsvirksomheten for 27 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene (se figur 3). Denne andelen forventes å øke framover. De andre store utslippskildene i Norge er vegtrafikk og andre mobile kilder, fyring og utslipp fra ulike industriprosesser.

Som figur 4 viser, er størstedelen av CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumssektoren knyttet til innretningene offshore. Utover dette er det knyttet CO<sub>2</sub>-utslipp til gasserterminalene på land og indirekte fra VOC-utslipp (såkalte prosessutslipp). De avgiftsbelagte CO<sub>2</sub>-utslippene knyttet til innretningene på kontinentalsokkelen stammer i all hovedsak fra forbrenning av gass i turbiner og fakkell, og fra forbrenning av diesel (se figur 5). Av de fossile brenslene gir naturgass lavest CO<sub>2</sub>-utslipp per energienhet.

De totale utslippene av CO<sub>2</sub> fra sektoren har vokst fra år til år, hovedsakelig som følge av

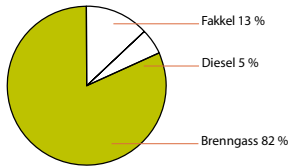
økningen i aktivitetsnivået. Utviklingen de seinere årene og prognosen for de nærmeste årene, vises i figur 6. Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljøsidene er fraværende. Forbedringene i energiutnyttelsen og reduksjonene i faklingen har imidlertid ikke vært store nok til å veie opp for økningen i energiforbruket som høyere aktivitet har bidratt til. En indikasjon på at aktiviteten er blitt mer effektiv, er at CO<sub>2</sub>-utslippene per produsert oljekvivalent ble redusert med 24 prosent fra 1990 til 2001 (se figur 7).

Reduksjonen per enhet skyldes blant annet:

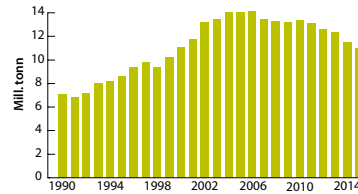
- generell teknologiforbedring
- utslippsreducerende tiltak, blant annet som følge av innføring av CO<sub>2</sub>-avgiften i 1991

Andre forhold, herunder et økende antall produserende felt og at sentrale felt har kommet i en moden fase, kan imidlertid føre til økte utslipp.

Generelt vil utslipp knyttet til å produsere en enhet olje/gass, variere både mellom felt og over et felts levetid. Reservoarforholdene og transportavstanden til gassmarkedet er faktorer som gjør at kraftbehovet, og dermed utslippene, varierer mellom felt. At utslippene varierer over feltets levetid, skyldes blant annet at vannandelen i brønnstrømmen øker når felt blir eldre. Siden det i stor grad er total væske- og gassmengde (vann, olje og gass) som bestemmer energi-behovet i prosessanlegget, vil et felt få høyere utslipp per produsert enhet når det blir eldre.



Figur 5 Avgiftsbelagte CO<sub>2</sub>-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2001 (Kilde: OD)



Figur 6 Totalutslipp av CO<sub>2</sub> fra norsk petroleumssektor (Kilde: OED, OD)

Dette er en av grunnene til at vi nå har sett en svak økning i utslipp per enhet de siste årene. Utviklingen på norsk kontinentalsokkel mot mer modne felt og flytting av aktivitet nordover trekker i retning av økte utslipp per produsert enhet. Behandling og transport av produsert gass er mer energikrevende enn produksjon av væske. Andelen produsert gass er stadig i økning på norsk sokkel. Dette er et viktig bidrag til utviklingen i indikatoren CO<sub>2</sub>-utslipp per produsert enhet. Tall fra Oljedirektoratet for 2001 viser en svak økning i totale utslipp av CO<sub>2</sub> fra virksomheten fra 2000 til 2001.

For å få et visst inntrykk av hvor høye utslippene av klimagasser fra virksomheten på norsk kontinentalsokkel er i forhold til tilsvarende virksomhet i andre land, er det foretatt enkelte sammenligninger av utslippene per produsert enhet olje og gass i ulike land. Det må presiseres at slike sammenligninger er beheftet med betydelig usikkerhet.

I en studie gjort av SINTEF er klimagassutslippene på norsk kontinentalsokkel sammenlignet med tilsvarende utslipp i andre land, herunder Russland, Nederland, Storbritannia og USA. CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med gassproduksjon i Russland var ikke tilgjengelig.

Aktiviteten på norsk kontinentalsokkel kommer positivt ut i studien. Som et eksempel kan det nevnes at produksjon av en olje- eller gassenhet på britisk kontinentalsokkel, som nok er mest sammenlignbar med aktiviteten i våre områder, medfører drøyt tre ganger høyere utslipp av klimagasser enn tilsvarende produksjon på norsk kontinentalsokkel.

## Tiltak for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene

Utvikling av kombinerte løsninger for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakkellgass og reinjeksjon av CO<sub>2</sub> fra produsert gass på Sleipner Vest er eksempler på at norsk kontinentalsokkel ligger langt framme når det gjelder å ta i bruk miljøeffektive løsninger.

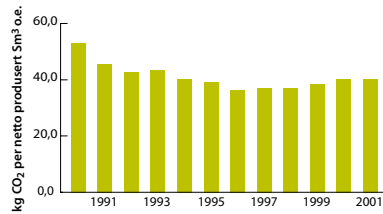
Kombikraft som i dag er i drift på feltene Oseberg, Snorre og Eldfisk er en løsning der varme fra turbinenes eksosgass brukes til å produsere damp som igjen brukes til å generere elektrisk kraft. Disse anleggene er enestående i offshore-sammenheng.

På Sleipner Vest var det nødvendig å redusere CO<sub>2</sub>-innholdet i gassen som blir produsert, fordi den ellers ville overstige salgsspesifikasjonene. Det er første gang at CO<sub>2</sub> fjernet fra produsert naturgass blir injisert i underjordiske reservoarer til havs. På grunn av denne løsningen unngås CO<sub>2</sub>-utslipp på om lag 1 million tonn hvert år.

## Injeksjon av CO<sub>2</sub> for økt utvinning

CO<sub>2</sub> kan i noen grad erstatte eller supplere injeksjon av naturgass og vann for trykkstøtte i olje- og kondensat reservoarer for økt utvinning av olje og kondensat. Det antas at det største potensialet for bruk av CO<sub>2</sub> vil være knyttet til tertiær utvinning etter vannflømming på de store oljefeltene.

Potensialet har to aspekter: Det første er at en del av gassressurene som injiseres går tapt som følge av at ikke all gassen lar seg tilbakeprodusere. Oljedirektoratet antar at i gjennomsnitt kan ca 20



Figur 7 Utslipp av CO<sub>2</sub> per produsert enhet  
(Kilde: OD)

prosent av den injiserte gass ikke tilbakeproduseres. I perioden 2000 - 2005 vil det bli injisert 40-50 mrd Sm<sup>3</sup> gass for trykkstøtte per år.

Det andre er at ved tertiær utvinning etter vannflømming blir deler av restoljen løst opp av den injiserte CO<sub>2</sub>. I tillegg vil CO<sub>2</sub> kunne drenere områder som vannet ikke har vært i kontakt med som for eksempel i toppen av reservoaret. Injeksjon av CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning har blitt benyttet i USA i mange år.

Som oppfølging av et av forslagene til tiltak nedfelt i sluttrapporten MILJØSOK fase 2 "Felles miljø - felles satsing" har myndighetene etablert en arbeidsgruppe med representanter fra flere av selskapene, OLF og OD for å avdekke potensialet for bruk av CO<sub>2</sub> for økt oljeutvinning. Studien ble initiert våren 2001 og forventes ferdigstilt høsten 2002.

Arbeidet vil gjennomføres i tre faser:

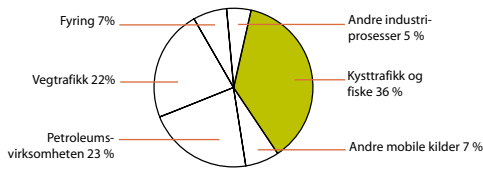
- Utvelgelse av felt for foreløpig vurdering
- Foreløpig vurdering av potensialet i de utvalgte felt ved klassiske metoder
- Fullskala komposisjonelle simuleringer på grunnlag av resultater fra foreløpig vurdering

Arbeidet vil dessuten inkludere kostnadmessige konsekvenser av nødvendige modifikasjoner på eksisterende anlegg. Det er valgt å studere Gullfaks, Ekofisk, Brage og Vigdis/Borg/Snorre Nord/Tordis. Dette representerer en blanding av store og mindre felt og sand- og kalksteinreservoarer.

