

Miljø 2004

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

Redaktør: Solveig Andresen, OED
Redaksjon avsluttet: mars 2004

Layout/design: PDC Tangen
Layout omslag: PDC Tangen

Foto: Norsk Hydro ASA, Statoil, PDC Tangens bildearkiv, Oljedirektoratet, O. P. Muggerud

Papir: Munken Lynx 240g/150g
Trykk: PDC Tangen
Opplag: 4 000 norsk / 4 500 engelsk

ISSN 1502-0576



Innhold

Forord	7
Del 1 FAKTA	8
Petroleumsvirksomheten i Norge	9
Myndighetenes ivaretagelse av miljøhensyn	11
Letefasen	11
Utbyggings- og driftsfasen	12
Avslutningsfasen	13
Uslippsstatus	14
Karbondiksid, CO ₂	16
Nitrogenoksider, NO _x	19
Flyktige organiske forbindelser utenom metan, nmVOC	21
Kjemikalier, olje og andre naturlig forekommende kjemiske stoffer	23
DEL 2 TEMA	
Håndtering av utslipp til sjø med fokus på renseteknologier for produsert vann	29
Innledning	30
Hva gjør utslipp til sjø med miljøet?	32
«Føre-var»	32
Produsert vann	32
EIF – et nytt norsk verktøy for prioritering	33
Ulike tiltak for håndtering av produsert vann	34
Renseteknologier for produsert vann	35
Mest mulig for miljø pengene	38



Forord

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 energiproducent med å være et foregangsland i miljøspørsmål.

Årets utgave fokuserer på temaet renseteknikker for produsert vann og viser at ny norsk teknologi bidrar til å begrense risiko for miljøskade. Nye renseteknikker er utviklet og tas i bruk, men det kan være vanskelig å forstå hvorfor en bestemt teknikk ikke kan anvendes på alle felt.

Gjennom temadelen forsøker vi å forklare hvorfor valg av løsning vil variere fra felt til felt, og hvordan dette blant annet er relatert til reservoartekniske forhold og kostnader. Den sterke fokuseringen på de miljømessige sidene ved norsk olje- og gassproduksjon har uten tvil ført til at vi har en petroleumssektor som er i forkant på miljøområdet. Dette er resultatet både av at myndighetene i høy grad har inkludert miljøhensyn i sektorens rammebetingelser, og av industriens innsats på området.

Miljø 2004 består også av en faktadel. Her omtaler vi utslippsstatus, miljøeffekter og tiltak for å redusere utslippene til sjø og luft fra petroleumsvirksomheten. Vi håper at en publikasjon som denne kan bidra til økt kunnskap om petroleumsaktivitet og miljøspørsmål.



Med vennlig hilsen

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

Einar Steensnæs
Olje- og energiminister

Del 1

Fakta



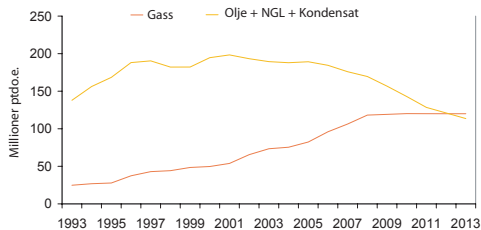


Fig. 1 Produksjon av salgbar petroleum

Petroleumsvirksomheten i Norge

Fakta om petroleumssektoren

- Sto i 2003 for 45,9 prosent av den norske eksport-verdien
- Bidro i 2003 med om lag 24,8 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 gjenværende olje- og gassressursene på kontinentalsokkelen er betydelige. 29 prosent av opprinnelig utvinnbare petroleumsressurser er solgt og levert, 41 prosent ligger i eksisterende felt/funn og 26 prosent er ennå ikke oppdaget. De resterende ressursene er knyttet til mulige framtidige tiltak for å øke utvinningen.

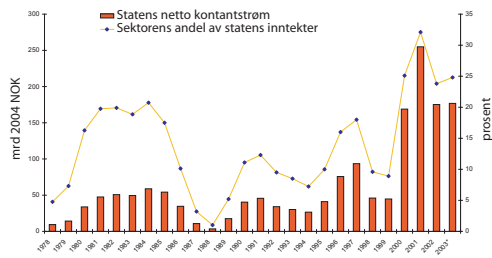
Oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel startet på Ekofiskfeltet i 1971. Gasseksporten startet opp fra samme felt i 1977. Da Draugen ble satt i produksjon i 1993, ble Norskehavet introdusert som produksjonsområde. Snøhvitfeltet ble besluttet utbygd i 2002, som første utbygging i Barentshavet. Produksjonen på norsk sokkel har siden starten stort sett vokst år for år (se figur 1). Oljeproduksjonen var i 2003 på 3,3 mill fat/dag, og oljeproduksjonen for 2004 er prognosert til å bli 3,2

mill fat/dag i gjennomsnitt for hele året. Det er forventet at oljeproduksjonen vil være på dette nivået de neste tre årene. Produksjon av gass forventes å bygge seg kraftig opp fra dagens nivå på 73,4 mrd Sm³ gass/år til 120 mrd Sm³ 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 videreføre, gass og olje fra feltene. Mottaksterminaler for naturgass på norsk kontinentalsokkel er etablert i St.Fergus (Storbritannia), Emden og Dornum (Tyskland), Zeebrugge (Belgia) og Dunkerque (Frankrike). Et prosessanlegg på Melkøya utenfor Hammerfest er også under utbygging. Dette anlegget skal prosessere gass og NGL fra Snøhvit-feltet. Oppstart av produksjonen er planlagt i løpet av 2006.

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 SDØE. I tillegg får staten utbytte fra sine eierandeler i Statoil og Norsk Hydro.

I 2001 besluttet Stortinget å restrukturere det statlige engasjementet. I 2001 og 2002 ble 21,5 % av SDØE porteføljen solgt, 15 % til Statoil og 6,5 % til andre selskaper. I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ble det også opprettet to selskaper: Petoro AS som ivaretar SDØE-porteføljen på vegne av staten, og Gassco AS som nøytral operatør for gasstransportssystemet.



Figur 2 Statens netto kontantstrøm fra petroleumvirksomheten 1978–2003
(Kilde: OED/OD/FIN) *anslag

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.

Aktiviteten på norsk kontinentalsokkel har gjennom den etterspørselen etter varer og tjenester den fører med seg, skapt store ringvirkninger for

det norske 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 på en del områder har blitt så sterk at den 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

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

Myndighetene anser 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 og videreført av en ny samarbeidsarena, MILJØFORUM i 2001. Formålet er å styrke og videreutvikle samarbeidet mellom industrien og myndighetene slik at norsk petroleumsvirksomhet også i fremtiden kan ligge i forkant internasjonalt når det gjelder miljøvennlig og kostnadseffektiv virksomhet.

Letefasen

Målet med åpning av nye områder for petroleumsvirksomhet 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. 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.

Før åpningen av nye områder for petroleumsaktivitet gjennomføres det grundige analyser av de miljømessige virkninger av petroleumsvirksomheten i regi av myndighetene. 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 petroleumsaktiviteten for å legge til rette for sameksistens mellom miljø-, petroleums- og fiskerierinteresser. Eksempler på slike krav til leteaktiviteten er begrensninger i når 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.



