



MILJØ

NORSK PETROLEUMSVIRKSOMHET

2005

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

Redaktør: Jon Saglie (OED)
Redaksjon avsluttet: mars 2005

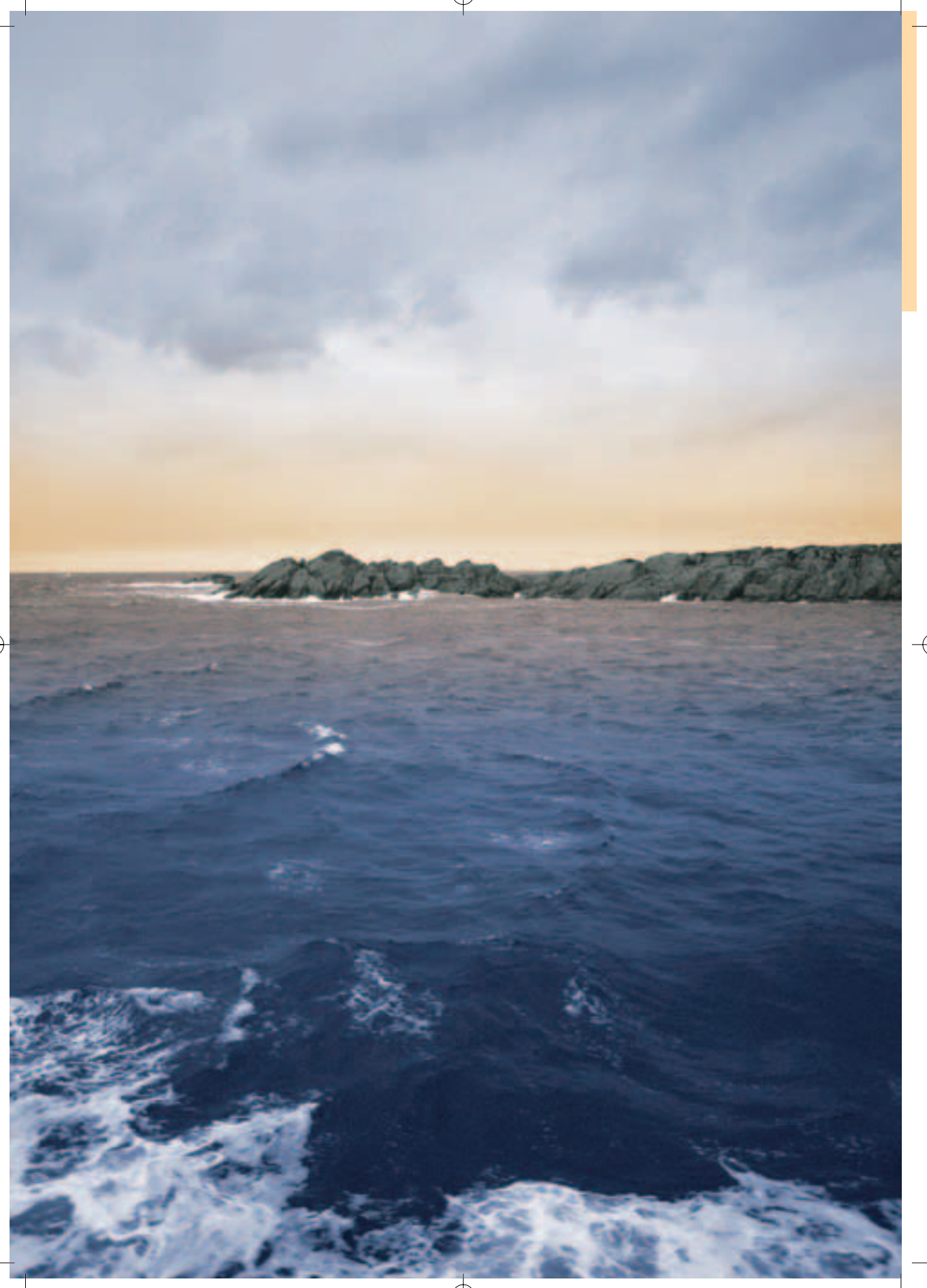
Layout/design: PDC Tangen
Framsida: Janne Njai (PTIL)
Papir: omslag: Munken Lynx 240 g, innmat: Uni Matt 115g
Trykk: PDC Tangen
Opplag: 3 000 bokmål/3 500 engelsk

ISSN 1502-0576



Innhold

Forord	7
Del 1 FAKTA	8
Petroleumsvirksomheten i Norge	9
Fakta om petroleumsvirksomheten	9
Uttslipp fra petroleumsvirksomheten	11
Norge som foregangsland i miljøløsninger – mål og virkemidler	14
Letefasen	14
Utbyggings- og driftsfasen	15
Avslutningsfasen	16
Internasjonale avtaler og forpliktelser	17
Null miljøfarlige utslipp til sjø	18
Utslippsstatus	21
Karbondioksid CO ₂	21
Nitrogenoksider NO _x	24
Flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC)	26
Kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser	28
Del 2 TEMA	32
Innledning	33
Petroleumsaktivitet i Barentshavet	33
Strengt miljøkrav	36
Risiko og beredskap for uhellsutslipp	38
Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet	39
Særlig verdifulle områder	40
Andre lands miljøkrav for petroleumsaktivitet i miljøfølsomme områder	40
Ord og forkortelser	42



Forord

Olje- og energidepartementet (OED) gir hvert år ut en miljøpublikasjon. Formålet med publikasjonen er å øke kunnskapen om miljøaspektet ved norsk olje- og gassvirksomhet.

Årets utgave fokuserer på petroleumsvirksomhet i Barentshavet, og setter fokus på de strenge miljøkravene som stilles til virksomhet i nord. Vi vil med dette forklare hvilke forutsetninger som ligger til grunn for at petroleumsvirksomhet i nordområdene kan drives på en miljømessig forsvarlig måte.

Miljøpublikasjonen består av en faktadel og en temadel. Faktadelen omhandler utslippsstatus, miljøeffekter og tiltak for å redusere utslipp til sjø og luft fra hele den norske kontinentalsokkelen. Temadelen tar for seg petroleumsvirksomhet i Barentshavet spesielt, men med et bredere perspektiv.

Det er et mål for regjeringen at Norge skal forene rollen som en stor energiproducent, med å være et foregangsland i miljøspørsmål. Den sterke fokuseringen på miljøspørsmål har utvilsomt ført til at vi har en petroleumssektor som er i forkant på miljøområdet. Vi håper at denne publikasjonen bidrar til økt kunnskap om miljøhensyn i olje- og gassvirksomheten.

Med vennlig hilsen



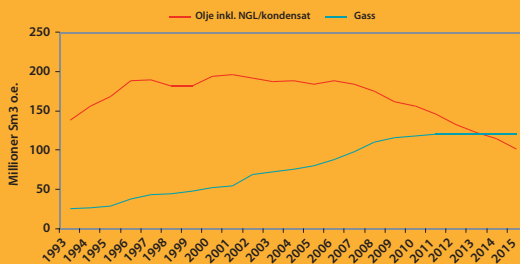
Thorhild Widvey

Olje- og energiminister

1

Fakta





Figur 1. Produksjon av salgbar petroleum.
(Kilde OD/OED)

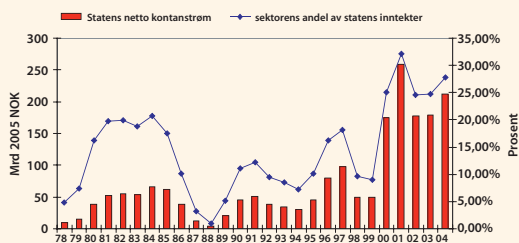
Petroleumsvirksomheten i Norge

Fakta om petroleumssektoren

- Petroleumsvirksomheten sto i 2004 for 47 prosent av den norske eksportverdien
- Bidro i 2004 med 28 prosent av statens samlede inntekter gjennom:
 - inntekter fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)
 - skatter og avgifter fra oljeselskapene
 - utbytte fra Statoil
- Gass får økende betydning i forhold til olje
- De antatte gjenværende olje- og gassressursene på kontinentalsokkelen er betydelige. 31 prosent av opprinnelig utvinnbare petroleumsressurser er solgt og levert, 40 prosent ligger i eksisterende felt/funn og 26 prosent er ennå ikke oppdaget. De resterende ressurser er knyttet til mulige framtidige tiltak for å øke utvinningen.

Oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel startet på Ekofisk-feltet i 1971. Gasseksporten startet opp fra samme felt i 1977. Da Draugen ble satt i produksjon i 1993, ble Norskehavet introdusert som produksjonsområde. Snøhvit-feltet ble besluttet utbygd i 2002, som første utbygging i Barentshavet. Produksjonen på norsk sokkel har siden starten stort sett økt fra år til år (se figur 1). Oljeproduksjonen inklusiv kondensat og NGL var i 2004 på 3,2 mill fat/dag, og produksjonen for 2005 er prognosert til å bli 3,2 mill fat/dag i gjennomsnitt for hele året. Det er forventet at oljeproduksjonen holdes på dette nivået de neste tre årene. Salget av gass forventes å bygge seg kraftig opp fra dagens nivå på 76,1 mrd Sm³ gass/år til 120 mrd Sm³ i 2011.

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. Mottaksterminaler for naturgass fra norsk kontinentalsokkel er etablert i St.Fergus (Storbritannia), Emden og Dornum (Tyskland), Zeebrugge (Belgia) og Dunkerque (Frankrike). Det er også to prosessanlegg under utbygging, et på Melkøya utenfor Hammerfest og et på Nyhamna i Møre og Romsdal. Anlegget på Melkøya skal prosessere gass og NGL fra Snøhvit-feltet, og anlegget på Nyhamna skal prosessere gass fra Ormen Lange-feltet.



Figur 2. Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten.
(Kilde OED/FIN)

Det er høy etterspørsel etter olje- og gassresurser i markedet, 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 sine eierandeler i Statoil og Norsk Hydro.

I 2001 besluttet Stortinget å restrukturere det statlige engasjementet. I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ble det opprettet to selskaper: Petoro AS som ivaretar SDØE-porteføljen på vegne av staten, og Gassco AS som nøytral operatør for gasstransport-systemet.