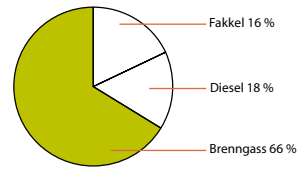
### Besluttet og implementert teknologi som reduserer CO<sub>2</sub>-utslippene

- fjerning av CO<sub>2</sub> fra brønnstrøm med påfølgende deponering på Sleipner Vest
- utnyttelse av eksosvarme i prosessen
- mer effektiv energiproduksjon - for eksempel kombikraft på Oseberg, Snorre og Eldfisk
- optimal dimensjonering av rørledninger
- utskifting av gamle anlegg - eksempelvis Ekofisk
- økt bruk av gassmotorer i forhold til gassturbiner
- optimalisering av nye felt med hensyn til energibruk og energitutnyttelse
- kraft fra land til Troll A
- gjenvinning av gass til fakkell
- overføring av kraft mellom Snorre A og B





**Figur 8** Kilder til NO<sub>x</sub>-utslipp i Norge, 2000  
(Kilder: SSB)



**Figur 9** NO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2001 (Kilde: OD)

## Nitrogenoksider NO<sub>x</sub>

### Miljøeffekter av NO<sub>x</sub>

- Skade på fiske- og dyreliv gjennom forsurening av vassdrag og jordsmonn
- Skade på bygninger, stein og metall som følge av sur nedbør
- Overgjødning, som kan gi endringer i økosystemers artssammensetning
- Skader på helse, avlinger og bygninger som følge av at bakkenært ozon dannes når NO<sub>x</sub> og nmVOC utsettes for solstråling

NO<sub>x</sub> dannes hovedsakelig ved forbrenning av fossile brenslere. Mengden utslipp er avhengig både av forbrenningsteknologien og av hvor mye drivstoff som brukes. Eksempelvis gir forbrenning i gassmotorer lavere utslipp av NO<sub>x</sub> enn forbrenning i dieselmotorer.

Mobile kilder står for størsteparten av de norske NO<sub>x</sub>-utslippene (se figur 8). Petroleumssektoren bidrar på sin side med 23 prosent. Som for CO<sub>2</sub> er gassforbrenning i turbiner, fakkell og dieselforbruk på innretningene sentrale utslippskilder innenfor sektoren (se figur 9). I tillegg vil det også være utslipp knyttet til letevirksomheten og gassterminale på land.

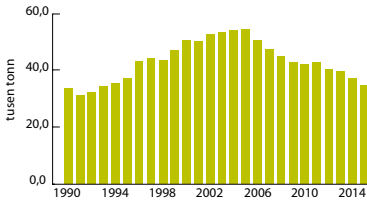
Utslippene av NO<sub>x</sub> fra sektoren har vokst jevnt

siden 1990 (se figur 10). Hovedårsaken til dette er at økt aktivitet har bidratt til høyere energibehov som igjen har bidratt til økte utslipp. Endringen i utslipp per produsert enhet gir oss en indikasjon på utviklingen i effektiviteten til virksomheten på kontinentalsokkelen. Utslippene per produsert enhet framgår av figur 11.

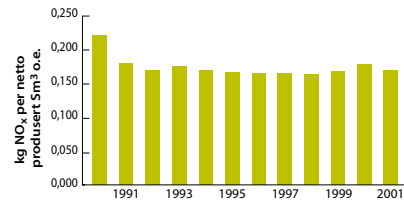
Det er nær sammenheng mellom utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> da begge stammer fra samme hovedkilder. Det eneste unntaket her er såkalt lav-NO<sub>x</sub> teknologi for gassturbiner der NO<sub>x</sub>-utslippene reduseres med inntil 90 prosent uten at CO<sub>2</sub>-utslippene reduseres. I enkelte tilfeller kan CO<sub>2</sub>-utslippene øke ved bruk av denne teknologien.

For å få et bilde av utslippene på norsk kontinentalsokkel i forhold til tilsvarende aktivitet i andre land, kan det være hensiktsmessig å sammenligne ulike lands utslipp per produsert oljeekvivalent. Det må understrekes at det av mange grunner er betydelig usikkerhet knyttet til slike sammenligninger mellom land. En studie fra MILJØSOK indikerer at utslippene på norsk kontinentalsokkel for NO<sub>x</sub> er lavere enn i de landene det er naturlig å sammenligne oss med.

Norge undertegnet i 1999 en internasjonal protokoll som regulerer blant annet utslipp av NO<sub>x</sub> (Gøteborgprotokollen). Nedenfor skisseres mulige tiltak for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene, men det er for tidlig å si hvordan denne avtalen vil slå ut for petroleumssektoren.



Figur 10 Totalutslipp av NO<sub>x</sub> fra norsk petroleumssktor  
(Kilde: OED, OD)



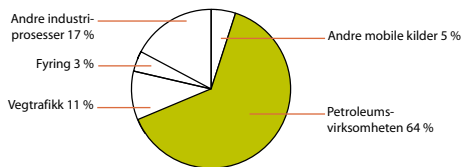
Figur 11 Utslipp av NO<sub>x</sub> per produsert enhet  
(Kilde: OED, OD)

## Tiltak for å redusere NO<sub>x</sub>-utslippene

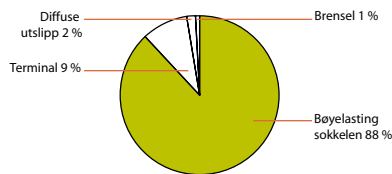
- Lav-NO<sub>x</sub>-brennere på gassturbiner. Disse har potensial til å redusere utslippene fra en gass-turbin med inntil 90 prosent.
- De samme tiltak som reduserer CO<sub>2</sub> utslipp unntatt CO<sub>2</sub>-separasjon.
- Bruk av katalytisk rensing
- Dampinjeksjon i brennkammeret

Oljedirektoratet initierte høsten 2000 en arbeidsgruppe med deltakelse fra industrien for å foreta en teknisk- økonomisk konsekvensutredning av å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub>-brennere på gassturbiner og katalysator (SCR) på gassmotorer. Sluttrapport ble lagt frem høsten 2001. Installasjon av lav-NO<sub>x</sub>-brennere er det tiltaket som i dag blir betraktet å være mest aktuelt for å kunne oppnå signifikante reduksjoner av NO<sub>x</sub>-utslipp fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen.

Utredningen har gitt et mer nyansert og variert bilde av tiltakskostnadene i forhold til tidligere analyser. Kostnader forbundet med økt nedetid på innretningene som følge av etterinstallering av lav-NO<sub>x</sub>-brennere er et "nytt" og dominerende element. Lav- NO<sub>x</sub> turbiner innebærer dessuten hyppigere og mer omfattende vedlikehold sammenliknet med tradisjonelle gassturbiner. I et livsløpsperspektiv innebærer dette betydelige kostnader. Utredningen viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> er betydelig høyere enn det som tidligere er anslått. Miljøeffekten av å etterinstallere lav-NO<sub>x</sub> vil variere betydelig fra maskin til maskin. Generelt sett vil lav-NO<sub>x</sub> installert på maskiner som kjøres med høy utnyttelsesgrad gi betydelige miljøeffekter. På maskiner som kjøres på delast øker CO<sub>2</sub>- utslippene, samtidig som NO<sub>x</sub>-reduksjonene avtar i forhold til full last.



Figur 12 Kilder til norske utslipp av nmVOC, 2000  
(Kilder: SSB)



Figur 13 Kilder til utslipp av nmVOC fra petroleumssektoren, 2001 (Kilde: OD)

## Flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC)

### Miljøeffekter av nmVOC

- Dannelse av bakkenært ozon kan gi skade på helse, avlinger og bygninger
- Kan gi luftveisskader ved direkte eksponering
- Et indirekte bidrag til drivhuseffekten ved at CO<sub>2</sub> og ozon dannes når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren

NmVOC er en betegnelse for flyktige, organiske forbindelser unntatt metan som fordampes fra blant annet råolje.

Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC i Norge og står for 64 prosent av de nasjonale utslippene. Andre industriprosesser og veitrafikk er andre viktige utslippskilder (figur 12). For petroleumssektoren stammer hoveddelen av utslippene fra lagring og lasting av råolje til havs og fra landterminalene. Mindre utslipp oppstår også på gassterminalene og ved mindre lekkasjer (se figur 13).