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 konsekvensutredninger. Videre har Olje- og energidepartementet stått for en utredning av konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i områdene fra Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet (UBL). Utredningens formål var å presentere de mest sentrale problemstillingene knyttet til miljømessige, fiskerimessige og samfunnsmessige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i dette havområdet.

Utredningen forelå 1. juli 2003 og ble deretter sendt på offentlig høring. Regjeringen besluttet i desember 2003 at det ikke skal åpnes for videre petroleumsvirksomhet i Nordland VI utenfor Lofoten. En vurdering av dette spørsmålet vil bli foretatt når den helhetlige forvaltingsplanen for Barentshavet foreligger. Samtidig besluttet regjeringen å åpne generelt for videre helårig petroleumsvirksomhet i de allerede åpnete områdene i Barentshavet syd, med unntak av visse særlig verdifulle områder.

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 rettighetshaverne i utvinningstillatelsen kan starte utbygging av et funn, krever petroleumsløven at en plan for utbygging og drift (PUD) skal godkjennes av myndighetene. Videre må rettighetshavere ha tilla-

telsel til anlegg og drift (PAD) etter petroleumsløven § 4-3 for eventuelle tilknyttede anlegg.

Som en del av PUD/PAD, skal rettighetshaver 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
- utslipp av karbondioksid (CO₂) og nitrogenoksider (NO_x) 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 flere virkemidler som for eksempel vilkår i PUD/PAD, CO₂-avgift, faklings- og utslippstillatelser. Virkemidlene varierer for de forskjellige utslippene til luft og sjø.

CO₂

Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsvirksomheten 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 2004 er CO₂-avgiften på sokkelen 76 øre per liter olje/Sm³ gass.

Brenning av gass i fakkell ut over det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift, er etter petroleumsløven ikke tillatt uten godkjenning fra Olje- og energidepartementet.

NO_x

I driftsfasen er NO_x foreløpig regulert på kontinentalsokkelen ved eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PUD/PAD.

I 1999 underskrev Norge Gøteborgprotokollen som blant annet setter krav om en nasjonal reduksjon i NO_x-utslippene på 29 prosent i 2010 sammenliknet med 1990-nivået. Den nasjonale virkemiddelbruken og krav til ulike sektorer for å oppfylle denne forpliktelsen er nå under vurdering.

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 Statens Forurensningstilsyn (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.

Avslutningsfasen

Petroleumsproduksjonen fra flere av feltene på norsk kontinentalsokkel har nå opphørt eller er i ferd med å opphøre. Til sammen har 12 felt avsluttet produksjonen.

Reglene i petroleumsløven 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. Stortingsmelding 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.



Utslippsstatus

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 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 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.

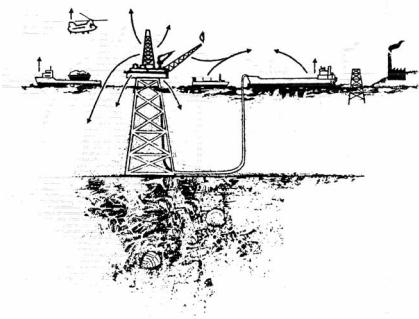
Globale miljøproblemer

CO₂, CH₄, NO_x og nmVOC er klimagasser som bidrar til drivhuseffekten. Disse 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 delvis i andre land ved bruk av Kyoto-mekanismene (internasjonal kvotehandel, den grønne utviklingsmekanismen og felles gjennomføring). I forbindelse med behandlingen av St.meld.nr. 54. (2000–2001) Norsk klimapolitikk og St.meld.nr. 15 (2001–2002) Tilleggsmeldingen til St.meld. om norsk klimapolitikk har Stortinget vedtatt at det skal opprettes et nasjonalt kvotesystem for klimagasser i Norge fra 2008.

Regionale miljøproblemer

NO_x, SO₂ og nmVOC bidrar enkeltvis eller sammen til grenseoverskridende regionale miljøproblemer som sur nedbør, overgjødning og bakkenært ozon så vel som til lokale miljøproblemer. Utslipp av disse gassene 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 samtidig. 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.

Lokale miljøproblemer

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 fordi de skjer til internasjonale farvann og dermed ikke kun er et enkelt lands anliggende.

For utslippene til sjø er det internasjonalt fastsatt et anbefalt maksimumsnivå for oljeinnholdet i vann som kan slippes ut, samt fastsatt en anbefaling om reduksjon av totale oljeutslipp fra sektoren. Bruk og utslipp av kjemikalier er internasjonalt regulert i form av krav om risikovurdering og kategorisering etter kjemikalienes iboende egenskaper.

EnvironmentalWeb

Oljeindustriens landsforening (OLF), Oljedirektoratet og SFT har i 2003 samarbeidet om å etablere en felles database for utslipp til sjø og luft fra oljevirksomheten. Fra 2004 skal alle operatører som driver petroleumsaktivitet på norsk sokkel rapportere utslippsdata direkte inn i den felles databasen. Da vil både operatørene selv og myndighetene enklere kunne lage analyser av de historiske utslippene på en mer fullstendig og konsistent måte enn tidligere.

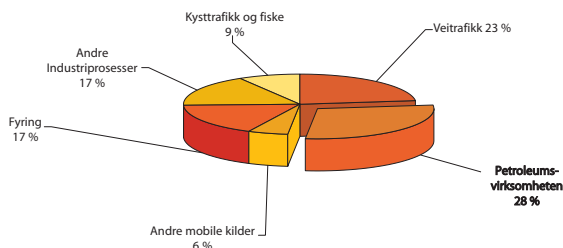


Fig. 3 Kilder til norske utslipp av CO₂, 2002
(Kilde: SSB/SFT)

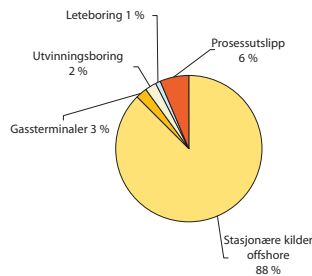


Fig. 4 Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2002 fordelt på kilder
(Kilde: OED/OD)

Karbondioksid CO₂

CO₂ er den viktigste av klimagassene. De menneskeskapte utslippene av CO₂ er i stor grad knyttet til forbrenning av fossile brensler.

Miljøeffekter av CO₂

- Bidrar til drivhuseffekten, som igjen fører til global oppvarming.

Utslipp fra petroleumssektoren

I nasjonal sammenheng står petroleumsvirksomheten for 28 prosent av CO₂-utslippene (se figur 3). Denne andelen forventes å øke framover til om lag 30 prosent i 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 gassterminalene på land og indirekte fra VOC-utslipp (såkalte prosessutslipp). CO₂-utslippene knyttet til innretningene på kontinentalsokkelen stammer i all hovedsak fra forbrenning av gass i turbiner og fakkell og fra forbrenning av diesel. Av fossile brensler gir naturgass lavest CO₂-utslipp per energienhet.

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 oljeequivalent ble redusert med 23 prosent fra 1990 til 2002 (se figur 7).

Reduksjonen per enhet skyldes blant annet:

- generell teknologiforbedring
- 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 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 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.