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). I tillegg til solgt volum, påvirkes petroleumsinntektene av verdensmarkedsprisen på råolje, dollarkursen og produksjonskostnadene.



Utslipp fra petroleumsvirksomheten

Petroleumssektoren står for en betydelig andel av de norske utslippene til luft av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC). I tillegg kommer mindre mengder utslipp av metan (CH₄) og marginale utslipp av svoveldioksid (SO₂) fra sektoren. Virksomheten medfører også utslipp av olje og ulike typer kjemikalier til sjø.

NO_x, SO₂ og nmVOC bidrar enkeltvis eller sammen til grenseoverskridende regionale miljøproblemer som sur nedbør, overgjødning og bakkenært ozon. Utslippene medfører også enkelte lokale miljøproblemer.

CO₂

CO₂-utslippene knyttet til innretningene på kontinentalsokkelen stammer i all hovedsak fra forbrenning av gass i turbiner, fakling av gass og fra forbrenning av diesel. CO₂ er den viktigste av klimagassene, og er i stor grad knyttet til forbrenning av fossile brenslere. Av fossile brenslere gir naturgass lavest CO₂-utslipp per energienhet.

Miljøeffektene av CO₂ er blant annet:

- CO₂ bidrar til drivhuseffekten, som igjen fører til global oppvarming.
- Høy konsentrasjon av CO₂ i atmosfæren fører til at mer CO₂ løser seg i vann. Dette kan føre til at pH-verdien i sjøvann synker.

NO_x

Det er nær sammenheng mellom utslippene av CO₂ og NO_x. Som for CO₂ er gassforbrenning i turbiner, fakling av gass og dieselforbruk på innretningene sentrale utslippskilder også for NO_x. Mengden utslipp er avhengig både av forbrenningsteknologien, og av hvor mye drivstoff som brukes. For eksempel gir forbrenning i gassturbiner lavere utslipp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorer.

Miljøeffektene av NO_x er blant annet:

- 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 det dannes bakkenært ozon.

nmVOC

nmVOC er en betegnelse for flyktige, organiske forbindelser unntatt metan som fordampes fra blant annet råolje. For petroleumssektoren stammer hoveddelen av utslippene fra lagring og lasting av råolje til havs og fra landterminalene.

Miljøeffektene av nmVOC er blant annet:

- Dannelse av bakkenært ozon som kan gi skade på helse, avlinger og bygninger.
- Kan gi luftveisskader ved direkte eksponering.
- Et indirekte bidrag til drivhuseffekten ved at CO₂ og ozon dannes når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Kjemikalier

Kjemikalier er en fellesbetegnelse for alle tilsetnings- og hjelpestoffer som benyttes ved bore og brønnoperasjoner og i produksjon av olje og gass. Hovedregelen er at det ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, enten det gjelder tilsatte kjemiske stoffer eller naturlig forekommende kjemiske stoffer.

Mesteparten av kjemikalierne som brukes antas å ha liten eller ingen miljøeffekt.

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

- Type forbindelse, dvs. utslipp av lite miljøfarlige eller mer farlige kjemikalier.
- Mengdene som forbrukes og mengdene som slippes ut.
- Hvor og under hvilke forhold det slippes ut, samt forholdene i resipienten.

Miljøeffektene av kjemikalier er blant annet:

- En viss lokal gifteffekt, men 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.
- Det er fortsatt usikkerhet om eventuelle langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten, men det gjøres betydelig forskning på området.

Oljeutslipp

Den viktigste kilden til oljetilførsel til sjø fra den daglige driften er utslipp av vann som følger med oljen og gassen opp fra brønnen (produsert vann). Det produserte vannet inneholder rester av olje i dråpeform (dispergert olje), andre organiske komponenter (inkludert løste oljefraksjoner), uorganiske komponenter (tungmetaller, naturlig forekommende lavradioaktive forbindelser etc) og rester av tilsatte kjemikalier.

Miljøeffektene av eventuelle akutte oljeutslipp avhenger av flere faktorer enn bare utslippets størrelse. Forhold som utslippssted, årstid, vindstyrke, strøm og effektiviteten til beredskapen er avgjørende for skadeomfanget. De fleste alvorlige akuttutslipp 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.

Miljøeffektene av oljeutslipp er blant annet:

- Akutte oljeutslipp kan gi skade på fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner.
- Det ikke påvist direkte miljøskade av utslipp av produsert vann, blant annet viser nye forskningsresultater fra Havforskningsinstituttet og RF-Akvamiljø at alkylfenoler i produsert vann ikke medfører risiko for skade på fiskebestandene i Nordsjøen. Likevel er det usikkerhet om mulige langtidsvirkninger, og det gjøres derfor mye forskning på området, blant annet gjennom forskningsprogrammet PROOF.

Måling og rapportering av utslipp

Utslipp til luft beregnes i de fleste tilfeller ut fra mengde brenngass og diesel som er brukt på innretningen. Utslippsfaktorene som brukes er basert på målinger fra leverandører eller standardtall utarbeidet av bransjen selv ved Oljeindustriens landsforening (OLF).


På de fleste feltene beregnes utslippene med feltspesifikke faktorer. Det finnes også programvare som ut fra målte prosess-parametre kan beregne utslipp.

Utslipp til sjø av produsert vann måles av vannmålere. Oljeinnholdet i dette vannet analyseres og brukes for å beregne totale oljeutslipp. Utslipp av kjemikalier beregnes ved forbruk relatert til hva som gjenvinnes og/eller injiseres.

Statens forurensningstilsyn (SFT), Oljedirektoratet (OD) og OLF har etablert en felles database for utslipp til sjø og luft fra oljevirksomhe-

ten. Fra 2004 rapporterer alle operatører som har drevet petroleumsaktivitet på norsk kontinentalsokkel utslippsdata direkte inn i databasen. Dermed kan både operatørene selv og myndighetene enklere lage analyser av de historiske utslippene på en mer fullstendig og konsistent måte enn tidligere.





Norge som foregangsland i miljøløsninger – mål og virkemidler

For at Norge skal kunne forene rollen som en stor energiprodusent med å være et foregangsland i miljøspørsmål, er det utviklet et omfattende virkemiddelapparat for å ivareta miljøhensyn i alle faser av petroleumsvirksomheten.

OED har sektoransvaret for petroleumsvirksomheten, og skal samarbeide med andre myndigheter for å sikre at petroleumsvirksomheten følges opp på en helhetlig måte. Et nært samarbeid med industrien er en forutsetning for at etablerte miljømålsettinger skal kunne innfris uten for store økonomiske kostnader for samfunnet.

Utslipp fra petroleumsvirksomheten i Norge reguleres i stor grad gjennom petroleumsløven, CO₂-avgiftsloven og forurensningsloven. Anleggene på land står overfor samme type virkemidler som annen landbasert industri. I petroleumsløvgivingen er prosessene knyttet opp mot godkjenning av nye utbyggingsplaner (PUD/PAD) sentrale. Anlegg plassert på land eller i sjø innenfor grunnlinjen er også underlagt bestemmelsene i plan- og bygningsloven.

Myndighetene benytter forskjellige virkemidler i de forskjellige fasene i petroleumsnæringen; fra letefasen, utbyggings- og driftsfasen til avslutningsfasen. I tillegg er Norge i henhold til internasjonale avtaler forpliktet til å redusere sine utslipp av ulike komponenter. Dette omtales i det følgende.

Letefasen

Målet med åpning av nye områder for petroleumsvirksomhet er å sette i gang aktivitet for å avdekke lønnsomme petroleumssressurser med sikte på framtidig utbygging og produksjon. Den viktigste miljømessige følgen av leteaktivitet er faren for akutte utslipp av olje. Slike utslipp vil kunne skade larver, fiskeegg, fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og livet i strandsonen. Sannsynligheten for slike utslipp er imidlertid liten. I løpet av nesten 40 år med leteboring på norsk sokkel har det ikke vært noen store akuttutslipp.¹

Før åpning av nye områder for petroleumsvirksomhet, gjennomføres det grundige analyser av de miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten i regi av myndighetene. Plikten til å utarbeide slike konsekvensutredninger følger av petroleumsløven samt regler om dette i EUs direktiv om vurdering av miljøvirkninger av visse planer og programmer (Direktiv 2001/42/EF). 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-, petroleum- og fiskeriinteresser. Eksempler på slike krav til leteaktivitet er begrensninger i når

¹ Oljeutslippet fra Bravo-utblåsningen i 1977 skjedde ifm produksjon.

på året boring kan skje, begrensninger i antall innretninger som kan være i et område på samme tid, krav til utslipp av borekaks, og spesifikke krav til beredskap for å begrense skadene ved eventuell akutt forurensning.

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.

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) skal godkjennes av myndighetene. Videre må rettighetshavere ha tillatelser til anlegg og drift (PAD) etter petroleumsloven §4-3 for eventuelle tilknyttede anlegg.

Som en del av PUD/PAD, skal utbygger levere en utredning som blant annet dekker konsekvensene for natur og miljø av at det aktuelle prosjektet 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 utbyggingens omfang blir spørsmålet om godkjenning av PUD/PAD behandlet 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 (produsert vann).
- Utslipp av CO₂ og NO_x fra energiproduksjon og faking.
- Utslipp av nmVOC fra lagring og lasting av råolje.

For å redusere miljøskadelige utslipp av klimagasser er CO₂-avgiften og klimavoteloven de sentrale virkemidlene. Klimavoteloven etablerer et system med kvoteplikt for CO₂ utslipp og fritt omsettelige kvoter i perioden 2005-2007. Offshore petroleumsvirksomhet er ikke omfattet av det tidlige kvotesystemet fordi disse utslippene er underlagt CO₂ avgift. Myndighetene benytter dessuten andre virkemidler som vilkår i PUD/PAD, utslippstillatelser og produksjonstillatelser som blant annet omfatter faking. Virkemidlene varierer for de forskjellige utslippene til luft og sjø.