Utslippene fra bøyelasting på kontinental-sokkelen har til nå i stor grad vært knyttet til lastebøylene på Statfjord og Gullfaks. Andre store felt som Oseberg, Troll og Ekofisk, er basert på transport av olje i rør til land. Det er store forskjeller i utslippene fra lasting av en enhet olje på de ulike feltene. En hovedårsak til dette er at innholdet av

lette gasser i oljen varierer mellom de ulike feltene.

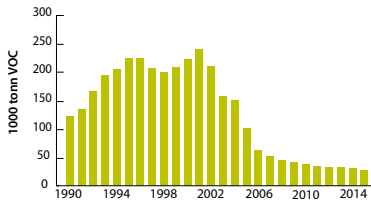
Flere av nyutbyggingene på kontinental-sokkelen er basert på bruk av flytende lagerinnretninger. Denne typen utbyggingsløsninger - hvor oljen lagres under atmosfæriske forhold - vil kunne gi høyere utslipp av nmVOC enn hva som er tilfelle på felt hvor oljelagringen skjer i fundamentet til plattformene (Statfjord, Draugen og Gullfaks). Dette skyldes at det ved slike løsninger også vil oppstå utslipp ved produksjon inn til lageret.

Oljeselskapene har i flere år arbeidet for å gjøre teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengelig for skytteltankere. Dette er de båtene som transporterer olje fra feltene og til mottakshavn. Det eksisterer i dag en utprøvd teknologi for denne gjenvinningen som reduserer utslippene fra en lasting med i størrelsesorden 70 prosent. Dette konseptet går ut på å tilbakeføre nmVOC til oljelasten. Også andre løsninger er under utvikling.

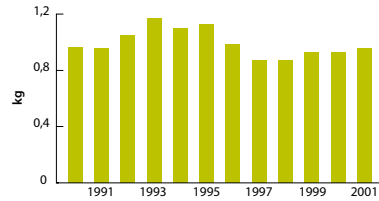
Prognosen for utslipp av nmVOC fra sektoren viser en sterk avtagende trend etter 2002 (se figur 14). Dette skyldes både at oljeproduksjonen forventes å nå sitt toppnivå i løpet av få år, og at gjenvinningsutstyr vil bli installert i tråd med pålegg gitt i medhold av forurensningsloven. Dette vil ha avgjørende betydning for Norges overholdelse av Göteborgprotokollen.

### Sture først ute

Et gjenvinningsanlegg for nmVOC ble tatt i bruk på råoljeterminalen på Sture i 1996. Anlegget har



Figur 14 Totalutslipp av nmVOC fra norsk petroleumsssektor (Kilde: OED, OD)



Figur 15 nmVOC-utslipp per produsert enhet (Kilde: OED, OD)

et reduksjonspotensial for nmVOC på om lag 90 prosent per lasting, og er det første i sitt slag på en røoljeterminal. For at anlegget skal kunne brukes, må tankskipene som laster ha montert tilkoblingsutstyr. Den realiserte gjenvinningen i første driftsår var på i underkant av 40 prosent. Denne var så lav fordi kun en begrenset del av tankskipene hadde montert det nødvendige utstyret. For å øke utbredelsen av tilkoblingsutstyr på tankerne blir det gitt betydelige reduksjoner i terminalens havneavgift for skip som har installert slikt utstyr. De fleste skip har nå anlegg for gjenvinning, og fra 1. januar 2003 skal alle skip ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC. På grunn av tekniske problemer og varm olje har kun 50 prosent blitt gjenvunnet i 2001. Det pågår for tiden utredninger for å oppgradere anlegget for å tilpasse dette til nye driftsbetingelser. Målet er en gjenvinning på 80-90 prosent.

Internasjonale sammenligninger tyder på at utslippene av nmVOC per produsert mengde olje og gass er høyere på norsk kontinentalsokkel enn i andre land. Den høye andelen bøyelasting av olje på norsk kontinentalsokkel kan være en forklaring på at utslippene er høyere enn i de andre undersøkte petroleumssprovinser.

#### Tiltak for å redusere nmVOC-utslippene:

- Gjenvinning av nmVOC på Sture
- Gjenvinning av nmVOC på kontinental-sokkelen:
  - tilbakeføring til oljelasten
  - tiltak i prosessen på innretningene
  - gjenvinning i forbindelse med lagring
  - nye konsepter for gjenvinning ved lasting
  - kondensering for bruk som drivstoff ombord på skytteltankeren

# Kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser

1

---

## Miljøeffekter av oljeutslipp og andre organiske forbindelser

- Søl/akutte oljeutslipp kan gi skade på fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsone.
- Det er stor usikkerhet knyttet til de miljømessige konsekvensene av driftsutslipp av olje. Til nå er det ikke påvist direkte miljøskader. Det pågår betydelig forskning på området, særlig om langtidsvirkningene.
- Det knytter seg usikkerhet til langtids effekter av oppløste organiske forbindelser som PAH og alkylfenoler. Det pågår betydelig forskning på området.

## Miljøeffekter av kjemikalier

- Utslippene består av en lang rekke stoffer med svært ulike potensielle virkninger på miljøet.
- Mesteparten av kjemikaliene som brukes (vel 99 prosent) antas å ha liten eller ingen miljøeffekt.
- Man vet fortsatt lite om eventuelle langtids effekter av kjemikalieutslipp.
- Flere av kjemikaliene har en viss lokal gift effekt. Undersøkelser viser at de fortynnes i vannkolonnen slik at de ikke medfører en vesentlig akutt miljøeffekt utenfor utslippets umiddelbare nærhet.
- En mindre del av kjemikalieutslippene kan ha svært alvorlige miljøkonsekvenser, herunder gi hormonforstyrrelser og være bioakkumulerende.

---

## Olje og andre organiske forbindelser

De totale utslippene av olje fra norsk petroleumsvirksomhet står for anslagsvis 2 prosent av den totale tilførselen til Nordsjøen. Hovedtilførselen av olje til Nordsjøen kommer fra skipsfart og fra fast-

landet via elver. Oljeutslippene fra petroleumssektoren stammer i all hovedsak fra den regulære driften, men også akutte utslipp eller søl forekommer.

Produsert vann består i hovedsak av formasjonsvann som har stått i kontakt med olje i reservoaret, og inneholder derfor en rekke organiske forbindelser. De viktigste av disse forbindelsene med hensyn til miljøet er PAH og alkylfenoler.

## Kjemikalier

Kjemikalier er en fellesbetegnelse for alle tilsetnings- og hjelpestoffer som benyttes ved bore- og brønnoperasjoner og i produksjon av olje og gass. Det vil være umulig å drive en effektiv olje- og gassvirksomhet uten bruk av kjemikalier.

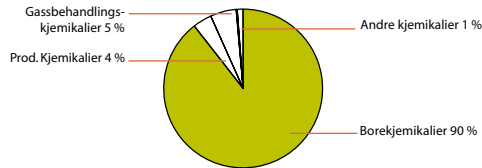
En betydelig innsats rettes derfor inn mot å utvikle kjemikalier med minst mulig miljøeffekter ved bruk. For å sikre ivaretagelse av miljøhensyn når selskapene velger kjemikalier, brukes CHARM-modellen. Denne modellen er utviklet av landene som deltar i OSPAR-samarbeidet.

Når det gjelder miljøeffekter av kjemikalieutslipp er det viktig å skille mellom:

- utslipp av lite miljøfarlige og utslipp av mer farlige kjemikalier
- mengdene som forbrukes og mengdene som slippes ut
- hvor og under hvilke forhold det slippes ut, forholdene i resipienten

Vel 99 prosent av kjemikalieforbruket i norsk petroleumsvirksomhet består av kjemikalier som antas å ha liten eller ingen miljøeffekt. En stor del av disse kjemikaliene er stoffer som naturlig eksisterer i sjøvann. I den resterende prosenten inngår kjemikalier som har miljøeffekt eller hvor eventuelle effekter ikke er godt nok dokumentert.

I 2000 ble 41 prosent av brukte mengder sluppet ut, medregnet vannet som kjemikaliene var løst i. Tilsvarende tall for 1989 var 64 prosent (ekskl.



Figur 16 Kjemikalieutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2000  
(Kilde: SFT)

vann). De kjemikalierne som ikke slippes ut, løses enten i oljen, blir deponert i undergrunnen eller behandles som avfall.

### Boring og brønnoperasjoner

Bore- og brønnoperasjoner er den klart største kilden til utslipp av kjemikalier på kontinental-sokkelen (se figur 16). Endringer fra år til år i de samlede kjemikalieutslippene skyldes derfor i stor grad endringer i antall brønner som blir boret.