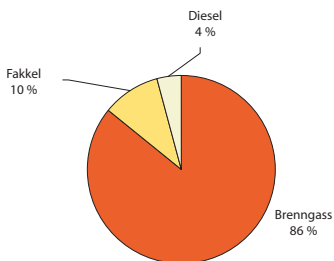


Fig. 5 Avgiftsbelagte CO₂-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2002
(Kilde: OD)

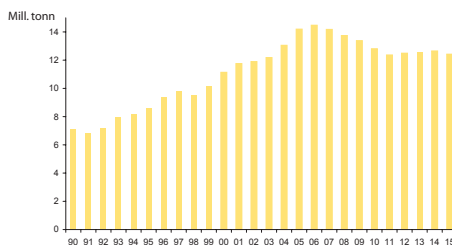


Fig. 6 Totalutslipp av CO₂ fra norsk petroleumssektor
(Kilde: OED/OD)

1

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. Foreløpige tall fra Oljedirektoratet for 2003 viser en økning i totale utslipp av CO₂ fra virksomheten fra 2002 til 2003 på 2,5 prosent.

Tiltak for å redusere CO₂-utslippene

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

I stedet for å slippe ut CO₂ fra gassproduksjonen på Sleipner Vest, pumpes CO₂ ned i sandsteinsformasjonen Utsira, 1000 meter under havbunnen. Det er første gang at CO₂ fjernet fra produsert naturgass

blir injisert i underjordiske reservoarer til havs. Siden 1996 har det årlig blitt lagret 1 million tonn CO₂ med denne løsningen. Det er dokumentert at CO₂ som pumpes ned i Utsira-formasjonen holder seg der og ikke lekker ut.

Norge vil i fremtiden kunne ha gode muligheter til å lagre CO₂ på grunn av forekomsten både av naturlige formasjoner og ferdigproduserte olje-/gassreservoarer utenfor norskekysten. Lagring av CO₂ i ferdigproduserte reservoarer er en geologisk god løsning fordi strukturen med stor sannsynlighet er tett i og med at den har holdt på gass og olje gjennom millioner av år. En annen fordel er at disse reservoarene er svært grundig kartlagt med hensyn til utbredelse og fysiske egenskaper. På norsk sokkel finnes det i dag ca 20 felt med lagringspotensial på til sammen om lag 1000 millioner tonn CO₂.

Bruk av CO₂ for økt utvinning

CO₂ kan også brukes på noen felt som erstatning eller supplement til injeksjon av naturgass og vann som trykkstøtte for å øke utvinningen. Oljedirektoratet har estimert det tekniske potensialet for økt oljeutvinning til å være mellom 240 og 320 mill Sm³ olje ved bruk av CO₂ i oljefelt på norsk sokkel. CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning er effektivt på grunn av blandbarheten. CO₂ oppløses i oljen slik at oljen sveller og flyter lettere. Svellingen fører til at trykket i reservoaret øker, og dette resulterer i høyere fortrenngningseffekt av den berørte oljen. Injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning har et betydelig fortrinn i forhold til rene lagringsløsninger. Injeksjon av CO₂ fører både til lagring av CO₂ og til inntekter som følge av økt utvinning.

Bruk av CO₂ for økt utvinning på et felt vil

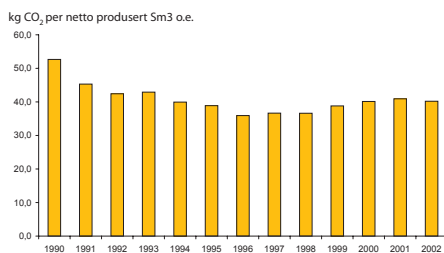


Fig. 7 Utslipp av avgiftsbelagt CO₂ per produsert enhet

(Kilde: OD)

1

medføre en total omlegging av feltets utvinningsstrategi, i tillegg til teknologiske- og kostnadsmessige utfordringer knyttet til bl.a. modifikasjoner på plattformene, infrastruktur for CO₂-transport og anlegg for CO₂-fangst. 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.

Det er lite sannsynlig at det er prosjektøkonomisk lønnsomhet for et enkelt felt å bruke CO₂ for økt utvinning, men det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt når det tas hensyn til miljøaspektet.

Fakling

Oljedirektoratet har gjennomført en vurdering av mulighetene for å oppnå ytterligere utslippsreduksjoner av klimagasser i forbindelse med fakling. Viktige tekniske tiltak er i stor grad 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
- 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.

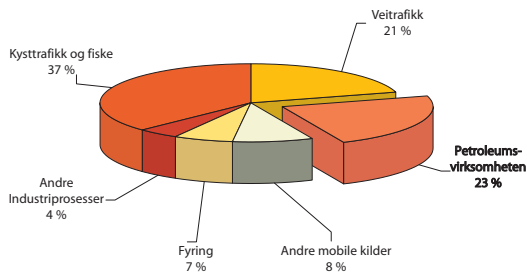


Fig. 8 Kilder til NO_x-utslipp i Norge, 2002
(Kilde: SSB)

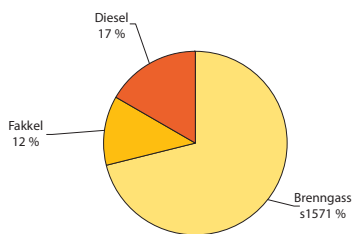


Fig. 9 NO_x-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2002
(Kilde: OD)

Nitrogenoksider NO_x

NO_x dannes hovedsakelig ved forbrenning av fossile brensler. Mengden utslipp er avhengig både av forbrenningsteknologien og av hvor mye drivstoff som brukes. Eksempelvis gir forbrenning i gassturbiner lavere utslipp av NO_x enn forbrenning i dieselmotorer.

Miljøeffekter av NO_x

- 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_x og nmVOC utsettes for solstråling.

Utslipp fra petroleumssektoren

Mobile kilder står for størsteparten av de norske NO_x-utslippene (se figur 8). Petroleumssektoren bidrar på sin side med 23 prosent. Som for CO₂ 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 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.

Det er nær sammenheng mellom utslippene av CO₂ og NO_x da begge stammer fra samme hovedkilder. Det viktigste unntaket her er lav-NO_x-teknologi for gassturbiner der NO_x-utslippene reduseres med inntil 90 prosent uten at CO₂-utslippene reduseres. I enkelte tilfeller kan CO₂-utslippene øke ved bruk av denne teknologien.

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 på gassturbiner
- bruk av katalytisk rensing
- dampinjeksjon/vanninjeksjon i brennkammeret.

Installasjon av lav-NO_x-brennere er det tiltaket som i dag blir betraktet å være mest aktuelt for å kunne oppnå betydelige reduksjoner av NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen. For nye felt er bruk av lav-NO_x-brennere standard.