Avslutningsfasen

Petroleumsproduksjonen fra flere av feltene på norsk kontinentalsokkel har nå opphørt eller er i ferd med å opphøre. Til sammen har 13 felt avsluttet produksjonen. Friggfeltet stengte ned høsten 2004.

Reglene i petroleumsloven om disponering av innretninger vil bli håndhevet i overensstemmelse med relevante nasjonale lover og regler, samt internasjonale forpliktelser.

Kommisjonen for konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav (OSPAR) vedtok i 1998 et generelt forbud mot å etterlate utrangerte offshore innretninger i konvensjonsområdet. Det kan fattes unntak fra forbudet for betonginnretninger og nederste del av store stålinnretninger, samt for andre innretninger dersom eksepsjonelle eller uforutsette omstendigheter tilsier det.

Før et eventuelt vedtak om unntak fra OSPAR-konvensjonen fattes, skal det gjennomføres konsultasjoner med

de øvrige konvensjonsparter. OSPAR-vedtaket er omtalt i Stortingsproposisjon nr. 8 (1998–1999). OSPAR-vedtaket omfatter ikke rørledninger og kabler. St.meld. nr. 47 (1999–2000) *Om disponering av utrangerte rørledninger og kabler* gir generelle retningslinjer som sier at det bør 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.



Internasjonale avtaler og forpliktelser

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, og hvordan kravene/virkemiddelbruken blir fordelt sektorvis i Norge. 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 ha betydning for i hvilken grad tiltak blir iverksatt overfor petroleumssektoren.

Global klimaforurensning er internasjonalt regulert under FNs klimakonvensjon. Norges forpliktelse i henhold til **Kyotoprotokollen** 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 nasjonalt og i andre land ved bruk av Kyotomekanismene (internasjonal kvotehandling, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring). Norge har med klimakvoteloven opprettet et nasjonalt kvotesystem for klimagasser i Norge fra 2005 som oppfølging av Kyotoprotokollen.

Utslipp som gir regionale miljøkonsekvenser er regulert i ulike protokoller under konvensjonen for langtransportert luftforurensning (**LRTAP-konvensjonen**). Sammen med USA, Canada og

andre europeiske land, undertegnet Norge i 1999 **Gøteborgprotokollen** som søker å løse miljøproblemene forsurening, overgjødning og bakkenær ozon. I henhold til protokollen skal Norge redusere NO_x-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 de årlige nmVOC-utslippene fra hele fastlandet og norsk økonomisk sone sør for 62. breddegrad snarest mulig skal reduseres med 30 prosent i forhold til 1989-nivå. De samlede nasjonale utslippene skal etter Gøteborgprotokollen ikke overstige 195 000 tonn/år innen 2010.

Olje- og kjemikalieutslipp kan ha lokale effekter i innretningenes umiddelbare nærhet og reguleres nasjonalt gjennom utslippstillatelser i henhold til forurensningsloven. Utslippene reguleres i tillegg internasjonalt gjennom **OSPAR-konvensjonen**. For utslippene til sjø er det internasjonalt fastsatt et anbefalt maksimumsnivå for oljeinnholdet i vann på 40 g/m³ (milligram per liter). Det er vedtatt en anbefaling om reduksjon til maksimalt 30 g/m³ fra 2006, og en anbefaling om at medlemslandenes totale utslipp av olje i produsert vann reduseres med 15 prosent i 2006 sammenliknet med 2000. Bruk og utslipp av kjemikalier er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter kjemikalienes iboende egenskaper.

Null miljøfarlige utslipp til sjø


Målsettingen om null miljøfarlige utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld. nr. 58 (1996–97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Myndigheter og industri har siden arbeidet sammen for å presisere målsettingen og komme fram til løsninger for å nå målet. Myndighetenes målsetting er reflektert i St.meld.nr. 25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.

Nullutslippmålene er føre-var mål som skal bidra til at utslipp til sjø av olje og miljøfarlige stoffer ikke fører til uakseptabel helse- eller miljøskade. Hovedregelen er at det ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer, enten det gjelder tilsatte kjemiske stoffer eller naturlig forekommende kjemiske stoffer. Målene gjelder umiddelbart for nye selvstendige utbygginger og innen utgangen av 2005 for eksisterende innretninger. Alle operasjoner offshore, både bore og brønnoperasjoner, produksjon og utslipp fra rørledninger omfattes av dette.

For hvert felt skal det ved valg av tiltak foretas en helhetsvurdering av miljømessige konsekvenser, sikkerhetsmessige forhold, kostnader og reservoar-tekniske forhold. Dermed kan det være slik at det praktisk oppnåelige målet på eksisterende felt, basert på slike feltspesifikke helhetsvurderinger, vil være minimering av enkelte utslipp. Det forventes at operatørene på norsk kontinentalsokkel er ambisiøse i arbeidet for å nå målet, og at de aktivt utvikler og tar i bruk nye teknikker som kan bidra til at målet nås.

Som et ledd i arbeidet med nullutslipp, har operatørselskapene rapportert aktuelle tiltak med tilhørende kostnader til myndighetene. Oljedirektoratet har utført en analyse av kostnads- og miljøeffekt av de tiltakene som selskapene har vurdert som aktuelle. Analysen viser at videre fokus på å bytte ut miljøfarlige kjemikalier generelt vil være et kostnadseffektivt tiltak. Tilsvarende vil reinjeksjon av produsert vann på felt som likevel har behov for mer vann til trykkstøtte, også kunne gi miljøeffekt for pengene. Deretter vil et sett av rensetiltak og prosessoptimaliseringer bidra til å redusere risikoen for miljøskade videre.

Selskapenes rapporteringer viser at en lang rekke tiltak er implementert, og at store miljøforbedringer allerede er oppnådd. Dersom de tiltakene operatørene har planlagt blir implementert, vil de komme svært nær målet innen utgangen av 2005.



Definisjon av nullutslipp og nullutslippsmål

Definisjoner

Miljøfarlig, miljøfarlige forbindelser, miljøfarlige kjemiske stoffer, miljøfarlige komponenter:

Stoffer eller grupper av stoffer med iboende egenskaper som giftighet, lav nedbrytbarhet, potensial for bioakkumulering og/eller hormonforstyrrende egenskaper. De farligste av de miljøfarlige stoffene kalles miljøgifter.

Miljøskadelig, miljøskadelige utslipp: Begrepet brukes om den skaden utslippene kan forårsake og er avhengig av utslippsmengde, sted og tidspunkt for utslippene. Et miljøskadelig utslipp kan være et miljøfarlig stoff, men det kan også være et stoff som ikke har slike iboende egenskaper.

Nullutslippsmål

Miljøfarlige stoffer:

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier, jf. prioritierungslisten i St.meld. 25 (2002-2003).
- 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 1) Jf. forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften) av 3. september 2001.

Kilde: Stortingsmelding nr 25 (2002-2003): Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Virkemidler

CO₂

Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i henhold til CO₂-avgiftsloven med virkning fra 1. januar 1991 pålagt CO₂-avgift. Avgiften er pålagt forbrenning av fossile brensler som medfører utslipp av CO₂ – i første rekke naturgass og diesel. Fra 1. januar 2005 er CO₂-avgiften på sokkelen 78 øre per liter olje/Sm³ gass (tilsvarer ca. 330 kr/tonn). Brenning av gass i fakkelt ut over det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift, er etter petroleumsloven ikke tillatt uten godkjenning fra Olje- og energidepartementet. Med klimakvoteloven er det etablert et system med kvoteplikt og fritt omsettelige kvoter i perioden 2005–2007. I petroleumssektoren er det foreløpig bare en del anlegg på land som er underlagt kvoteplikt, virksomhet offshore er unntatt fordi utslippene er underlagt CO₂-avgift. Klimakvoteloven skal imidlertid revideres innen utgangen av 2007.

NO_x

I driftsfasen er NO_x regulert på kontinentalsokkelen ved eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PUD/PAD. Om kort tid vil dessuten NO_x- utslipp bli regulert gjennom utslippstillatelser med hjemmel i forurensningsloven.

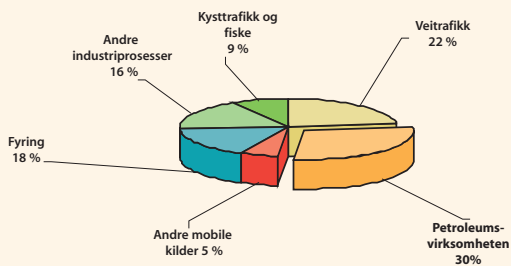
nmVOC

Utslipp av nmVOC knyttet til lasting og lagring av råolje offshore er fra 2001 regulert gjennom utslippstillatelser med hjemmel i forurensningsloven.

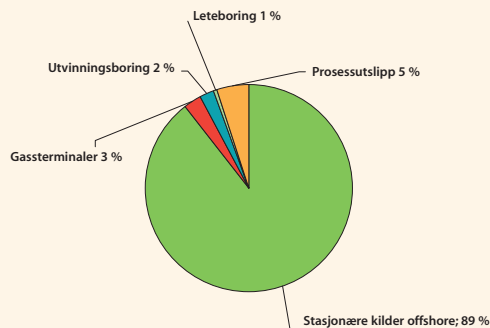
Olje, organiske forbindelser og kjemikalier

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





Figur 3. Kilder til norske utslipp av CO₂, 2003
(Kilde: SSB)



Figur 4. Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten 2003, fordelt på kilder.
(Kilde: OED, OD)

Utslippsstatus karbondioksid CO₂

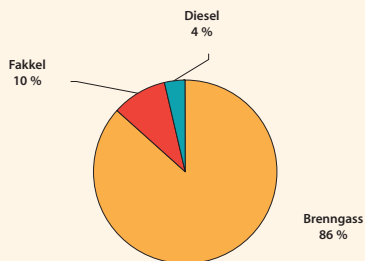
I nasjonal sammenheng står petroleumsvirksomheten for 30 prosent av CO₂-utslippene (se figur 3). Denne andelen forventes stabil til 2005/2006 for deretter å avta. De andre store utslippskildene i Norge er veitrafikk og andre mobile kilder, fyring og utslipp fra ulike industriprosesser.