Etter 1991 har utslipp av oljeholdig borekaks vært forbudt på norsk kontinental-sokkel. Som figur 18 viser har forbudet bidratt til å redusere oljeutslippene fra virksomheten betydelig i forhold til hva de ville vært med fortsatte utslipp av oljeholdig boreavfall.

Nye boremetoder og ny boreteknologi har, sammen med tiltakende reinjeksjon av borekaks, betydd at utslippene per boret meter er redusert de siste årene (se figur 19). Siden bruk av vannbaserte borevæsker krever mer kjemikaliebruk, har overgangen til denne typen borevæsker som følge av forbudet mot utslipp av oljebasert boreslam trukket i motsatt retning.

Som tidligere nevnt blir ikke oljeholdig boreslam som vedheng på kaks sluppet ut på norsk kontinental-sokkel lenger. Gjenvinning, injeksjon i undergrunnen og deponering på land er alternative måter å unngå utslipp fra boring på.

### Produsert vann

Den viktigste kilden til oljetilførsel til sjø fra den daglige driften, er utslipp av vann som er med oljen og gassen opp fra brønnen (produsert vann) (se figur 20). Selv om vannet gjennomgår nøye rensing

før det slippes ut, inneholder det oljerester og oppløste organiske forbindelser.

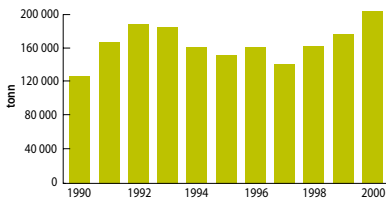
Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjonen i produsert vann på kontinental-sokkelen har vært svakt avtakende. I henhold til OSPAR-konvensjonen skal oljeinnholdet i vann som slippes ut i sjøen, ikke overstige 40 g/m<sup>3</sup> (milligram per liter.) I fjor vedtok OSPAR en anbefaling om reduksjon til maksimalt 30 g/m<sup>3</sup> fra 2006, og en anbefaling om at medlemslandenes totale utslipp av olje i produsert vann reduseres med 15 prosent i 2006 sammenliknet med 2000. Årsgjennomsnittet for norske innretninger var i 2000 på ca 25,4 g/m<sup>3</sup>. Denne størrelsen har vært noenlunde stabil siden 1990 (se figur 21).

Flere av de største feltene er nå kommet i en så moden fase at det produseres mer vann per enhet olje og gass fra brønnene enn tidligere. Dette bidrar til økte volum produsert vann og dermed økte utslipp av olje. I de senere årene har man startet reinjeksjon av produsert vann på stadig flere felt på norsk sokkel (se figur 22). I 2001 ble i underkant av 13 prosent av alt produsert vann reinjisert.

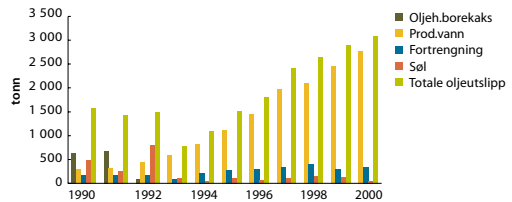
Utslippene av produksjons- og injeksjons-kjemikalier har økt de senere årene. Dette skyldes i all hovedsak økt bruk av havbunnsrammer og større mengder vanninjeksjon. Dette er aktiviteter som vanligvis er avhengig av at det også brukes kjemikalier. Innholdet av produksjonskjemikalier i produsert vann viser imidlertid ikke noen klar trend (se figur 23).

### Akutte utslipp

Skadene på naturmiljøet på grunn av oljesøl er avhengig av ulike faktorer som er viktigere enn utslippets størrelse. Utslippsstedet, årstid, vind-



Figur 17 Totale utslipp av kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet (Kilde: SFT)



Figur 18 Totale oljeutslipp fordelt på kilde (Kilde: SFT)

styrke, strøm og effektiviteten til beredskapen er avgjørende for skadeomfanget. De fleste alvorlige oljesøl i Norge har skjedd fra skip nær kysten. Det har ikke forekommet store akuttutslipp av olje som har nådd land fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Utvidet petroleumsvirksomhet mot kystnære og mer miljøfølsomme områder enn tidligere, vil øke risikoen for alvorlig skade fra oljesøl både fra aktiviteten på innretningene og fra oljetanker som laster på disse feltene.

Antall oljesøl fra innretningene på kontinentalsokkelen er relativt mange (se figur 24). Det totale oljevolumet som slippes ut i forbindelse med oljesøl er imidlertid, som tidligere nevnt, meget begrenset i forhold til tilførselen fra andre kilder.

### Nullutslippsstrategi for utslipp til sjø

Nullutslipp betyr ikke stans av alle typer utslipp og begrepet kan således være noe misvisende. Nullutslipp er en strategi for kontinuerlig reduksjon av miljøskadelige utslipp mot et praktisk nullnivå, der miljøskadeligheten avhenger av innholdet av potensielt miljøfarlige kjemikalier, i tillegg til tid og sted for utslippet. Graden av miljøskadelighet avhenger av utslippets innhold av miljøfarlige forbindelser, samt av feltspesifikke utslippsbetingelser og resipientforhold.

For nye, selvstendige utbygginger skal hovedregelen være nullutslipp til sjø. Det er viktig at en totalvurdering av utslipp til sjø, utslipp til luft og energiøkonomisering gjøres før de endelige teknologiske løsninger velges.

Strategien vil også bli lagt til grunn for felt i drift og ved utbygging av mindre funn i tilknytning til eksisterende innretninger. Lokale forhold på de

ulike innretningene vil påvirke hvilke løsninger som vil være hensiktsmessige i slike tilfeller. Målet er at alle felt skal ha null skadelige utslipp innen 2005.

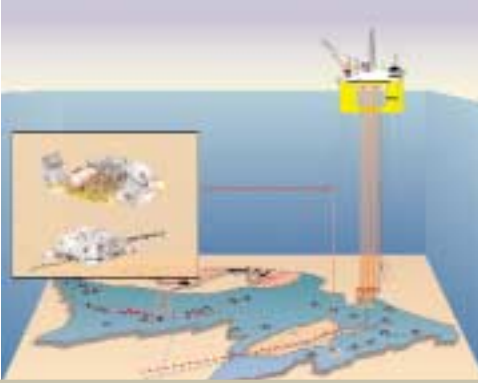
Ny teknologi er viktig for å få en god implementering av nullutslippsstrategien. Teknologi for fraseparering eller blokkering av vann før det når innretningene, vil være sentrale elementer for å realisere dette målet. Fraseparering kan skje enten nede i brønnen eller på havbunnen. I tillegg til å redusere utslipp til sjø, vil slik teknologi også kunne ha gunstige effekter for utslipp til luft (ved at energiforbruket reduseres) og for oljeproduksjonen (fordi vannet brukes som trykkstøtte for økt oljeutvinning).

### Pioneren Troll

Troll pilot er en havbunnsplassert separasjonsenhet som skiller produsert vann fra resten av brønnstrømmen i en av produksjonslinjene til Troll C-plattformen. Vannet blir deretter reinjisert i reservoaret. Dermed reduseres transporten av produsert vann til plattformen, samt utslippet av oljeholdig vann.

Slike fordelere kan også oppnås med nedihulls-separasjon, som hittil bare er testet på landbaserte felt.

Tilbakeføring av produsert vann til undergrunnen er et annet tiltak som kan bidra til utslippsreduksjon der dette er hensiktsmessig. Teknologien brukes i dag på flere felt. For flere nylig vedtatte utbygginger vil reinjeksjon av produsert vann bli gjennomført. Slik reinjeksjon vil være spesielt gunstig for felt hvor det er behov for vanninjeksjon til trykkstøtte. Reinjiseres produsert vann uten å bli brukt til trykkstøtte, vil



dette øke energibruken og dermed utslippene til luft på innretningene. I slike tilfeller vil en totalvurdering avgjøre om tiltaket er hensiktsmessig.

På andre felt er det gjort forsøk med å stenge av vannførende lag nede i brønnen, noe som også vil kunne redusere vannproduksjonen.