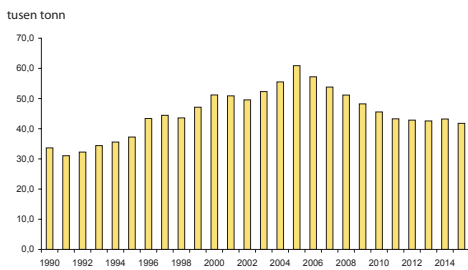


Fig. 10 Totalutslipp av NO_x fra norsk petroleumssektor
(Kilde: OED/OD)

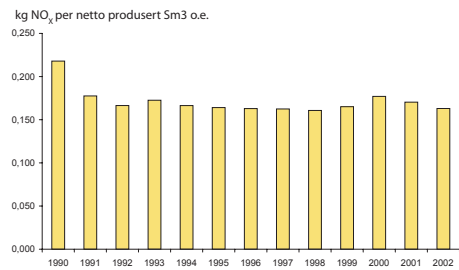


Fig. 11 Utslipp av NO_x per produsert enhet
(Kilde: OED/OD)

En utredning gjort av OD med deltagelse fra industrien i 2001, viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO_x-brennere på eksisterende innretninger er betydelig høyere enn det som tidligere er anslått. Både kostnadene og miljøeffekten av å etterinstallere lav-NO_x-teknologi vil variere betydelig fra maskin til maskin. Kostnader forbundet med økt nedetid på innretningene som følge av etterinstallering av lav-NO_x-brennere er et viktig element. Lav-NO_x-brennere innebærer dessuten hyppigere og

mer omfattende vedlikehold sammenliknet med tradisjonelle gassturbiner. I et livsløpsperspektiv innebærer dette betydelige kostnader.

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 høy utnyttelsesgrad.



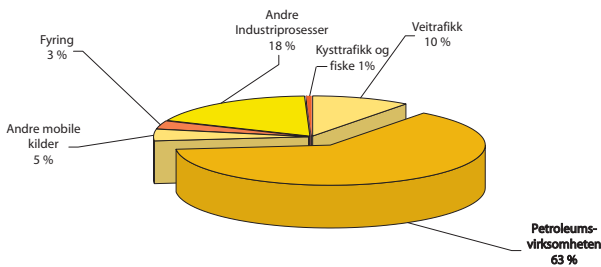


Fig. 12 Kilder til norske utslipp av nmVOC, 2002
(Kilde: SSB)

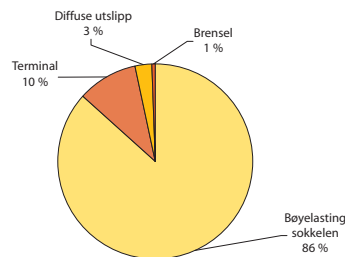


Fig. 13 Kilder til utslipp av nmVOC fra petroleumssektoren, 2002
(Kilde: OD)

Flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC)

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

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 CO₂ og ozon dannes når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren.

Utslipp fra petroleumssektoren

Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC i Norge. Ca 63 prosent av Norges utslipp av nmVOC kom i 2002 fra lagring og lastning av råolje offshore. Andre industriprosesser og veitrafikk er andre viktige utslippskilder (figur 12). For petroleumssektoren stammer hoveddelen av utslippene fra lagring og lastning av råolje til havs og fra landterminalene. Imidlertid er andelen fra petroleumssektoren avtagende som følge av innføring av utslippsreducerende teknologi. Mindre utslipp oppstår også på gass-terminalene 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 i tråd med pålegg gitt i medhold av forurensningsloven og at oljeproduksjonen forventes å nå sitt toppnivå i løpet av få år. Dette vil ha avgjørende betydning for Norges overholdelse av Gøteborgprotokollen.

Tiltak for å redusere nmVOC-utslippene

Utslipp av nmVOC knyttet til lagring og lastning av råolje offshore er på norsk sokkel regulert gjennom utslippstillatelser. Det er stilt krav til at oljen skal lagres og lastes med best tilgjengelig utslippsredu-

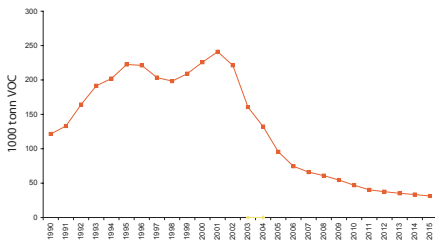


Fig. 14 Totalutslipp av nmVOC fra norsk petroleumssektor
(Kilde: OED/OD)

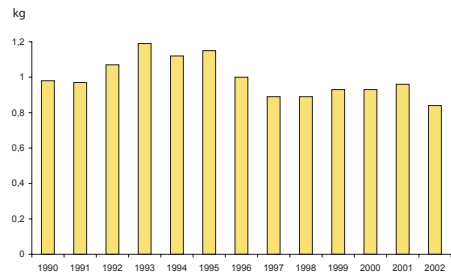


Fig. 15 nmVOC-utslipp per produsert enhet
(Kilde: OED/OD)

serende teknologi (BAT). Teknologier som kan tilfredsstille kravene skal fases inn etter en gitt tidsplan fram til utgangen av 2008.

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 en lastning med omlag 70 prosent. Flere båter har nå installert utslippsreducerende teknologi. Operatørene er ferdige med bøyelasting på norsk sokkel 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.

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.



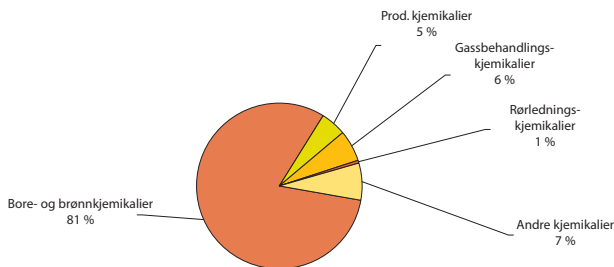


Fig. 16 Kjemikalieutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2002
(Kilde: SFT)

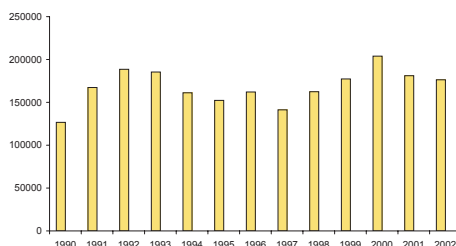


Fig. 17 Totale utslipp av kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet
(Kilde: SFT)

Kjemikalier, olje og andre naturlig forekommende kjemiske stoffer

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.

Miljøeffekter av kjemikalier

- Mesteparten av kjemikaliene som brukes (vel 99 prosent) antas å ha liten eller ingen miljøeffekt.
- Utslippene består av en lang rekke stoffer med svært ulike potensielle virkninger på miljøet.
- Man vet fortsatt lite om eventuelle langtidseffekter av kjemikalieutslipp.
- Flere av kjemikaliene har en viss lokal gifteffekt. Undersøkelser viser at de fortonnes 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.

Miljøeffekter av oljeutslipp og utslipp av andre naturlig forekommende kjemiske stoffer

- Akutte oljeutslipp kan gi skade på fisk, sjøpattedyr, sjøfugl og strandsoner.
- Det er stor usikkerhet knyttet til de miljømessige konsekvensene av driftsutslipp av olje. Til nå er det ikke påvist direkte miljøskader. Det gjøres mye forskning på dette temaet, særlig om langtidsvirkningene.
- Det knytter seg usikkerhet til langtidseffekter av oppløste organiske forbindelser som PAH (polyaromatisk hydrokarbon) og alkylfenoler. Det pågår betydelig forskning også på dette området.

Utslipp av kjemikalier

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 ulike modeller. CHARMmodellen er utviklet av landene som deltar i OSPAR-samarbeidet. I Norge har Statoil utviklet verktøyet EIF, som nå brukes av alle operatører på norsk sokkel. EIF er nærmere omtalt i temadelen. Metoden brukes ofte sammen med andre modeller for en best mulig vurdering av miljøpåvirkning.