Som figur 4 viser, er størstedelen av CO₂-utslippene fra petroleumssektoren knyttet til innretningene offshore. Utover dette er det knyttet CO₂-utslipp til gasterminalene på land og indirekte fra VOC-utslipp (såkalte prosessutslipp).

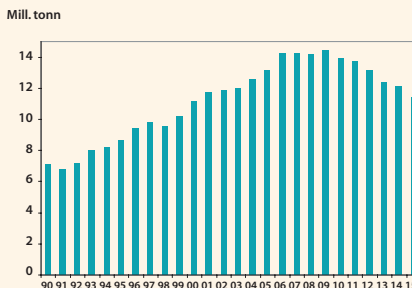
De totale utslippene av CO₂ fra sektoren har vokst fra år til år, hovedsakelig som følge av økningen i aktivitetsnivået. Utviklingen de senere årene og prognosene for de nærmeste årene vises i figur 6. Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljøsidene er fraværende. Forbedringene i energitnyttelsen 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 CO₂-utslippene per produsert oljeekvivalent ble redusert med 22 prosent fra 1990 til 2003 (se figur 7).

Reduksjonene skyldes blant annet generelle teknologiforbedringer og utslippsreducerende tiltak, blant annet som følge av innføring av CO₂-avgiften i 1991. Andre forhold, herunder et økende antall produserende felt og at sentrale felt har kommet i den modne 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 energibehovet i prosessanlegget, vil et felt få høyere utslipp per produsert enhet når det blir eldre. Dette er en av grunnene til at vi 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 CO₂-utslipp per produsert enhet. Totale utslipp av CO₂ fra virksomheten økte med under 1% fra 2002 til 2003.



Figur 5. Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2003 (Kilde: OD)



Figur 6. Totalutslipp av CO₂ fra norsk petroleumsssektor (Kilde: ØED, OD)

Tiltak for å redusere CO₂-utslippene

Utvikling av kombinerte løsninger for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakkellgass og injeksjon av CO₂ 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

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 offshoresammenheng verden over.

Lagring av CO₂

Siden 1996 har det årlig blitt lagret 1 million tonn CO₂ i Utsira formasjonen i forbindelse med prosessering av gassen fra Sleipner-feltet. Når Snøhvit-feltet kommer i produksjon i 2006 må CO₂ i gassen skilles ut før den kjøles ned til flytende gass (LNG). Ren CO₂ vil bli transportert i rørledning fra LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet for injeksjon i et vannfylt reservoar.

Norge vil i fremtiden kunne ha gode muligheter til å lagre CO₂ på grunn av tilgang til store vannfylte reservoarer og ferdigproduserte olje-/gassreservoarer utenfor norskekysten. Lagring av CO₂ i ferdigproduserte reservoarer er en geologisk god løsning fordi strukturen med stor grad av sannsynlighet er tett i og med at den har holdt på gass og olje gjennom millioner av år.

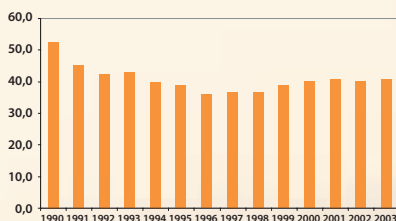
Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på en sikker og trygg måte. Det arbeides derfor innenfor OSPAR-konvensjonen og London-konvensjonen for å sørge for at det etableres et godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring. Som et ledd i dette arbeidet, arrangerte myndighetene høsten 2004 en naturvitenskapelig OSPAR-workshop om mulige miljømessige virkninger av langtidslagring av CO₂, hvor en rekke internasjonale eksperter deltok. Det er viktig å forstå potensielle effekter av CO₂ på havmiljøet for å muliggjøre eventuell storskala langtidslagring av CO₂. På sikt kan dette bli et svært viktig bidrag til å løse klimautfordringene.

Bruk av CO₂ for økt oljeutvinning

Olje- og energimyndighetene har estimert et betydelig teknisk potensial for økt oljeutvinning ved bruk av CO₂ i modne oljefelt på norsk sokkel. Bruk av CO₂ for økt utvinning på et felt vil medføre en total omlegging av feltets utvinningsstrategi, i tillegg til teknologiske og kostnadmessige utfordringer knyttet til bl.a. modifikasjoner på prosessanlegg og CO₂-transport til feltet. Det er sannsynligvis ikke tilgang på tilstrekkelige mengder ren CO₂ fra sentrale kilder i Norge for å dekke behovet for eventuell CO₂-injeksjon for økt utvinning på norsk kontinentalsokkel. I tillegg til CO₂-kilder i Norge vurderes derfor andre kilder rundt Nordsjøen.

I dag er det ikke prosjektøkonomisk lønnsomt for et enkelt felt å bruke CO₂ til økt oljeutvinning. Olje- og energidepartementet har gitt OD i oppdrag å lage en studie over mulighetene til å gjennomføre prosjekter med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning.

kg CO₂ per netto produsert 5m³ o.e.



Figur 7. Utslipp av avgiftsbelagt CO₂ per produsert enhet
(Kilde: OD)

Energianlegg og energieffektivisering

Utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon på sokkelen står for om lag 80 prosent av de totale utslippene fra offshorevirksomheten. Olje- og energimyndighetene gjennomførte i samarbeid med industrien en utredning av mulighetene for mer effektiv energiforsyning på norsk kontinentalsokkel i 2004. Den konkluderte med at et realistisk, men ambisiøst anslag for mulig utslippsreduksjon er om lag 5-10 prosent i løpet av en periode på 10 år, en forbedring som det allerede er tatt høyde for i fremskrivningene av sektorens CO₂-utslipp. Dette kan oppnås dersom industrien systematisk gjennomfører energiledelse i alle deler av virksomheten. OLF har varslet at dette vil være et fokusområde i 2005.

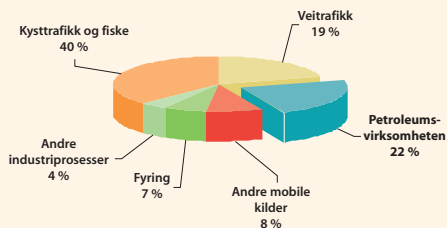
For å oppnå ytterligere bidrag til økt energieffektivitet på lengre sikt, er det nødvendig med et skifte i teknologi og konsepter for energiforsyning. Dette krever langsiktig satsing på utvikling, utprøving og implementering av ny teknologi.

Fakling

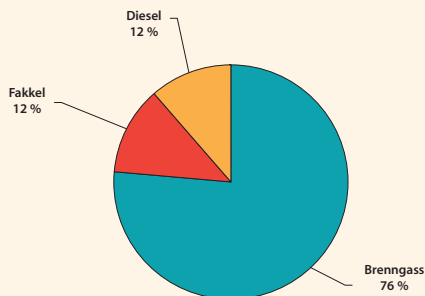
Utslipp av CO₂ fra fakling står for ca. 10 prosent av de totale utslipp fra petroleumsvirksomheten. Studier utført av OD viser at tekniske tiltak for å redusere fakling for en stor del er gjennomført. For å oppnå ytterligere reduksjoner i fakling må det fokuseres mer på selskapenes driftsrutiner og driftsregularitet.

Besluttet og implementert teknologi som reduserer CO₂-utslippene

- Fjerning av CO₂ fra brønnstrøm med påfølgende deponering på Sleipner Vest og Snøhvit.
- 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 energiutnyttelse.
- Kraft fra land til Troll A.
- Gjenvinning av gass til fakkell.
- Overføring av kraft mellom Snorre A og B.



Figur 8. Kilder til NO_x-utslipp i Norge, 2003
(Kilder: SSB)



Figur 9. NO_x-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2003
(Kilde: OD)

Utslippsstatus nitrogenoksider NO_x

Mobile kilder står for størsteparten av de norske NO_x-utslippene (se figur 8). Petroleumssektoren bidrar på sin side med 22 prosent. Figur 9 viser utslippsfordelingen fra offshore kilder. I tillegg vil det også være utslipp knyttet til letevirksomheten og gassterminalene på land.

Utslippene av NO_x fra sektoren har vokst jevnt fra 1991 (se figur 10). Utslippene er forventet å øke fram til 2005 for deretter å avta. 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.

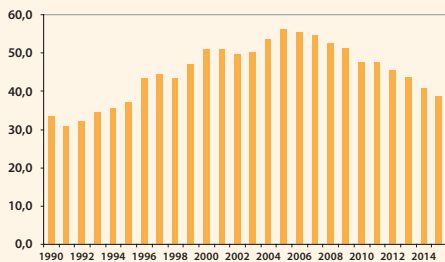
Tiltak for å redusere NO_x-utslippene

De fleste tiltak som reduserer utslipp av CO₂ bidrar også til å redusere NO_x-utslippene fra petroleumssektoren. Andre tiltak som kan bidra til å redusere NO_x-utslippene er:

- Lav-NO_x-brennere er standard på gassturbiner ved nye utbygginger, og NO_x-utslippene kan reduseres med inntil 90 prosent. I enkelte tilfeller kan imidlertid CO₂-utslippene øke ved bruk av denne teknologien.

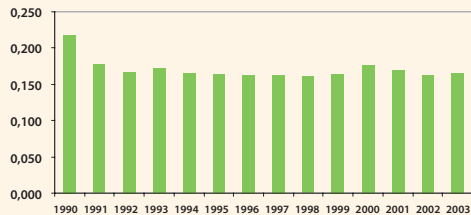
- Etterinstallering av lav-NO_x brennere på eksisterende turbiner. Studier viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO_x-brennere på eksisterende innretninger er betydelig høyere enn det som tidligere er anslått. Generelt sett vil lav-NO_x-teknologi installert på maskiner som kjøres med høy utnyttelsesgrad gi betydelige miljøeffekter. På maskiner som kjøres med lav kapasitetsutnyttelse øker CO₂-utslippene, samtidig som NO_x-reduksjonene avtar i forhold til ved høy utnyttelsesgrad.
- Dampinjeksjon/vanninjeksjon i brennkammeret. Damp eller vann brukes for å redusere forbrenningstemperaturen og dermed dannelsen av NO_x. Teknologiene krever tilgang på store mengder rent vann, noe som er en utfordring offshore.
- Enkelte steder er det dessuten åpnet for bruk av tredjepartstiltak for å oppfylle strenge utslippskrav, blant annet på energianlegget på Snøhvit.

tusen tonn



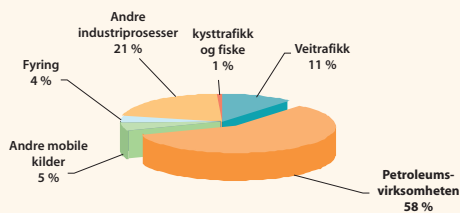
Figur 10. Totalutslipp av NO_x fra norsk petroleumssektor
(Kilde: OED, OD)

kg NO_x per netto produsert Sm³ o.e.