### **Teknologi for å fjerne eller redusere utslipp av miljøskadelige forbindelser i produsert vann**

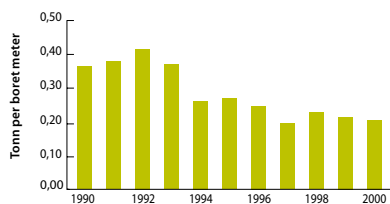
- hel eller delvis tilbakeføring av produsert vann i undergrunnen etter separasjon på innretningen

- avstenging av vannførende lag i brønnene enten mekanisk eller kjemisk
- fraseparering av produsert vann i brønnen eller på havbunnen med påfølgende reinjeksjon
- rensing av produsert vann på feltet før utslipp til sjø

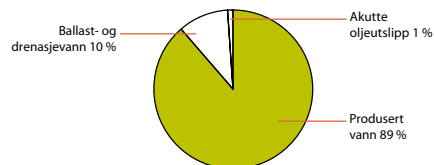
### **Teknologi for å unngå utslipp av borevæsker**

- gjenvinning
- oppsamling og injeksjon i undergrunnen
- oppsamling og deponering på land

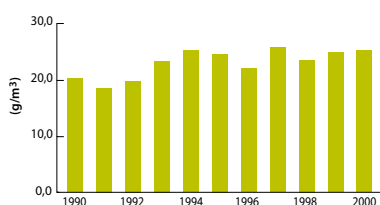




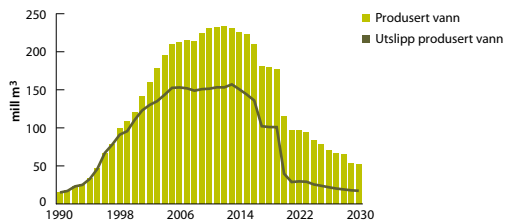
**Figur 19** Utslipp av borekjemikalier per bore meter  
(Kilde: SFT, OD)



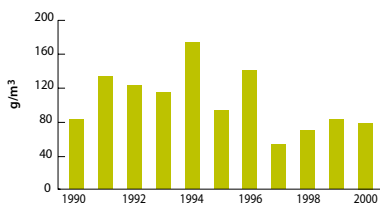
**Figur 20** Oljeutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2000  
(Kilde: SFT)



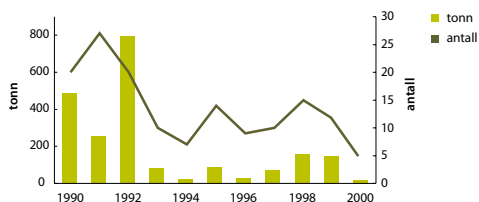
**Figur 21** Utslipp av olje per kubikkmeter produsert vann  
(Kilde: SFT)




**Figur 22** Mengde produsert vann og utslipp av produsert vann, historisk og prognosert. (Kilde: OD)




**Figur 23** Innhold av produksjons-, injeksjons- og rørløsningskjemikalier i produsert vann (Kilde: SFT)



**Figur 24** Akutte oljesøl over ett tonn  
(Kilde: SFT)



**Del 2**  
**Olje og fisk - felles hav**



# Innledning

2

Petroleumsnæringen har vært en viktig aktør i de norske havområdene i flere tiår. Helt siden man startet petroleumsvirksomhet på norsk sokkel for om lag 30 år siden, har myndighetene vektlagt at virksomheten kan og bør drives i sameksistens med andre næringer som også driver sin virksomhet i havområdene. Det har også gjennom alle årene med olje- og gassvirksomhet i Norge vært et viktig premiss at næringen skal drive innenfor forsvarlige miljørammer.

Petroleumsvirksomheten og fiskeriene er to av Norges viktigste næringer og har en felles oppgave i å bidra til størst mulig verdiskaping også i fremtiden. De siste to tiårene har petroleumssektoren hatt stor betydning for norsk økonomi og bidratt vesentlig til verdiskaping i det norske samfunnet. Verdiskapingen i næringen er i dag alene høyere enn totalbidraget fra annen norsk industri. På 1990-tallet var sektorens gjennomsnittlige andel av BNP og totale eksportverdi på henholdsvis 14 og 34 prosent. For år 2000 og 2001 var andelen vesentlig høyere, henholdsvis 24 og 47 prosent. Dette skyldes i stor grad høyere oljepriser. Det er betydelige gjenværende olje- og gassressurser på norsk sokkel. Ressursene på norsk kontinentalsokkel gir grunnlag for oljeproduksjon i omlag 50 år til og gassproduksjon i omlag 100 år.

Norsk kontinentalsokkel er delt opp i tre områder, Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet (se kart 1). Nordsjøen ble åpnet i 1965, og det er siden foretatt en skrittvis åpning av nye områder for petroleumsvirksomhet. I 1980 ble det for første gang tildelt områder i Norskehavet og Barentshavet sør. Etter mange års aktivitet er Nordsjøen nå inne i en relativt moden fase. Det antas at de største funnene er gjort og at fremtidige funn hovedsakelig vil være små. I Norskehavet er det gjort flere forholdsvis store funn de siste årene. Ormen Lange er et eksempel. Halten-terrassen er en moden letteprovins, men dypvannsområdene og områdene utenfor Lofoten er enten lite utforsket eller ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. I Barentshavet sør er området rundt Snøhvitfeltet i

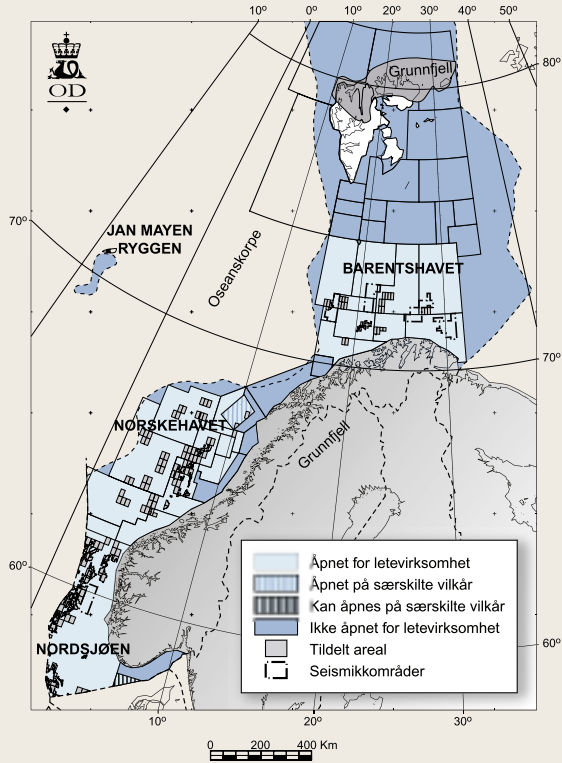
Hammerfestbassenget inne i er relativt moden lettefase, mens resten av Barentshavet Sør er relativt umodent.

De områdene som i dag er åpnet for petroleumsvirksomhet utgjør om lag 60 prosent av norsk kontinentalsokkel. Av de åpnete områdene er om lag 9 prosent av arealet konsesjonsbelagt i form av tildelte utvinningstillatelser. De områdene som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet er deler av de kystnære områdene i Norskehavet, deler av Skagerrak og store deler av Barentshavet.

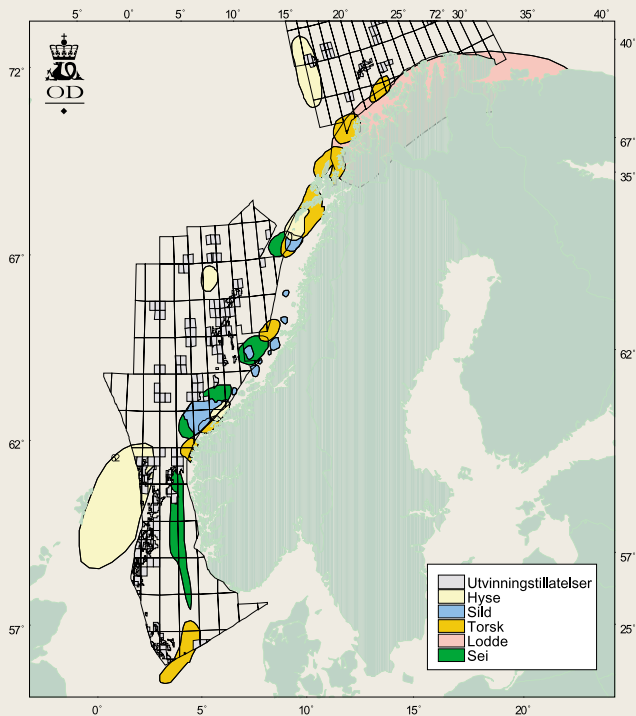
For store deler av kysten er fiske og havbruk av helt avgjørende betydning. Et stort antall mennesker har sitt utkomme direkte fra fiske og havbruk. Årlig høster de norske fiskeriene flere millioner tonn fisk fra Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. I 1999 eksporterte Norge sjømat for 30 milliarder norske kroner. Dette representerer 8,7 prosent av den totale eksporten og gjør fiskeri- og havbruksnæringen til en betydelig eksportnæring.