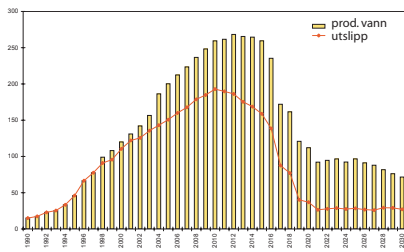


Fig. 18 Mengde produsert vann og utslipp av produsert vann, historisk og prognosert
(Kilde: OD)

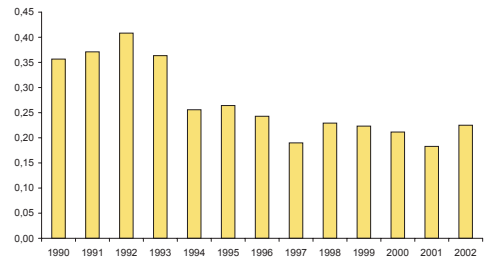


Fig. 19 Utslipp av borekjemikalier per boret meter
(Kilde: SFT/OD)

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, samt forholdene i risipienten.

Vel 99 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 kjemikaliene er stoffer som naturlig eksisterer i sjøvann. I den resterende prosenten inngår kjemikalier som er miljøfarlige eller hvor eventuelle effekter ikke er godt nok dokumentert.

I 2002 ble 30,4 prosent av brukte mengder sluppet ut, medregnet vannet som kjemikaliene var løst i. Tilsvarende tall for 1989 var 64 prosent eksklusiv vann. De kjemikaliene som ikke slippes ut løses enten i oljen, blir deponert i undergrunnen eller behandles som spesialavfall.

Utslipp av olje og andre naturlig 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 kommer 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. Dette er nærmere omtalt i temadelen.

Kilder til utslipp

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. Tall for 2002 viser en svak økning. En mulig årsak kan være økt behov for brønnvedlikehold etter hvert som feltene blir eldre (se figur 19).

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

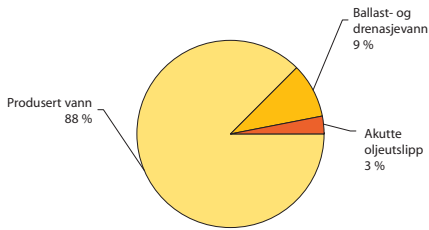


Fig. 20 Oljeutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2002
(Kilde: SFT)

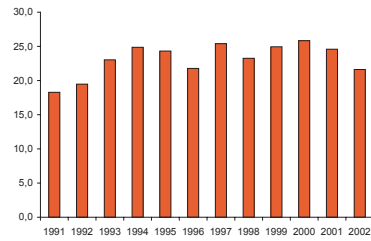


Fig. 21 Utslipp av olje per kubikk meter produsert vann
(Kilde: SFT)

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 rester av kjemikalier, olje og oppløste organiske forbindelser.

Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjonen i produsert vann på kontinentalsokkelen har vært svakt avtakende. I henhold til OSPAR-konvensjonen skal innholdet av dispergert olje i vann som slippes ut i sjøen, ikke overstige 40 g/m³ (milligram per liter.) OSPAR har 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. Årsgjennomsnittet for norske innretninger var i 2002 på 21,6 g/m³. 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 18). I 2003 ble omtrent 13 prosent av alt produsert vann reinjisert.

Utslippene av produksjons- og injeksjonskjemikalier 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 22).

Akutte utslipp

Skadene på naturmiljøet på grunn av akutte oljeutslipp er avhengig av ulike faktorer som er viktigere enn utslippets størrelse. Utslippsstedet, 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.

Antall akuttutslipp fra innretningene på kontinentalsokkelen er relativt mange, mens det er få akutte utslipp over ett tonn (se figur 23). Det totale oljevolumet som slippes ut i forbindelse med akutte oljeutslipp er imidlertid lite i forhold til tilførselen fra andre kilder.

I mai 2003 var det et stort akutt utslipp på Draugen, noe som gjør at utslippstallet for 2003 har økt kraftig i forhold til 2002. 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 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.

Nullutslippstrategi for utslipp til sjø

Målsettingen om nullutslipp 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 i en egen Nullutslippgruppe for å presisere målset-

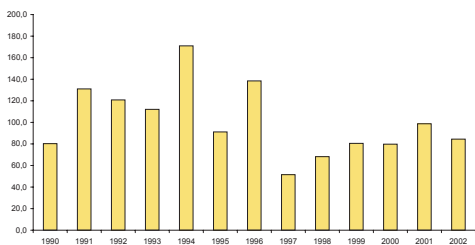


Fig. 22 Innhold av produksjons-, injeksjons- og rørlednings-kjemikalier i produsert vann
(Kilde: SFT)

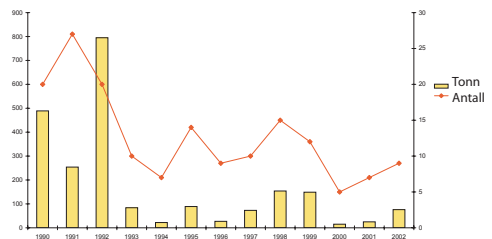


Fig. 23 Akutte oljesøl over ett tonn
(Kilde: SFT)

tingen 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. (Se side 28)

Nullutslippsmålet er et 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. Nullutslippsmålet gjelder umiddelbart for nye selvstendige utbygginger og innen utgangen av 2005 for eksisterende innretninger. Målsettingen gjelder for alle operasjoner offshore, både bore- og brønnoperasjoner, produksjon og utslipp fra rørledninger. I de sårbare områdene Lofoten-Barentshavet er det lagt opp til en strengere fortolkning av nullutslippsbegrepet enn på sokkelen forøvrig.

For hvert felt skal det ved valg av tiltak foretas en helhetsvurdering av flere forhold, herunder miljømessige konsekvenser, sikkerhetsmessige forhold, reservoartekniske forhold og kostnadsmessige forhold. Forholdene på eksisterende felt kan være slik at det praktisk oppnåelige målet, basert på feltspesifikke helhetsvurderinger, vil være minimering av enkelte utslipp. Det forventes at operatørene på norsk sokkel 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.

Selskapenes rapporteringer i 2003 viser at en lang rekke tiltak er implementert og at store miljøforbedringer allerede er oppnådd. Dersom de tiltak operatørene har planlagt blir implementert, vil de komme svært nær å nå målet innen utgangen av 2005.

Teknologiske løsninger

Utvikling av ny teknologi er viktig for å nå nullutslippsmålsettingen. Teknologi for fraseparering eller blokkering av vannet før det når innretningene vil være sentral for å realisere målet om nullutslipp. 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 bidra til at nullutslippsmålet oppnås.

Teknologi for å fjerne eller redusere utslipp av miljøfarlige 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.