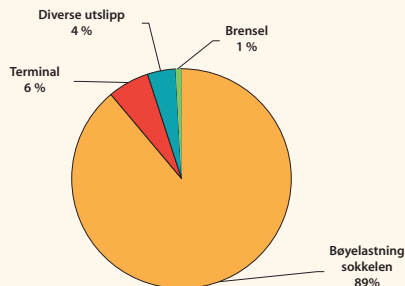


Figur 11. Utslipp av NO_x per produsert enhet
(Kilde: OED, OD)





Figur 12. Kilder til norske utslipp av nmVOC, 2003
(Kilder: SSB)



Figur 13. Kilder til utslipp av nmVOC fra petroleumssektoren, 2003
(Kilde: Environment Web)

Utslippetsstatus for flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC)

Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC i Norge. Ca 58 prosent av Norges utslipp av nmVOC kom i 2003 fra lagring og lastning av råolje offshore. Andre industriprosesser og veitrafikk er andre viktige utslippskilder (figur 12). Andelen fra petroleumssektoren er avtagende som følge av innføring av utslippsreducerende teknologi. Mindre utslipp oppstår også på gassterminalene og ved mindre lekkasjer (se figur 13).

Det er store forskjeller i utslippene fra lastning 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.

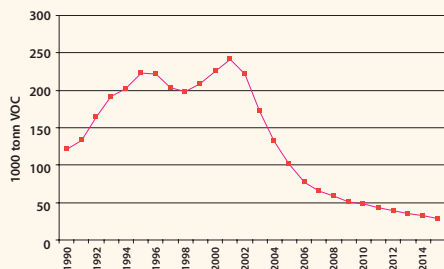
Flere av de nyere feltene på kontinentalsokkelen bruker flytende lagerinnretninger. Denne typen utbyggingsløsninger vil kunne gi høyere utslipp av nmVOC enn hva som er tilfelle på felt hvor oljelagringen skjer i fundamentet til plattformene (Statfjord, Draugen og Gullfaks). Dette skyldes at det ved flytende lagerinnretninger også vil oppstå utslipp ved produksjon inn til lageret.

Prognosen for utslipp av nmVOC fra sektoren viser en sterk avtagende trend i årene framover (se figur 14). Dette skyldes både at utslippsreducerende teknologi vil bli installert samtidig som oljeproduksjonen forventes å nå sitt toppnivå i løpet av få år.

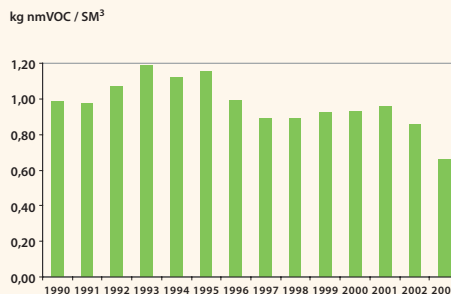
Tiltak for å redusere nmVOC-utslippene

Oljeselskapene har i flere år arbeidet for å gjøre teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengelig for lagerskip og skytteltankere. Det eksisterer i dag utprøvd teknologi for gjenvinning som reduserer utslippene fra lastning med omlag 70 prosent. Flere båter har nå installert utslippsreducerende teknologi. Operatørene er ferdige med bøyelasting på norsk sokkel har etablert et industrisamarbeid (se tekstsaks).

Et gjenvinningsanlegg for nmVOC ble tatt i bruk på råoljeterminalen på Sture i 1996. Anlegget er det første i sitt slag på en råoljeterminal. For at anlegget skal kunne brukes må tankskipene som laster ha montert tilkoblingsutstyr. Fra 1. januar 2003 ble det stilt krav om at alle skip skal ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC, og skipene slipper normalt ikke inn til anlegget uten nødvendig utstyr.



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



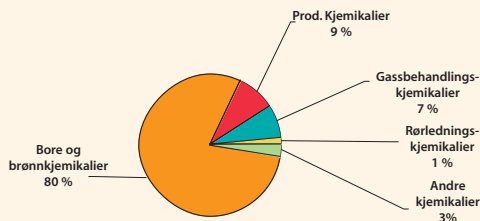
Figur 15. nmVOC-utslipp per produsert enhet
(Kilde: OED, OD)

Industrisamarbeidet

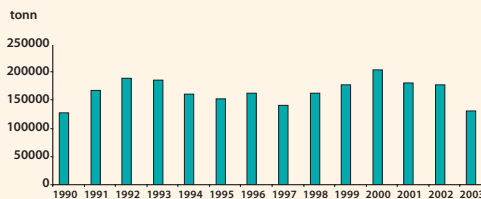
Gjennom utslippstillatelser er det stilt krav til at oljen skal lagres og lastes med best tilgjengelig utslippsreducerende teknologi (BAT). Teknologier som kan tilfredsstille kravene skal fases inn etter en gitt tidsplan fram til utgangen av 2008. Operatørene for felt med bøyelasting på norsk kontinentalsokkel har etablert et industrisamarbeid for å kunne samordne innføring av teknologi og oppfylle kravet på en hensiktsmessig og kostnadseffektiv måte. Gjennom industrisamarbeidet ligger det til rette for erfaringsutveksling ved drift av anleggene.

Avtalen om industrisamarbeid ble inngått i 2002 og 26 selskaper deltar i samarbeidet. Bøyelasting av olje fra Varg, Glitne, Jotun, Balder, Gullfaks, Statfjord, Draugen, Njord, Åsgard og Norne er omfattet.

Det var ved utgangen av 2004 installert nmVOC reduksjonsteknologi på 10 bøyelastere. Det ble i 2003 oppnådd en estimert nmVOC reduksjon på 31 340 tonn. Framover vil det fokuseres på tiltak for å oppnå høy driftsregularitet på eksisterende anlegg, samt at det skal installeres to nye gjenvinningsanlegg i 2005.



Figur 16. Kjemikalieutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2003
(Kilde: EnvironmentWeb)



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

Utslppsstatus for kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser

Utslipp av kjemikalier

Vel 95 prosent av kjemikalieforbruket i norsk petroleumsvirksomhet består av kjemikalier som antas å ha liten eller ingen miljøeffekt (grønne og gule kjemikalier i henhold til SFTs kategorisering). En stor del av disse kjemikalierne er stoffer som naturlig eksisterer i sjøvann. I de resterende kjemikalieutslippene inngår kjemikalier som er miljøfarlige eller hvor eventuelle effekter ikke er godt nok dokumentert.

I 2003 ble 30,8 prosent av brukte mengder sluppet ut, medregnet vannet som kjemikalierne var løst i. Tilsvarende tall for 1989 var 64 prosent eksklusiv vann. De kjemikalierne som ikke slippes ut, løses enten i oljen, blir deponert i undergrunnen eller behandles som spesialavfall.



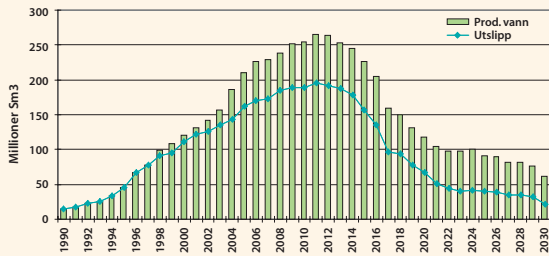
Utslipp av olje og andre naturlige forekommende kjemiske stoffer

De totale utslippene av olje fra norsk petroleumsvirksomhet står for en liten del av den totale tilførselen til Nordsjøen. Hovedtilførselen av olje til Nordsjøen antas å komme fra skipsfart og fra fastlandet via elver.

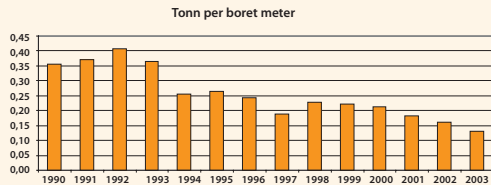
Oljeutslippene fra petroleumssektoren stammer i all hovedsak fra den regulære driften, men også akutte utslipp eller søl forekommer. Produsert vann består av tidligere injisert sjøvann der dette er aktuelt, samt formasjonsvann som har stått i kontakt med olje i reservoaret og derfor inneholder en rekke organiske forbindelser. De viktigste av disse forbindelsene med hensyn til miljøet er PAH og alkylfenoler. Produsert vann vil også kunne inneholde rester av kjemikalier som er brukt i prosessen.

Akutte utslipp

Det totale oljevolumet som slippes ut i forbindelse med akutte oljeutslipp er svært begrenset i forhold til tilførselen fra andre kilder. Alle akuttutslipp fra innretningene på kontinentalsokkelen rapporteres til Kystverket og årsaksforholdene undersøkes. Utslipp over ett tonn er vist i figur 23.



Figur 18. Mengde produsert vann og utslipp av produsert vann, historisk og prognosert. (Kilde: OD)



Figur 19. Utslipp av tonn borekjemikalier per boret meter (Kilde: EnvironmentWeb/OD)

I mai 2003 var det et betydelig akutt utslipp på Draugen, noe som gjorde at utslippstallet økte kraftig i 2003. Utslipet var på ca. 750 Sm³ olje. Dette er det tredje største oljeutslippet som har forekommet på norsk sokkel. Årsaken til utslippet var sprekkdannelse og lekkasje i en endekopling etter at installasjonene hadde vært nedstengt for en periode. Kysten i det aktuelle området i Midt-Norge ble overvåket, og ingen olje nådde land. Granskningsrapporten har ikke påvist skade på fugl eller fisk, selv om bare omlag 180 m³ olje ble samlet opp.