I noen områder foregår petroleumsvirksomhet i eller nær viktige gyte- og oppvekstområder for rike fiskebestander. Gyting er en dynamisk prosess og benyttede gytefelt kan endres fra år til år. De mest sentrale gytefelt er angitt i kart 2. Aktiviteten foregår i hovedsak slik at det ikke oppstår interessekonflikter mellom næringene. Spørsmål og problemstillinger knyttet til olje- og gassvirksomhetens forhold til fiskeri og miljø har siden virksomheten startet opp for tretti år siden vært bygget inn i beslutningsgrunnlaget for virksomheten. Allerede i Stortingsmelding 25 (1973-74) Petroleumsvirksomhetens plass i det norsk samfunn ble miljøvirkningene av virksomheten og forholdet til fiskeriene behandlet.

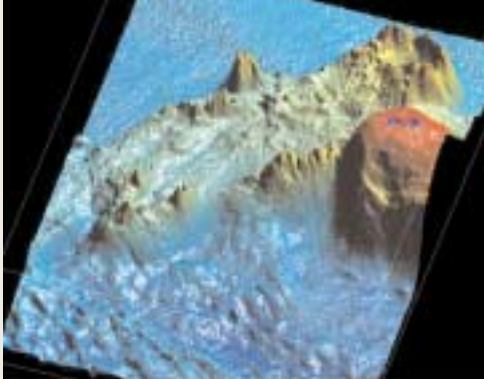
Det er allikevel utfordringer knyttet til miljø og fiskeriene. For å ivareta god sameksistens mellom petroleums- og fiskeriinteressene, er det avgjørende med et godt samarbeid mellom næringene og myndighetene. Både myndighetenes virkemiddelapparat og petroleuminindustriens egen innsats for en bedre miljøstyring, er sentralt for å sikre begge næringers interesser.



Kart 1 Petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel



Kart 2 Gyteområder langs norskekysten



## Utfordringer

### Sammenfallende arealbehov

Begge næringer er naturlig nok avhengige av å være der næringenes ressursgrunnlag er. Avveininger mellom næringene om arealtilgang kan være et aktuelt spørsmål i alle de forskjellige fasene av petroleumsvirksomhet. Det er særlig sentralt i forbindelse med utlysninger av blokker for leteboring, sikkerhetssoner rundt oljeinstallasjonene, legging av rørledninger og kabler og tilgjengelighet for fiske etter avvikling.

### Seismikk

Når det gjelder miljøeffektene av de seismiske aktivitetene, har oljeindustrien for flere år tilbake utført omfattende undersøkelser blant annet i regi av Havforskningsinstituttet. Undersøkelsene konkluderer med at det ikke er påvist direkte fysisk skade på fisk, yngel eller larver som følge av seismikkinnsamling. Seismisk aktivitet kan imidlertid ha en viss skremmeeffekt, og dermed gi reduserte fangster.

Det har skjedd en betydelig teknologisk utvikling både hva angår kvaliteten på selve de seismiske data og når det gjelder evnen til å håndtere store mengder seismiske data. Dette gir mulighet til å gjøre et kvalitativt betydelig bedre arbeid i forkant av leteboring, noe som resulterer i større treffsikkerhet med tanke på funn, og følgelig redusert

behov for antall letebrønner. Denne utviklingen er i seg selv en miljøgevinst.

### Utslipp til sjø

Utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten og potensielle effekter av disse utslippene på levende marine ressurser, er også viktig i forholdet mellom de to næringene. Hovedkomponentene i utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten er olje, andre organiske forbindelser og kjemikalier. Utslippene kommer i all hovedsak fra den regulære driften, men også akutte utslipp og utslipp i forbindelse med boring kan forekomme. Norsk olje- og gassvirksomhet står for ca. 2 prosent av oljetilførselen til Nordsjøen, mens hovedkildene er skipsfart og avrenning fra land via elver.

Om lag 85 prosent av petroleumssektorens oljeutslipp skjer via produsert vann. Produsert vann er i hovedsak formasjonsvann som kommer opp sammen med oljen. Miljøeffekten av produsert vann er i hovedsak knyttet til organiske komponenter som PAH, alkylfenoler og tungmetaller, og i noen grad kjemikalier. Spredning og effekter av produsert vann er imidlertid vanskelige å spore i vannmassene fordi stoffkonsentrasjonene er lave, fortyningen stor og ingen planter eller dyr oppholder seg lenge innenfor det direkte influensområdet til utslippene. Idag reinjiseres i underkant av 13 prosent av alt produsert vann på norsk



sokkel, og prognosene tilsier reinjeksjon av ca 1/3 av det produserte vannet når vannproduksjonen er på topp rundt 2010.

Forskjellige kjemikalier er nødvendige som tilsetnings- og hjelpestoffer i petroleumsvirksomheten, og bore- og brønnkjemikalier står for mesteparten av forbruket og utslippene. Det er normalt ikke tillatt å slippe ut kjemikalier som gir utslipp som medfører miljøskade, og miljøeffektene av utslippene ved ordinære boreoperasjoner er små og avgrenset lokalt til området rundt brønnen. Operatørene arbeider med ytterligere å redusere effekten av disse utslippene. Flere av kjemikaliene som benyttes i petroleumsvirksomheten har imidlertid en viss lokal gifteffekt, mens en mindre del av kjemikalieutslippene kan gi hormonforstyrrelser og være bioakkumulerende. Man antar at vel 99 prosent av kjemikaliene som brukes har liten eller ingen miljøeffekt, men man vet fortsatt for lite om eventuelle langtidseffekter.

Sannsynligheten for akuttutslipp i forbindelse med oljevirkosomheten er i dag meget lav. Store akuttutslipp har ikke forekommet siden Bravoulykken i 1977. Potensielle kilder til uhellsutslipp fra petroleumsvirksomheten vil være utblåsninger, rørledninger og skytteltankere.

### **Petroleumsvirksomhet i kystnære strøk og nordlige områder**

Det vil være ulike utfordringer knyttet til det marine miljø i de ulike petroleumsprovinserne Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Når petroleumsvirksomheten i Nordsjøen nå har

kommet inn i en moden fase, og aktiviteten beveger seg stadig lenger nord og i mer kystnære strøk, skaper dette nye utfordringer. I de miljøfølsomme nordlige områder er næringskjedene færre og kortere. Lang mørketid og lave temperaturer gir andre nedbrytingsforhold og andre miljøeffekter av olje- og kjemikalieutslipp enn lenger sør. Varmblodige dyr inneholder imidlertid vesentlig mer fett, noe som gjør at de lettere vil akkumulere mange av de mest problematiske miljøgiftene.

En viktig utfordring fremover er å etablere mer kunnskap om aktivitet i de kystnære og nordlige områdene, inklusive helårig aktivitet i Lofoten. Det er viktig å utvikle et system som gjør at den kunnskapen som finnes kan utnyttes på en optimal måte når konsekvensanalyser og risikoanalyser skal gjennomføres. Det er behov for utvikling av bedre redskap for å kunne vurdere den biologiske effekten av miljøgifter, gjennomføre konsekvensutredninger og miljørisikoanalyser. Petroleumsaktivitet i disse områdene representerer i tillegg en betydelig utfordring når det gjelder å utvikle teknologi som minimerer virksomhetens utslipp til sjø.

# Virkemidler og tiltak

2

For å bli bedre i stand til å møte framtidige utfordringer i forholdet mellom petroleumsvirksomhet og fiskeri, er det viktig å bygge videre på det etablerte virkemiddelapparatet der konsekvensutredninger og utslippstillatelser utgjør viktige komponenter. Aktivitet i mer miljøårbar områder krever i tillegg økt satsing på forskning og teknologiutvikling.

## Konsekvensutredninger

For å sikre at petroleumsvirksomheten drives i samsvar med andre viktige samfunnsinteresser, har det fra begynnelsen vært lagt vekt på å utarbeide grundige utredninger og analyser av hvilke konsekvenser virksomheten kan ha for blant annet havmiljøet og fiskeriene. Olje- og gassektoren var blant de første i Norge som utviklet et slikt system for konsekvensanalyser. Petroleumsloven krever at det utarbeides konsekvensutredninger ved åpning av et område for virksomhet, ved konkrete feltutbygginger og ved avslutning av virksomhet. I tillegg utarbeides det regionale konsekvensutredninger (RKU) som gir et totalbilde av konsekvensene for miljø og andre næringer i et område. Høring av andre berørte næringer og miljøorganisasjoner er et viktig ledd i konsekvensutredningsprosessene, og disse uttalelsene inngår som en naturlig del av beslutningsgrunnlaget. Systemet med konsekvensutredninger har vært med og lagt grunnlaget for at olje- og gassvirksomheten har kunnet drive i de samme områdene som blant annet fiskerinæringen uten at man har opplevd store interessekonflikter.