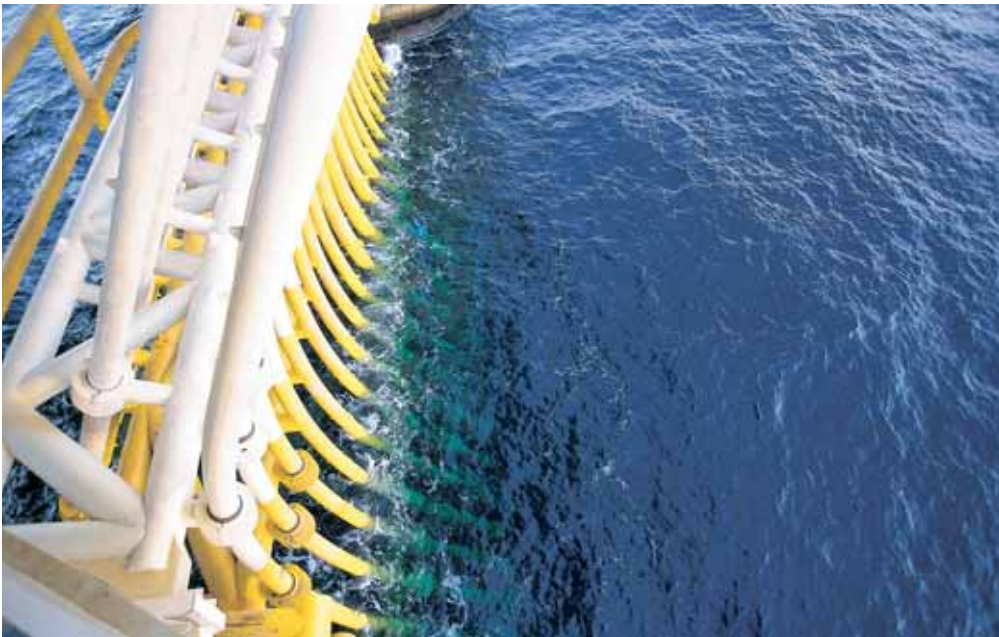
Flere av de nevnte typer teknologi er allerede implementert, planlagt implementert, under uttesting eller til vurdering på en rekke felt.



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. Dette er nærmere beskrevet i temadelen.



Nullutslipp

1

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. prioriteringslisten i St.meld.nr. 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:

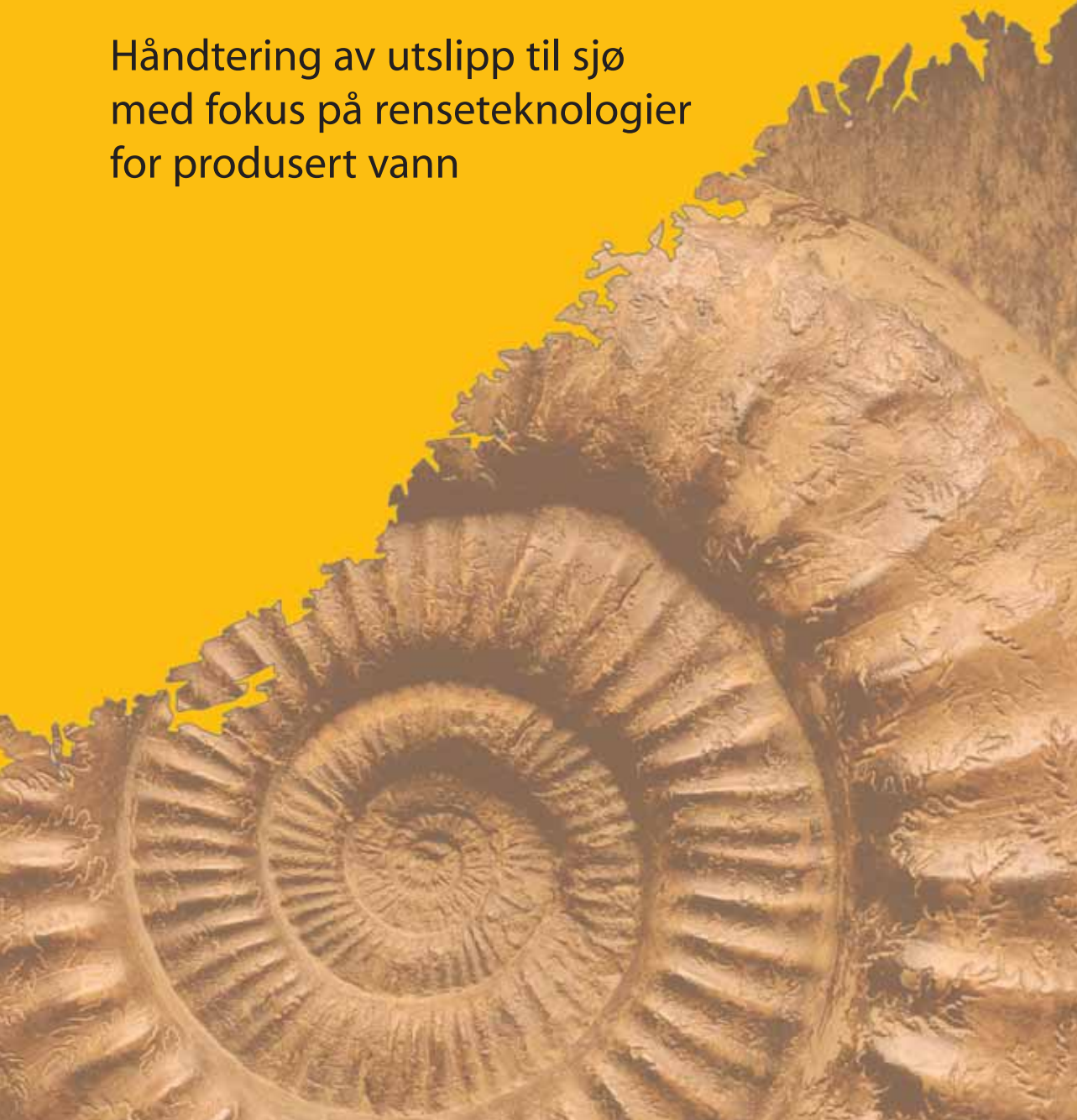
- Olje (komponenter som ikke er miljøfarlige)
- Stoffer innen SFTs gule og grønne kategori
- Borekaks
- Andre stoffer som kan føre til miljøskade 1) Jf. forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (aktivitetsforskriften) av 3. september 2001.

Kilde: St.meld.nr.25 (2002-2003) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Del 2

Tema

Håndtering av utslipp til sjø
med fokus på renseteknologier
for produsert vann



Innledning

En viktig utfordring petroleumsvirksomheten står overfor er utslipp til sjø av stoffer som kan gi skade på miljøet. Som et ledd i en helhetlig forvaltning av petroleumsressursene og havmiljøet har Stortinget sluttet seg til en målsetning om at det ikke skal slippes ut miljøfarlige forbindelser til sjø fra innretningene på sokkelen etter 2005. Se forøvrig side 28 i faktadelen som gir en klar definisjon av nullutslippsbegrepet og nullutslippsmålsetningen.

For å oppfylle denne målsetningen må det iverksettes en del nye tiltak på innretningene til havs. Aktuelle tiltak er å injisere vannet som følger med oljestømmen fra produksjonsbrønnen (produsert vann) tilbake i undergrunnen, enten tilbake i reservoaret der det kom fra eller i egne formasjoner. Alternativt må miljøfarlige kjemikalier byttes ut med kjemikalier med bedre miljøegenskaper, oftest også kombinert med at det produserte vannet renses utover dagens nivå.