Boring og brønnoperasjoner

Bore- og brønnoperasjoner er den klart største kilden til utslipp av kjemikalier på kontinentalsokkelen (se figur 16). Endringer fra år til år i de samlede kjemikalieutslippene skyldes derfor i stor grad variasjon i antall brønner som blir boret. Utslipp av oljeholdig borekaks har vært forbudt på norsk kontinentalsokkel siden 1991. Forbudet har 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 reinjeksjon av borekaks bidratt til at utslippene per boret meter er redusert de siste årene.

Gjenvinning, injeksjon i undergrunnen og deponering på land er alternative måter å unngå utslipp fra boring på.

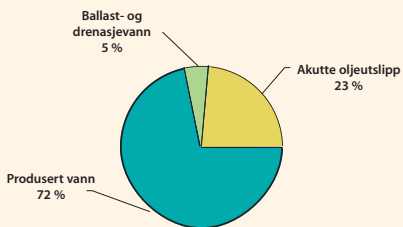
Vann som følger med olje og gass opp fra brønnen – Produsert vann

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 økt volum produsert vann og dermed økt utslipp av olje. Utslipp av olje i produsert vann er hovedkilden for oljeutslipp fra daglig drift (se figur 20).

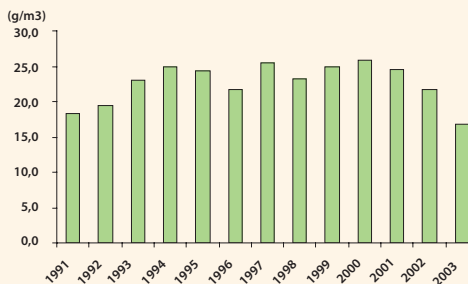
Mesteparten av vannet slippes til sjø etter rensing, og noe reinjiseres til reservoarene. I tillegg til reinjeksjon kan tiltak som redusert kjemikaliebruk og bedre rensing redusere utslippene av kjemikalier og organiske komponenter. Å erstatte uønskede kjemikalier med mer miljøvennlige alternativer gir også en betydelig miljøgevinst.

Selv om utslippene av produsert vann økte med 11 prosent i 2003 i forhold til året før, gikk utslipp av olje i produsert vann ned med om lag 290 tonn i samme tidsrom. Denne reduksjonen skyldes i hovedsak bedre renseteknologi på installasjonene, men overgangen til ny analysemetode kan også ha hatt en viss innvirkning på resultatene.

De fleste operatørene er kommet langt i arbeidet med å erstatte de miljøfarlige kjemikalier med mer miljøvennlige alternativer, og både forbruk, utslipp og injeksjon av kjemikalier er betydelig redusert fra 2002 til 2003. Det totale utslippet av kjemikalier var i 2003 ca 26 prosent lavere enn året før, og mesteparten av disse var kjemikalier som antas å ikke ha miljøeffekter av betydning ved utslipp til sjø. Av resten var ca 2 prosent kjemikalier som regnes som miljøfarlige eller potensielt miljøskadelige, og som det bare tillates bruk/utslipp av når tungtveiende



Figur 20. Oljeutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2003
(Kilde: EnvironmentWeb)



Figur 21. Utslipp av olje per kubikkmeter produsert vann
(Kilde: EnvironmentWeb)

tekniske eller sikkerhetsmessige grunner gjør det nødvendig. En kan vente ytterligere reduksjon i utslippene framover.

Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjonen i produsert vann på kontinentalsokkelen har vært svakt avtakende. Årsgjennomsnittet for norske innretninger var i 2003 på 16,9 g/m³, dette er det laveste som er registrert siden 1990 (se figur 21).

Utvikling av ny teknologi

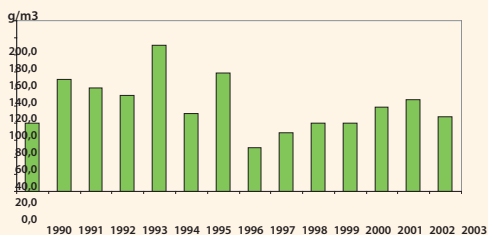
Utvikling av ny teknologi er viktig for å redusere utslippene av miljøfarlige stoffer. Teknologi for fraseparering eller blokkering av vannet før det når innretningene vil være sentralt. Fraseparering kan skje enten nede i brønnen eller på havbunnen.

Fordi en ved slike løsninger unngår å pumpe vannet tilbake til plattformen, kan energiforbruk og dermed utslipp til luft reduseres. Samtidig kan reinjeksjon av vann for trykkstøtte bidra til økt oljeproduksjon. For felt der vanninjeksjon ikke er den beste løsningen, vil ulike typer renseteknologi kunne brukes.

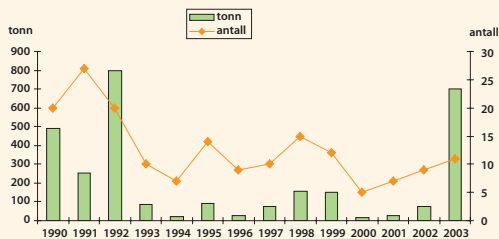
Teknologi for å fjerne eller redusere utslipp av miljøskadelige forbindelser i produsert vann

- 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.





Figur 22. Innhold av produksjons-, injeksjons- og rørledningskjemikalier i produsert vann (Kilde: EnvironmentWeb)



Figur 23. Akutte oljeutslipp over ett tonn (Kilde: EnvironmentWeb)

Teknologi for å unngå utslipp av borevæsker

- Gjenvinning.
- Oppsamling og injeksjon i undergrunnen.
- Oppsamling og deponering på land.

Flere av de nevnte typer teknologi er allerede implementert, planlagt implementert, under uttesting eller til vurdering på en rekke felt.

Hel eller delvis reinjeksjon er tatt i bruk eller planlagt på mer enn 20 felt og blir i tillegg vurdert på flere andre innretninger. Ulike former for avstengning av vannførende lag er utført i mange brønner på norsk sokkel, og metoden vil kunne få større anvendelse etter hvert som ny eller forbedret teknologi blir tilgjengelig. Havbunnsseparasjon er hittil implementert kun på Troll C, der et pilotanlegg skiller ut produsert vann fra resten av brønnstrømmen i en av produksjonslinjene og deretter reinjiserer vannet. Nedihullsseparasjon er blitt testet på land, men det vil være behov for uttesting i en brønn offshore før teknologien kan tas i bruk på permanent basis.

Det finnes mange forskjellige typer renseteknologi for produsert vann. De mest brukte av disse skiller hovedsakelig ut bare dispergert olje. Flere nyutviklede renseteknologier som også fjerner løste komponenter som PAH og alkylfenoler er nå tilgjengelig og under uttesting offshore eller under utvikling. For nærmere omtale av renseteknologier for produsert vann vises til temadelen i Miljø 2004.

2 Tema



Høy miljøstandard for petroleumsvirksomhet i Barentshavet

Innledning

Miljø og naturressurser i Barentshavet

Barentshavet er det nordligste havområdet på norsk kontinentalsokkel, og regnes for å være blant de reneste og rikeste havområdene i verden. Med sine ca 1.4 millioner kvadratkilometer er Barentshavet et stort havområde, og klimaet varierer mye med årstidene i ulike deler av havområdet.

Området preges av innstrømming av varmt og næringsrikt atlantisk vann. Dette gjør norskekysten og store deler av havområdene isfrie hele året, og gir grunnlag for en betydelig biologisk produksjon. Der det varme atlantiske vannet møter kalde vannmasser fra Polhavet, skapes det et overgangsområde (polar-

fronten). Slike overgangsområder gir opphav til en rik produksjon av planktonalger som beites av dyreplankton. Dyreplankton er igjen føde for fisk, sjøfugl og pattedyr som sel og hval. Her legges grunnlaget for de rike fiskeriene som blant annet omfatter den største gjenværende torskbestanden i den nordlige delen av Atlanterhavet.

Norge og Russland deler Barentshavet, og har et felles forvaltningsansvar for fiskebestandene og øvrige marine biologiske ressurser. Sentralt i Barentshavet er det et område med overlappende jurisdiksjonskrav fra Norge og Russland, som gjenstår å bli avgrenset gjennom avtale mellom de to land.

Petroleumsaktivitet i Barentshavet

I tillegg til den viktige rollen området har for fiskerivirksomheten, rommer Barentshavet olje- og gassressurser både på norsk og russisk side. Det antas at en tredjedel av norsk kontinentalsokkels uoppgede petroleumsressurser er å finne i Barentshavet. Petroleumsvirksomhet er ingen ny virksomhet i Barentshavet. Deler av Tromsøflaket ble åpnet i 1979, og de første utvinningstillatelsene ble tildelt i femte konsesjonsrunde i 1980. Området ved Tromsøflaket ble vedtatt utvidet i 1985, mens hele Barentshavet syd ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1989. Den første letebrønnen ble boret i Barentshavet syd i 1980, og det er tildelt i alt 41 utvinningstillatelser og boret 61 letebrønner i området.

Da Regjeringen tiltrådte i 2001, så den et behov for at konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i nordområdene burde utredes før en videreførte aktiviteten i disse områdene. I alt ble det gjennomført 26 faglige grunnlagsutredninger om forskjellige temaer. Disse ble sammenstilt i sammendragsrapporten *Utredning av konsekvenser av helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet* (ULB), som ble ferdigstilt i juli 2003. Både sammendragsrapporten og grunnlagsutredningene ble lagt frem på brede offentlige høringer. I tillegg ble det avholdt egne høringsmøter med spesielt berørte interessegrupper og lokale myndigheter.

15. desember 2003 fattet Regjeringen sin beslutning i saken. For Barentshavet besluttet regjeringen å åpne for videre helårig petroleumsvirksomhet i de

allerede åpnete områdene i Barentshavet syd, med visse unntak. Unntakene var de kystnære områdene i Troms og Finnmark og de særlig verdifulle områdene polarfronten, iskanten, Bjørnøya og Tromsøflaket.