### Konsekvensutredning ved åpning av områder

Før det kan tildeles utvinningstillatelser, må et område være åpnet for petroleumsvirksomhet. Myndighetene utarbeider i den forbindelse en konsekvensutredning med vurdering av blant

annet de miljømessige, økonomiske og sosiale virkninger virksomheten kan ha for tilstøtende næringer som for eksempel fiskeriene. Spørsmålet om åpning av nye områder skal forelegges lokale myndigheter og sentrale interesseorganisasjoner som kan antas å ha interesse i saken, for deretter å bli forelagt Stortinget.

### Konsekvensutredninger ved utbygging og avslutning

Petroleumsloven krever også at utbygger som en del av plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift (PAD), leverer en utredning som blant annet dekker konsekvensene for natur, miljø og fiskeri av at det aktuelle funnet realiseres. I utredningen beskrives eventuelle miljøeffekter av forventede utslipp samt konsekvenser for andre næringer inklusive fiskerinæringen. Det foretas videre en systematisk gjennomgang av kostnader og nytte av mulige avbøtende tiltak. Utredningen benyttes som et verktøy gjennom hele utbyggingsperioden for å sikre at miljøhensyn blir ivaretatt. Både programmet for, og selve konsekvensutredningen, sendes på høring til berørte samfunnsaktører.

Petroleumsloven krever også en tilsvarende utredning som en del av avslutningsplanen.

### Regionale konsekvensutredninger

For å få et best mulig totalbilde av konsekvensene, er det også behov for å se petroleumsvirksomheten i større områder i sammenheng. Dette gjøres gjennom at selskapene utarbeider regionale konsekvensutredninger (RKU). En RKU vil også være viktig som bakgrunn for utarbeidelse av konsekvensutredninger for konkrete utbygginger.

En slik regional utredning for Nordsjøen ble utført i 1999. I tillegg foreligger det en regional konsekvensutredning for Norskehavet fra 1998. Siden den gang er aktivitetsbildet på denne delen av sokkelen blitt betydelig endret, og det vil derfor bli



foretatt en oppdatering av RKU-Norskehavet. Etter oppdateringen vil RKU-Nordsjøen og RKU-Norskehavet til sammen dekke norsk sokkel mellom 56° N og 69° N.

Det er antatt at økosystemet i de nordlige havområdene er spesielt sårbare overfor både operasjonelle og uhellsbetingede utslipp, og det er behov for ytterligere kunnskap om virksomhet i disse områdene. Barentshavet er et av verdens rikeste områder for fisk, sjøfugl og marine pattedyr, og myndighetene vil gå varsomt frem for å sikre at det tas tilstrekkelig hensyn til miljøforholdene i området. Departementet ønsker derfor å sette i gang utredninger som ser på konsekvensene av petroleumsvirksomhet fra Lofoten og nordover. Det foreligger en rekke utredninger av miljømessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten i Barentshavet. Disse vil utgjøre et viktig grunnlag i arbeidet med den regionale konsekvensutredningen, som sammen med konsekvensutredninger for fiskeri og sjøtransport vil inngå i en helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet.

### **Krav til seismiske undersøkelser og leteboring**

Etter at et område er åpnet for virksomhet, blir det foretatt regionale seismiske undersøkelser i myndighetenes regi. Disse undersøkelsene danner en del av selskapenes grunnlag for å søke om utvinningstillatelser i forbindelse med konsesjonsrunder. Etter at en utvinningstillatelse er tildelt, foretar industrien mer detaljerte seismiske undersøkelser før leteboring starter.

I utlysningsteksten til de siste konsesjonsrundene, fra 15. konsesjonsrunde (1996) til 17. konsesjonsrunde (2001), ber myndighetene selskapene ta særlig hensyn til fiskeriaktiviteten og forekomst av levende marine ressurser under planleggingen av boreaktiviteten. I forbindelse med 17. konsesjonsrunde har det blitt satt en rekke blokkspesifikke miljø- og fiskerivilkår. For flere av de utlyste områdene er det satt strenge begrensninger for seismiske undersøkelser og leteboring. Dette er gjort ut fra en hensyn til sjøfugl og til fiskebestanden. Samtidig er det både for lete- og produksjonsfasen satt svært strenge begrensninger i forhold til utslipp av produsert vann, samt lagt begrensninger i forhold til antall leteboringer som kan gjennomføres samtidig.

Forberedelse til og gjennomføring av seismiske undersøkelser foregår i nært samarbeid med fiskerimyndighetene. For at rettighetshaver skal være oppmerksom på og ta hensyn til fiskerimessige forhold, har Fiskeridirektoratet og Havforskningsinstituttet utarbeidet materiale som viser hvor og når de forskjellige gyteperiodene normalt finner sted. Den enkelte rettighetshaver skal i henhold til petroleumsloven gi opplysninger om den planlagte undersøkelsen til myndighetene som vurderer hvorvidt undersøkelsen skal gjennomføres som planlagt. I enkelte områder er det av hensyn til det marine miljøet etablert seismikkfrie perioder.

Under de seismiske undersøkelsene stilles det krav om at det skal være en fiskerikyndig person om bord i det seismiske fartøyet, og at fartøyet skal holde seg i forsvarlig avstand til fartøy som driver fiske.





Det er behov for ytterligere kunnskap når det gjelder skremmeeffekten av seismikk på tobis, og det vil bli iverksatt et eget forskningsprogram for å undersøke dette.

### Tiltak for å redusere arealkonflikter

Ulike tiltak er satt i verk for å minske potensielle konflikter som følge av sammenfallende arealbehov mellom de to næringene i de ulike fasene av petroleumsvirksomheten.

I letefasen har rettighetshaverne forpliktet seg til å utføre et arbeidsprogram som vanligvis inneholder seismikk- og brønnforpliktelse. Gjennomsnittlig tar det 20-25 dager å gjennomføre en seismisk undersøkelse. Det tar i underkant av 50 dager å bore én brønn, og boreforpliktelsen er vanligvis på en til tre brønner. Utover tidsrommet for disse operasjonene er det ikke arealbeslag i letefasen.

I driftsfasen innebærer petroleumsinnretningene og sikkerhetssonene rundt dem et visst arealtap for fiskeriene. Det er et mål å minimere arealbeslaget. Av denne grunn stilles det krav om at alt undervannsutstyr skal være overtrålbart. Rundt innretninger som stikker over vann, er det imidlertid nødvendig med sikkerhetssoner på 500 meter. Det varierer fra innretning til innretning hvorvidt disse sikkerhetssonene representerer et arealtap for fiskerne. Potensialet for en arealkonflikt mellom de to næringene er blant annet avhengig av dybde, strømforhold og redskapstype i tillegg til områdets fiskerimessige betydning.

I avslutningsfasen medfører OSPAR-konven-

sjonens krav om fjerning av innretningene at det arealet som er beslaglagt gjennom driftsperioden blir frigjort for fiskeriene og andre brukere av havet. For de innretninger som ikke omfattes av OSPAR vil myndighetene beslutte disponeringsløsning ut fra en samlet vurdering av konsekvenser for miljø-, fiskeri- og kostnader.

### Utslippstillatelser og miljøovervåkning

For å minimalisere utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten er det i henhold til forurensingsloven innført strenge reguleringer. For å slippe ut olje og kjemikaler til sjø, må oljeselskapene søke om utslippstillatelse hos Statens Forurensingstilsyn (SFT). Reglemessig overvåkning av det marine miljø er et av kravene som stilles i utslippstillatelsen, og dette er et viktig supplement til den overvåkingen myndighetene gjennomfører. Miljøovervåkingen har pågått på norsk sokkel i 30 år og dekker alle felt, fra grunnlagsundersøkelse forut for borestart til oppfølging etter at felt er avviklet. Overvåkingen bidrar sammen med eksperimentelle studier til å kartlegge hvilke utslipp som krever tiltak. Undersøkelsene har vist vesentlig reduksjon i miljøpåvirkning rundt plattformene etter at utslipp av oljebasert boreslam ble forbudt i 1993. I dag anslås det at utslippene har medført forurensning av inntil 0,04% av bunnarealet på de delene av norsk sokkel der det produseres olje og gass.