Temadelen i Miljø 2001 omtalte utfordringer og generelle løsninger innen emnet «Utslipp til sjø». Målrettet innsats for å innfri nullutslippsmålsetningen har de siste årene gitt positive resultater, spesielt innen utvikling og bruk av ny renseteknologi for produsert vann. Det globale markedet for kostnadseffektive renseteknologier er sterkt voksende som følge av strengere krav til utslipp. At Norge er et foregangsland i denne utviklingen bidrar både til å løse de nasjonale miljøutfordringene samtidig som det skaper eksportmuligheter for norsk industri. Vi har derfor valgt å omtale ulike renseteknologier for produsert vann i temadelen i Miljø 2004.

For å sette omtalen i et perspektiv gir vi innledningsvis en kort beskrivelse av hvordan olje, gass og vann fra reservoaret blir behandlet på innretningene. Det vil være ulike løsninger for hvordan produsert vann håndteres på de ulike innretningene. Et formål med temadelen er å få frem grunnlaget for valg av løsning på forskjellige innretninger.



Hva foregår på en typisk innretning til havs?

Brønnstrømmen som kommer opp på plattformen er normalt en blanding av olje, naturgass og vann under trykk. Første del av behandlingen går ut på å senke trykket gjennom ett eller flere separasjonstrinn for å skille olje, vann og gass.

Utskilt **naturgass** blir tørket for vann og i forskjellig grad behandlet og sendt gjennom ulike kompressortrinn for å øke trykket igjen. Deretter blir noe av gassen brukt til å lage strøm på innretningene, mens resten injiseres tilbake i reservoaret for trykkstøtte eller transporteres i rørledning til en mottaksterminal på land. Normalt tas verdifulle væskekomponenter (NGL og kondensat) ut av gassen enten ute på feltet eller på mottaksterminalen på land.

Oljen stabiliseres, det vil si at gassen fjernes, før den lagres i tanker på feltet. Oljen transporteres deretter til en mottaksterminal på land ved hjelp av tankskip eller rørledning.

Vannet som skilles ut i separatorene inneholder rester av olje og gass. Gassen som skilles ut fra vannet gjenvinnes tilbake til gasstrømmen eller brennes i fakkeltårnet. Videre rensing av vannet avhenger av om det skal slippes ut i sjøen eller pumpes tilbake i undergrunnen. «Hydrosykloner» (se nærmere omtale under kapitlet om renseteknikker) er den vanlige metoden for å rense vannet for olje før utslipp til sjø. Denne oljen sendes tilbake i oljestrømmen.



Hva gjør utslipp til sjø med miljøet?

«Føre-var»

Laboratorieforsøk har vist at enkelte stoffer i produsert vann kan ha negativ innvirkning på det marine miljøet. I senere tid har det vært fokus på mulige negative effekter knyttet til utslipp av oppløste organiske forbindelser som PAH (polyaromatiske hydrokarbon) og alkylfenoler.

I hvilken grad det økologiske systemet blir påvirket avhenger av mange faktorer. Utslippenes sammensetning og mengde må ses i sammenheng med miljøets evne til for eksempel å fortynne, bryte ned, omdanne, ta opp, akkumulere eller nyttiggjøre seg stoffene. Videre har forskjellige organismer svært ulik toleranse for forurensning. Hvorvidt de påvirkes kan avhenge av temperatur og årstid, i hvilken livsfase de er og hvor lenge organismen blir utsatt for eksponering.

Selv om det ikke er påvist skade på miljøet fra utslipp av produsert vann, er det bred enighet om at vi har manglende kunnskap vedrørende langtidsvirkninger av utslipp.

I forskningsprogrammet «Langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF)» arbeider industrien og myndighetene sammen for å øke kunnskapene om prioriterte problemstillinger knyttet til utslipp til sjø. Programmet som administreres av Norges forskningsråd, startet i 2002 og planlegges videreført til 2008 med et årlig budsjett på ca. 20 millioner kroner. Forskningsprogrammet er en samfinansiering mellom industrien og myndighetene.

I henhold til «føre-var» prinsippet iverksettes betydelige tiltak på sokkelen for å redusere risikoen for miljøskade. Disse tiltakene, med hovedvekt på

renseteknologier for produsert vann, blir nærmere forklart i de neste kapitlene.

Produsert vann

I et oljereservoar er det alltid formasjonsvann. For å kunne produsere mest mulig olje, er det viktig å holde trykket i reservoaret ved like etter hvert som olje og gass produseres. På mange norske felt holdes trykket vedlike ved at gass og/eller sjøvann pumpes ned i reservoaret. Etter en tid vil det injiserte vannet og formasjonsvann nå produksjonsbrønnene og strømme opp på innretningen. Dette fører til økte mengder produsert vann når feltene blir eldre. Mot slutten av et felts levetid kan 90 prosent av produksjonen være vann og bare 10 prosent olje.

Det produserte vannet inneholder oljedråper (dispergert olje), andre organiske komponenter (inkludert løste oljefraksjoner), uorganiske komponenter (inkludert tungmetaller og naturlige lavradioktive forbindelser) og tilsatte kjemikalier.

For å sikre en jevn og sikker drift av innretningene er det nødvendig å bruke ulike kjemikalier som tilsetningsstoffer, for eksempel:

- **Avleiringshemmere** for å motvirke saltavleiringer i brønner, utstyr og rør.
- **Korrosjonshemmere** for å hindre korrosjon (rust) i rør og prosessutstyr.
- **Emulsjonsbrytere** som forbedrer separasjonen av olje og vann.
- **Skumdempere** som reduserer skumdannelsen i produksjonsanlegget.
- **Biocider** for å dempe bakterievekst i reservoaret.



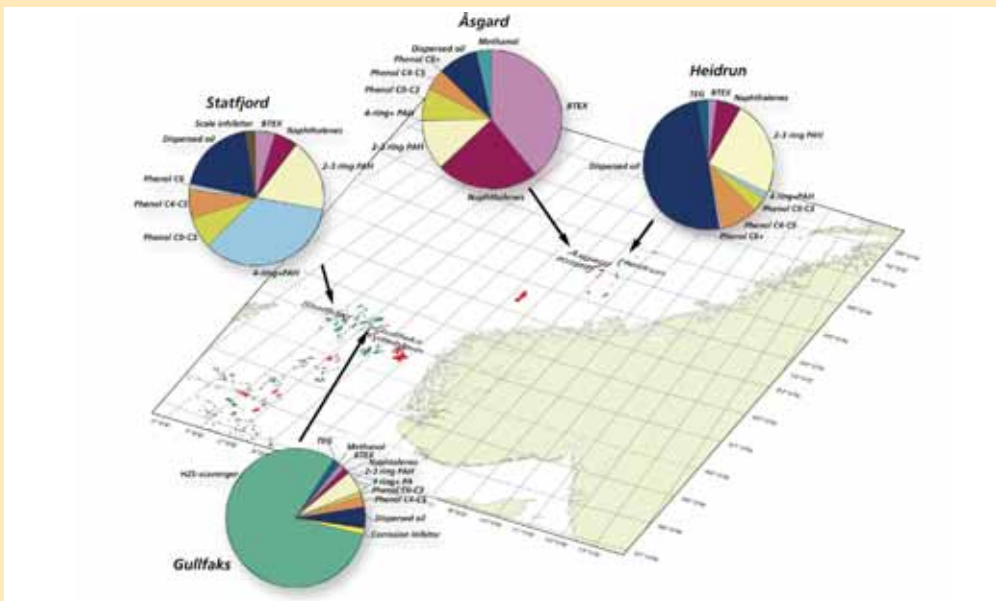
- **H₂S-fjernere** for å fjerne giftig hydrogensulfidgass (H₂S).
- **Hydratempere** for å hindre dannelse av hydrater (isliggende forbindelse mellom gass og vann).
- **Flokkulanter** for å få små oljedråper til å danne større dråper som lettere kan fjernes fra det produserte vannet.