Resultatene fra boring etter olje og gass i Barentshavet har vært blandede, både på norsk og russisk side. På norsk side er gassfeltet Snøhvit det eneste prosjektet i området som hittil er godkjent av Stortinget for utbygging og drift. Produksjonen av gass fra Snøhvitfeltet som starter i 2006, vil foregå fra et landanlegg utenfor Hammerfest. I tillegg vurderes det å bygge ut det mindre oljefunnet Goliat.

På russisk side av sektorlinjen er det boret i overkant av 30 letebrønner til havs, og det er påvist både olje og gass. Det første oljefeltet til havs, Prirazlomnoye i Pechorahavet, er ventet å starte opp i 2005. I tillegg er det gjort et enormt gassfunn, Shtockmanovskoye, i den østlige delen av Barentshavet. Dette området er islagt om vinteren, og en eventuell utbygging av funnet vil møte en rekke teknologiske og miljømessige utfordringer.

Siden midt på 1990-tallet har det vært oljeproduksjon på øya Kolgujev, vest i Pechorahavet. I 2003 ble det satt i drift et anlegg til havs for utskipping av olje i det østlige Pechorahavet. Her laster store isforsterkede tankskip olje fra landbaserte felt året rundt, og oljen transporteres til Murmansk for videre omlasting. Denne oljen transporteres videre langs norskekysten, blant annet til USA.



Strengte miljøkrav

Som en betingelse for videre petroleumsaktivitet er miljøkravene i Barentshavet blitt skjerpet i forhold til kravene som gjelder ellers på norsk kontinentalsokkel. Miljøkravene for Barentshavet er beskrevet i tekstboksen på neste side.

De skjerpede miljøkravene gjelder også for leteboring, som vil være den mest sentrale aktiviteten i Barentshavet på kort sikt. Leteboringene som gjennomføres i Barentshavet i 2005 vil derfor være blant de mest miljøvennlige som noensinne er gjennomført på norsk kontinentalsokkel. Strengte miljøkrav gjør at industrien utvikler ny miljøteknologi og nye løsninger. Figuren under illustrerer løsningene som er valgt for boreoperasjonene i 2005.



Støttefartøy

Flytende borerigg. Utslipp til luft fra dieselmotorer. Vaskevann og regnvann fra riggen samles opp og renses. Risikoen for søl reduseres ved at alle systemer som kan gi miljøfarlige utslipp har to barrierer.

Toppullet av brønnen bores 100-500m nedover i grunnen. Det benyttes en borevæske bestående av sjøvann, leire, stivelse og vektmateriale, blant annet for å stabilisere boringen og transportere utboret masse bort fra borekronen. Av sikkerhetsmessige årsaker bores toppullet uten retursystem til riggen. Dette medfører utslipp på havbunnen av boreavfall, rester av sement og kjemikalier. Kjemikalierne stammer både fra sement og gjengefett som brukes for å skru sammen rør uten at farlige situasjoner oppstår på boredekket.

Når toppullet er boret trekkes borestrengen opp og stålrør (**foringsrør**) støpes ned i hullet for å unngå at hullet raser sammen og borevæske lekker ut.

Deretter plasseres en stor **brønnkontrollventil (BOP)** på havbunnen over foringsrøret. Sikkerhetsventilen skal forebygge skade på personell og utstyr på riggen dersom det bores ned i formasjoner med høyt trykk. Drifting og testing av ventilen vil innebære utslipp av hydraulikkvæske, installasjon av returlinje vil imidlertid kunne redusere utlippene betydelig. Når sikkerhetsventilen er på plass er det forsvarlig å installere stigerør mellom riggen og havbunnen, herunder retursystem for utboret steinmasse fra brønnen.

Borekronen og borestrengen blir deretter igjen ført ned til brønnen, og borer seksjon for seksjon. For hver seksjon plasseres nye og smalere foringsrør. Det er ingen utslipp til sjø fra boring av disse seksjonene, siden alt boreavfall føres i retur til riggen gjennom et lukket system. Avfallet transporteres fra riggen til land for gjenbruk eller deponering.

Dersom det gjøres funn av olje og gass planlegges **brønntesting** tatt nede i hullet, uten utslipp til sjø eller luft.

Miljøkrav for petroleumsaktivitet i Barentshavet



For petroleumsaktivitet på norsk kontinentalsokkel er det et generelt krav til null miljøfarlige utslipp til sjø. For petroleumsvirksomhet i Barentshavet har myndighetene satt enda strengere miljøkrav:

- For å unngå utslipp av produsert vann, det vil si vann som kommer opp fra reservoaret sammen med olje og gass, skal det legges til grunn injeksjon, eventuelt annen teknologi, som hindrer utslipp. Maksimum 5 % av det produserte vannet kan ved driftsavvik slippes ut under forutsetning av at det renses før utslipp. Eksakte renskrav vil stilles av myndighetene.
- Utboret bergmasse (borekaks) og boreslam skal reinjiseres eller tas til land for deponering.
- Borekaks og boreslam fra boring av topphullet vil normalt kunne slippes ut. Forutsetningen er at utslippet ikke inneholder komponenter med uakseptable miljøegenskaper, det vil si miljøfarlige stoffer eller andre stoffer som kan skade miljøet. Dette gjelder kun i områder hvor potensialet for skade på sårbare miljøkomponenter vurderes som lavt. Som grunnlag for slike vurderinger skal det foreligge grundige kartlegginger av sårbare miljøkomponenter (gytefelt, korallrev og annen sårbar bunnfauna). Slike utslipp vil være gjenstand for søknad og tillatelse fra myndighetene.
- Petroleumsvirksomheten skal ikke føre til skade på sårbar flora og fauna. Det er således et krav at områder som kan påvirkes skal kartlegges før aktivitet settes i gang.
- Dersom leteboring påviser funn av olje og gass skal det ikke være utslipp til sjø i forbindelse med brønntesting.

Det er videre et krav at petroleumsaktivitet utøves slik at den er til minst mulig hinder for fiskeriaktivitet. Viktige forutsetninger er således å ha overtrålbare havbunnsinnretninger, inkludert rørledninger, samt å minimere bruken av overflateinnretninger.

Virksomheten kan også årstidstilpasses for å redusere konsekvenspotensialet i forhold til fiskeriutøvelse og eventuell påvirkning av fiskeressurser, herunder for eksempel ved gjennomføring av seismiske undersøkelser.

Utslipp til sjø fra leteboring i Barentshavet

I 2005 vil det bli boret tre letebrønner i Barentshavet. Brønnene bores fra den halvt nedsenkbare boreriggen Eirik Raude, som er en moderne og stor innretning bygget for operasjoner i ekstreme værforhold.

Det er tillatt utslipp til sjø ved boring av den øverste delen av brønnen - topphullet. Dette betyr utslipp av utboret steinmasse, og rester av tilsatte stoffer (kjemikalier). Bruken av kjemikalier varierer fra stoffer som har ingen eller svært liten negativ miljøeffekt (grønn og gul kategori i henhold til SFTs klassifisering), til stoffer som basert på iboende egenskaper er definert som miljøfarlige og dermed bør skiftes ut (rød kategori).

Av de samlede kjemikalieutslippene fra disse tre brønnene er 99,8 % (776 tonn) grønne stoffer. Dette er hovedsakelig en blanding av vann, leire, salt og overskudd av sement. I tillegg slippes det ut 0,2 % gule stoffer (1,6 tonn), hovedsakelig fra vaskemiddel på riggen. I underkant av 5 kg rødt stoff slippes ut. Dette er rester av gjengefett (grease) som brukes for å skru sammen rør på en forsvarlig måte. Miljøvennlig gjengefett er under utvikling, men ennå ikke forsvarlig å bruke.

Risiko og beredskap for uhellsutslipp

Miljøkravene som er satt for boring og produksjon i Barentshavet sikrer lave utslipp til sjø ved normal drift, og hovedutfordringen er derfor å unngå uhellsutslipp. Vind, bølgeførhold, sikt og havdyp er ganske likt i Barentshavet Sør og Nordsjøen. Det betyr at mange av industriens erfaringer fra Nordsjøen er relevante også i Barentshavet. Lufttemperaturen i Barentshavet er imidlertid lavere enn i Nordsjøen, og dette krever spesielle tiltak for å unngå nedising av utstyr.

I sommerhalvåret er det lysere i Barentshavet enn i Nordsjøen, men om vinteren er mangelen på dagslys en utfordring for oljevernberedskapen. Allikevel vil industriens beredskapstiltak betydelig redu-

sere mengden olje som kan nå strandsonen ved et eventuelt utslipp. Eksempelstudier basert på statistiske modeller viser at dagens beredskapsnivå kan redusere oljemengden fra et oljeutslipp som når strandsonen med 85 % i forhold til ingen tiltak, med muligheter til å oppnå 93 % reduksjon ved utvidet oljevern. Det pågår ytterligere teknologiutvikling for å bedre effektiviteten av oljevernberedskapen under slike utfordrende forhold.

Fisk, sjøfugl og strandsone er sårbare miljøverdier ved akutte utslipp av olje. Dersom et oljeutslipp inntreffer, har undersøkelser vist at voksen fisk i stor grad er i stand til å unngå oljen, mens yngel og stasjonær bunnfisk blir mer skadelidende. Som et forebyggende tiltak er det derfor etablert såkalte

borebegrensninger på norsk kontinentalsokkel. Dette innebærer at leteboring ikke finner sted i de delene av året hvor fiskeyngel er spesielt utsatt. I tillegg stiller myndighetene i enkelte tilfeller begrensninger til hvor mange letebrønner som kan bores i et område samtidig, for at oljevernberedskapen skal kunne håndtere et eventuelt oljeutslipp på best mulig måte.