UK Offshore Operators Association (UKOOA) har i samarbeid med blant andre Oljeindustriens landsforening (OLF) foretatt en utredning med sikte på å etablere akseptable og



praktisk gjennomførbare løsninger for disponering av borekaks som er etterlatt på havbunnen. Per i dag er det ikke dokumentert avbøtende tiltak som er mer hensiktsmessig enn å etterlate det eksisterende borekaks på havbunnen.

For å møte utfordringene knyttet til petroleumsaktivitet i kystnære områder, vil myndighetene i forbindelse med 17. konsesjonsrunde generelt utvide den eksisterende biologiske overvåkingen av levende marine ressurser i Norskehavet for å kartlegge mulige effekter av petroleumsvirksomheten.

## Miljøstyring

Nullutslippfilosofien er et viktig tiltak for å minimalisere utslippene til sjø fra petroleumsvirksomheten, og er et eksempel på hvordan myndigheter og industri i fellesskap har klart å integrere miljøhensyn i virksomheten. Nullutslippfilosofien ble introdusert i Stortingsmelding nr 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Nullutslipp kan oppnås ved en kontinuerlig reduksjon av miljøskadelige utslipp mot et praktisk nullnivå, der miljøskadeligheten avhenger av innholdet av potensielt miljøfarlige kjemikalier i tillegg til tid og sted for utslippet. Vurderingene knyttet til nullutslipp skal også ta hensyn til utslipp til luft. Spesielt for nullutslippsarbeidet er at det fokuserer på alle skadelige komponenter som slippes ut til sjø, ikke bare olje som i stor grad har vært ensidig fokusert internasjonalt.

Operatørene har utarbeidet en strategi for null miljøskadelige utslipp for sine felt og skal vurdere

tiltak for nullutslipp for kategoriene boring/brønnoperasjon, produksjon og rørledning. Tiltak innen disse kategoriene vil være dekkende for alle utslipp til sjø fra offshorevirksomheten. Tiltakene retter seg både mot tilsetningen av ulike kjemikalier og håndtering av vannstrømmen som sådan. Det skal gjennomføres tiltak for produsert vann på alle felt. Implementering av nullutslippfilosofien skal være fullført innen 2005.

Oljeindustrien har i dette arbeidet blant annet utviklet et verktøy for å beregne den totale miljøpåvirkningen av en utslippsstrøm, EIF (Environmental Impact Factor). EIF gjør det mulig å vurdere hvilke komponenter i produsert vann som har de mest miljøskadelige effektene, og å sammenlikne miljøpåvirkningen av ulike utslippsstrømmer. På den måten blir det et verktøy for å prioritere tiltak. Metoden baserer seg på kunnskap om utslippsmengder, spredning og toksisitet.

Tilsvarende er DREAM-prosjektet (Dose-related Risk and Assessment Modell) en modell som er utviklet for beregne miljørisikoen av produsert vann og andre utslipp til vann. Også her framheves alkylerte fenoler, ved siden av PAH, som de stoffene som har størst potensiale for å gi miljøskade og som derfor bør prioriteres for tiltak. Samtidig viser modelleringene at miljørisikoen knyttet til utslippene på norsk sokkel er lav.

CHARM (Chemical Hazard and Risk Model) er et annet verktøy som gjør det mulig å oppnå miljøforbedringer på en mest mulig effektiv måte. Industrien kan ved hjelp av CHARM sammenlikne de forskjellige kjemikaliene med sikte på å velge det som representerer lavest miljørisiko. Myndighetene har også pålagt aktørene å utføre

miljøriskovurderinger ved hjelp av CHARM når nye kjemikalier skal tas i bruk.

## Forskning og teknologiutvikling

### Teknologiutvikling

Fra oljeproduksjonen tok til på Ekofiskfeltet i 1971 og fram til i dag, har det foregått en betydelig teknologisk utvikling. For hver ny feltutbygging har næringen vist at man har kommet lenger teknologisk. Trenden beskrevet ovenfor med en økt petroleumsvirksomhet i nord og i mer kystnære strøk sammen med en utvikling mot aktivitet på dypere vann og mindre, mer marginale felt indikerer en betydelig teknologiutfordring fremover.

Teknologi og mulige utbyggingsløsninger som allerede er under utvikling kan bidra til å redusere konfliktpotensialet mellom petroleumsvirksomheten og fiskeri- og miljøinteressene. Generelt vil teknologiutvikling ha positive miljøringvirkninger, og mange av løsningene har blitt utviklet spesielt for å redusere negative effekter av olje- og gassvirksomheten på naturmiljøet. Hvilke teknologier som er aktuelle på ulike felt, vil være avhengig av en rekke feltspesifikke forhold. Det vil være mulig å velge helt andre og nye teknologiske løsninger på nye utbygginger i framtiden enn de løsningene som finnes på eksisterende utbygginger.

Separasjon av brønnstrømmen på havbunnen (havbunnsseparasjon) eller nede i borehullet (nedihullsseparasjon) er eksempler på ny teknologi som i dag er under utvikling, og som på sikt vil

kunne gi redusert energibruk og utslipp av produsert vann til sjø. Det kreves mye energi for å transportere vannet fra reservoaret og opp til prosessanlegget for rensing og eventuell reinjeksjon. Ved havbunns- eller nedihullsseparasjon reduseres dette energiforbruket vesentlig, samtidig som tidlig fjerning av vannet også kan redusere behovet for kjemikalier i prosessen. Havbunnsseparasjon testes i dag ut på Trollfeltet (Troll Pilot). En pilot-test for nedihullsseparasjon, som vil være viktig for videre utvikling og benyttelse av teknologien, vil trolig bli igangsatt på norsk sokkel i løpet av perioden 2002/2003.

Teknologiutvikling bidrar også til å gi enklere og mindre omfattende utbyggingsløsninger. I tillegg til redusert energiforbruk og utslipp til sjø, vil denne utviklingen bidra til å redusere omfanget av eller fjerne de tradisjonelle innretningene. Nye teknologiske løsninger bidrar også til økt sikkerhet, og reduserer også risikoen for akutte utslipp til sjø.

### Langtidseffekter av utslipp til sjø

Det foregår i dag betydelige undersøkelser av mulige effekter på det levende marine miljø av petroleumsvirksomhet i regi av industrien selv. Også offentlige institusjoner som Havforskningsinstituttet, SINTEF og Norsk Institutt for Vannforskning bidrar til økt kunnskap om dette temaet. Det er imidlertid bred enighet om at kunnskapsgrunnlaget vedrørende langtidseffekter av utslipp til sjø har vært mangelfullt, og at innsatsen som gjøres på området burde styrkes og organiseres på en mer hensiktsmessig måte.

En bredt sammensatt arbeidsgruppe, med



representanter fra forskningsmiljøene, berørte myndigheter og industri har utredet hvor kunnskapsbehovet er størst, hvordan man kan koordinere ulike involverte instanser og samarbeide på en mer rasjonell måte enn tidligere. Gruppen anbefaler at forskning på langtidseffekter i vannsøylen blir prioritert innenfor dette området. Deretter anbefales i prioritert rekkefølge langtidseffekter av akutte utslipp og borevæsker, kopling mellom forskning og overvåking, spesielle forskningsoppgaver i arktiske områder, pågående utslipp fra borekaks og akutte utslipp i kyst- og strandsone.

Størsteparten av utslippene til sjø fra petroleumssektoren vil de neste ti årene komme fra felt som allerede er i produksjon. Disse vil etter hvert gå inn i en moden fase med økende vannproduksjon. Samtidig vil mulige fremtidige utvidelser av petroleumsvirksomheten til å omfatte dypere havområder, arktiske områder og områder nær sårbare kyststrøk skape et særlig behov for å oppfylle kunnskapsbehov for langtidseffekter av utslipp til sjø fra virksomheten.

Myndighetene ønsker i samarbeid med industrien derfor å etablere et eget forskningsprogram omkring temaet langtidsvirkninger fra utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten så snart som mulig.

#### **Formidling av kunnskap**

Formidling av eksisterende kunnskap og etablering av en felles forståelse av utfordringene er imidlertid også sentralt. Siden MILJØSOK ble opprettet i 1995 har dette vært en møteplass for ledende aktører fra oljeselskap, leverandørindustri, myndigheter, forskningsmiljø, miljøorganisasjoner og fiskeriorganisasjoner. Bakgrunnen for opprettelsen var et ønske om å utvikle et mer effektivt samarbeid mellom myndigheter og norsk olje- og gassindustri for å løse de mest sentrale miljøutfordringene. MILJØSOK ble avsluttet i 2000, men følges opp av en ny samarbeidsarena, MILJØFORUM. Forholdet mellom fiskeri og petroleumsvirksomhet var et sentralt tema på forumets åpningsmøte høsten 2001.