Risikoen for uhellsutslipp er knyttet til ukontrollert utblåsning ved boreoperasjoner, brudd på rørledninger, utslipp fra produksjons- og lagerskip eller havari av tankskip. Det har kun vært en stor oljeutblåsning i løpet av de nesten 40 årene det har vært drevet petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, nemlig Bravo-utblåsningen i 1977 (12 700 m³ olje). Andre større utslipp som har funnet sted på norsk sokkel er utslippene på Statfjord i 1992 (900 m³) og Draugen i 2003 (750 m³). Sett i forhold til at det er bygd ut om lag 400 innretninger og om lag 11 000 km med rørledninger på norsk kontinentalsokkel, kan det hevdes at større uhellsutslipp av olje fra norsk petroleumsvirksomhet er svært lite sannsynlig.

Det er også verdt å merke seg at den største risikoen for oljeutslipp i Barentshavet kommer fra skipstrafikk og oljetransport fra Russland. Med norsk petroleumsvirksomhet i Barentshavet vil oljevernberedskapen styrkes med det private NOFO oljevernet. Som følge av dette viser beregninger fra Det Norske Veritas at den samlede risikoen for miljøskade blir redusert ved et middels aktivitetsnivå i forhold til ingen aktivitet.

Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet

De viktigste brukerne av havområdene er innenfor fiske, fangst, sjøtransport og petroleumsvirksomhet. Det er et mål at disse næringsinteressene skal kunne utøve sitt virke uten at dette skader miljøet, naturressurser eller hverandres næringsvirksomhet.

Sameksistens med andre næringer har stått sentralt helt siden oppstarten av petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Særlig gjelder dette forholdet til fiskeriene. Ettersom petroleumsvirksomheten har flyttet seg nordover, hvor fisket er mer intensivt, har behovet for å finne frem til enda bedre løsninger for sameksistens blitt større.

For å kunne se de ulike menneskelige aktivitetene i sammenheng, tar Regjeringen sikte på å etablere helhetlige forvaltningsplaner for havområdene. Forvaltningsplanen for Barentshavet skal legge til rette for verdiskaping basert på bærekraftig utnyttelse av ressursene i havområdet fra Lofoten og nordover, samtidig med at naturmiljøet skal sikres for kommende generasjoner.

I forvaltningsplanen vil det bli gitt føringer for hvordan miljøet og ressurstilstanden i området skal overvåkes. Manglende kunnskap av betydning for forvaltningen skal påpekes, og det skal foreslås tiltak for hvordan dette skal følges opp.

I utarbeidelsen av forvaltningsplanen er det lagt opp til en prosess der både ulike myndigheter og interesserte parter blir involvert. Siden utviklingen på russisk side vil ha store konsekvenser for Barentshavet, har norske fagmyndigheter samarbeidet med Russland om å fremskaffe informasjon til utredningene som vil ligge til grunn for forvaltningsplanen.

Forvaltningsplanen for Barentshavet er planlagt ferdigstilt i 2006. En nærmere vurdering av å åpne for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI vil bli foretatt når forvaltningsplanen foreligger.

Særlige verdifulle områder

Enkelte deler av havområdene er spesielt viktige å ta hensyn til for å bevare biologisk produksjon og mangfold. I arbeidet med den helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet har Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitutt gjennomført en miljøfaglig verdivurdering av dette havområdet. I dette arbeidet er fire områder blitt utpekt som særlige verdifulle. Disse fire områdene er:

- Lofoten - Røstbanken – Vesterålen
- Tromsøflaket
- Polarfronten
- Isfronten

Enkelte områder er dessuten identifisert som spesielt viktige for fiskeriene. Dette gjelder:

- Området langs kontinentalskråningen (Troms I, Troms III og Bjørnøya Vest).
- De østlige deler av Nordland VI, VII og Troms II.
- Et kystbelte langs Troms III, Finnmark Vest og Finnmark Øst.

Både de særlige verdifulle områdene og de spesielt viktige områdene for fiskeriene ble tillagt betydelig vekt i ULB-arbeidet, og dette er områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

Andre lands miljøkrav for petroleumsaktivitet i miljøfølsomme områder

På verdensbasis drives det petroleumsvirksomhet i en rekke miljøfølsomme områder. Generelt er både forholdene og miljøutfordringene veldig forskjellig fra område til område.

I Norge har vi funnet olje og gass langt ute i havet, hvor det er dypt vann og krevende værforhold. Myndighetene og industrien har i felleskap funnet frem til løsninger som gjør at disse verdiene kan hentes ut uten at dette medfører en uakseptabel belastning på naturmiljøet. I Barentshavet tilsier hensynet til en bærekraftig forvaltning at det stilles strengere krav til petroleumsvirksomheten enn i Nordsjøen.

Det drives virksomhet under tilsvarende forhold som på norsk kontinentalsokkel utenfor østkysten av Canada. Også i disse områdene har myndighetene satt strenge miljøkrav til petroleumsvirksomheten som har resultert i valg av løsninger som kun i liten grad belaster naturmiljøet. De skjerpede miljøkravene som er satt for petroleumsvirksomhet i Lofoten – Barentshavet er imidlertid særegne i den forstand at petroleumsvirksomhet på canadisk side ikke har tilsvarende krav om ingen utslipp til sjø under normal drift som på norsk side.

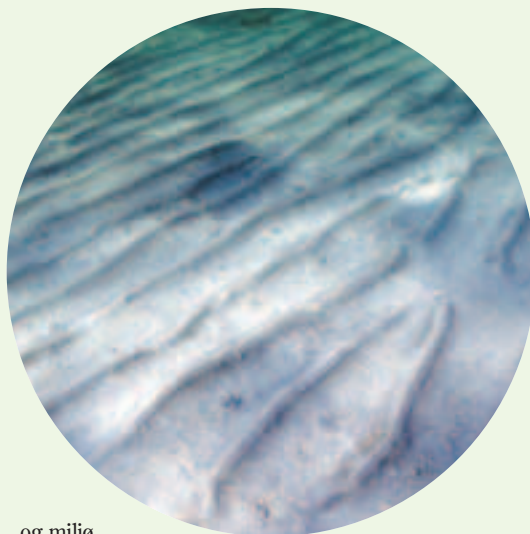
I Canada er det bygget ut ett gassfelt og to oljefelt offshore. Ett nytt oljefelt er under utbygging. Når det gjelder krav til utslipp av produsert vann og boreavfall, er myndighetsreguleringene tilsvarende de som gjelder generelt for norsk kontinentalsokkel. For kjemikalieutslipp og utslipp til luft er kravene generelt mindre strenge enn de norske. Dette har

medvirket til at det brennes langt mer gass i fakkel enn på norsk kontinentalsokkel, noe som har medført større utslipp av klimagassen CO₂.

På russisk side er det imidlertid begrenset erfaring med petroleumsvirksomhet til havs, ettersom olje- og gassutvinning i hovedsak har funnet sted på land. I den senere tid har imidlertid russernes fokus på å utvikle petroleumsressursene også til havs økt. Russerne har erkjent at dette er teknologisk krevende, og ønsker samarbeid med internasjonal olje- og gassindustri for å kunne gjøre dette på en økonomisk lønnsom og miljømessig forsvarlig måte. En rekke selskaper, inklusive Hydro og Statoil, er i denne forbindelse inne i bildet.

Russiske olje- og gasselskaper har en økonomisk interesse av å drive mer miljøbevisst, og en god miljøprofil kan øke verdien av selskapene. Flere russiske selskaper ønsker derfor å få inn internasjonale selskaper på eiersiden. Dette er en viktig faktor å ta med seg når vi fra norsk side søker å bidra til at russisk leting og produksjon av olje og gass blir mest mulig miljøvennlig.

I den grad det utvikler seg et tettere kommersielt samarbeid mellom norske og russiske oljeselskaper, vil bruk av avansert norsk offshoreteknologi redusere risikoen for akutte utslipp og utslipp fra normal drift fra russisk side. Økt samarbeid mellom russisk oljeindustri og norske selskaper er dessuten en meget viktig faktor for å bidra til økt miljøbevissthet i russisk petroleumsindustri. I 2003 ble det initiert et samarbeid mellom norske og russiske myndigheter, norske og russiske oljeselskaper og norske og russiske fagmiljøer på områdene geologi, petroleumsressurser



og miljø.

Samarbeidet kan bli et positivt bidrag til at petroleumsvirksomhet i dette havområdet drives på en miljømessige forsvarlig måte.

Sammenlignet med teknologiske løsninger som anvendes i andre land er Norge et foregangsland. Norske oljeselskaper og myndigheter har sammen vært pådrivere for å utvikle miljøteknologi som et konkurransefortrinn i et evt. fremtidig og utvidet samarbeid med f.eks. russiske og canadiske olje- og energiselskaper. En slik satsing har vært viktig av flere grunner, og vi ser at en streng håndhevelse av føre-var prinsippet og kommersielle og strategiske interesser kan følge hverandre på en positiv måte i dette havområdet.

Ord og forkortelser

BAT	Best tilgjengelig teknologi
CH ₄	Metan
CO ₂	Karbondioksid
EIF	Environment Impact Factor, verktøy utviklet for å beregne risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann fra det enkelte felt
Gøteborg-protokollen	Protokoll som søker å løse forsuring, overgjødning og bakkenær ozon.
Kyoto-protokollen	Protokoll inngått i Kyoto, Japan 1997, under FNs Klimakonvensjon
LRTAP-konvensjonen	Konvensjonen for langtransportert luftforurensning
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser utenom metan
NO _x	Nitrogenoksider
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OIC	Offshore Industry Committee, komité under OSPAR-konvensjonen
OLF	Oljeindustriens landsforening
OSPAR-konvensjonen	Oslo-Paris-konvensjonen. Konvensjonen, om beskyttelse av det marine miljø i det nord-østlige Atlanterhav
PAD	Plan for anlegg og drift
PAH	Polyaromatiske hydrokarboner, dannes ved all ufullstendig forbrenning av organisk materiale
PLONOR	“Pose Little or No Risk” – innebærer liten eller ingen risiko. Stoffer oppført på PLONOR-listen forekommer naturlig i sjøvann, og/eller er ikke miljøfarlige.
Produsert vann	Vann som følger med oljen og gassen opp fra brønnen
PUD	Plan for utbygging og drift
SDØE	Statens direkte økonomiske engasjement
SFT	Statens forurensningstilsyn
Sm ³	Standard kubikkmeter
SO ₂	Svoveldioksid