Når oljen separeres fra vannet, vil størstedelen av de vannløselige kjemikalierne følge med det produserte vannet, mens størstedelen av de oljeløselige kjemikalierne vil følge med i oljefraksjonen og fraktes til land med oljen.

Den kjemiske sammensetningen av produsert vann varierer fra felt til felt og i løpet av produksjonstiden, avhengig av hva som finnes naturlig i reservoaret og hva som tilsettes. Generelt sett har oljefelt høyere vannproduksjon enn gassfelt. En årsak er at gassfelt normalt ikke har vanninjeksjon.

EIF – et nytt norsk verktøy for prioritering

Produsert vann inneholder i hovedsak vann, men også enkelte miljøskadelige komponenter. Internasjonalt er det mest fokus på å redusere innholdet av (dispergert) olje i produsert vann. Norge vektlegger i tillegg å redusere utslippene av andre miljøfarlige



Figur 24 Bidragsytene til risiko for miljøskade forbundet med utslipp av produsert vann til sjø på fire olje- og gassfelt

(Kilde: Statoil)



stoffer. Som et ledd i dette arbeidet er det utviklet et verktøy, den såkalte Environmental Impact Factor (EIF), for å beregne risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann fra det enkelte felt.

EIF-verdien for et felt beregnes blant annet ut ifra sammensetning og mengde produsert vann som slippes ut og hvordan utslippene fra feltet spres i sjøen. EIF brukes av oljeselskapene som et verktøy for målrettet vurdering av tiltak for behandling av produsert vann.

Figur 24 viser de ulike bidragsyterne til total risiko for miljøskade forbundet med utslipp av produsert vann på fire av norsk sokkels felter. Som det fremgår av figuren er hovedutfordringene forskjellige på disse feltene, noe som indikerer at løsningene for å redusere miljørisikoen vil være ulike fra felt til felt.

Ulike tiltak for håndtering av produsert vann

Det finnes ulike tiltak og renseteknologier for å begrense risikoen for miljøskade forbundet med vannproduksjonen fra feltene til havs. Valg av tiltak på det enkelte felt vil avhenge av hvilke stoffer som bidrar til miljøfare, hvilke tiltak som er egnet for å fjerne disse utslippene og kostnadene ved å installere tiltak på den enkelte innretning.

Injeksjon av produsert vann tilbake til reservoaret foregår i dag helt eller delvis på over 20 felt på norsk sokkel. I 2003 ble ca. 13 % av det produserte vannet injisert. Innretninger med injeksjon av produsert vann vil unngå utslipp mesteparten av

tiden, avhengig av anleggenes oppetid. Ved å kombinere flere teknologier, for eksempel injeksjon og Epcon som omtales senere, kan restutslippet reduseres ytterligere.

På felt med behov for vann som trykkstøtte vil injeksjon av produsert vann erstatte injeksjon av sjøvann og dermed medføre små merkostnader og ingen økning i utslipp til luft. Ikke alle felt har behov for økt trykkstøtte, og på slike felt er injeksjon av produsert vann tilbake i oljereservoaret ikke hensiktsmessig.

En ulempe ved injeksjon av produsert vann er at det tilføres organiske syrer som er en svært gunstig næringskilde for bakteriene som finnes i reservoaret. Problemet med disse bakteriene er at de danner giftgass (H_2S) når de vokser, og de genererer store mengder biomasse rundt vanninjektorne. H_2S -gass er svært giftig for mennesker og må fjernes før naturgassen kan selges. Biomassen er et problem fordi det reduserer effekten av injeksjon som trykkstøtte, slik at oljeproduksjonen kan bli redusert. Tapt oljeproduksjon vil redusere inntektene fra virksomheten på sokkelen.

Det finnes en rekke tiltak for å begrense problemene knyttet til H_2S -dannelse og økt biomasse i reservoarene, men slike tiltak er kostbare og kan bidra til å gjøre det ulønnsomt å produsere de siste oljereservene.

Et alternativ til å injisere vann tilbake til den produserende formasjonen er å injisere vannet til reservoar som er ferdige å produsere eller til egne vannførende formasjoner under havbunnen. En ulempe med injeksjon til deponi er at det vanligvis må bores egne brønner til dette formålet. Boring av brønner er kostbart. I tillegg er det energikrevende og kan føre til økte utslipp av CO_2 og NO_x .

Reduksjon av vannmengden som følger med brønnstrømmen fra reservoaret og opp på innretningene er en annen mulighet for å begrense risikoen for miljøskade. 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. Verdens første anlegg for separasjon av vann på havbunnen med injeksjon tilbake i reservoaret er installert på Troll C feltet i Nordsjøen. Pilotanlegget som håndterer om lag 10 prosent av feltets vannproduksjon har fungert godt. Anlegget kostet om lag 550 millioner kroner. Nedihullsseparasjon er blitt testet på land, men er hittil ikke tatt i bruk på norsk sokkel.

Kjemikaliesubstitusjon innebærer at miljøfarlige kjemikalier erstattes med mer miljøvennlige kjemikalier. Dette arbeidet har pågått i flere år for å nå myndighetenes mål om å fase ut bruk av miljøfarlige kjemikalier innen utgangen av 2005. Utfordringen i dette arbeidet er å utvikle miljøvennlige erstatningsprodukter som fungerer like godt som de eksisterende produktene. I henhold til operatørselskapenes planer skal målsettingen om utfasing av miljøfarlige tilsetningsstoffer som slippes ut i sjøen langt på vei kunne nås. En gjenværende utfordring er for eksempel reduksjon i utslipp av gjengefett som brukes i boreoperasjoner. Gjengefett er tilsatt små mengder kobber og bly, og det synes i dag vanskelig å eliminere disse uten at dette går på bekostning av tekniske og sikkerhetsmessige hensyn.

Renseteknologier for produsert vann kan være et alternativ eller et supplement til ovennevnte tiltak for håndtering av produsert vann og er nærmere omtalt nedenfor.

Renseteknologier for produsert vann

Dagens krav fra myndighetene er at produsert vann som slippes ut i sjøen maksimalt skal inneholde 40 mg/l dispergert olje.

Kostnadene ved å installere en og samme type renseteknologi vil være forskjellig fra innretning til innretning. Vannvolumet som skal håndteres vil påvirke anleggets størrelse og dermed kostnad. Videre vil det på noen innretninger være ledig plass til å installere nye moduler, mens det på andre innretninger gjerne må ombyggingarbeid og forsterking av konstruksjonen til før renseteknologier kan installeres. En teknologi som fungerer godt på et felt vil ikke nødvendigvis fungere på et annet sted.

En rekke nye renseteknologier er blitt utviklet og testes nå ut for anvendelse på norsk sokkel. Det finnes imidlertid fortsatt ikke en enkelt teknologi som er godt egnet til å redusere utslippene av både dispergert olje og løste komponenter på alle typer olje- og gassfelt.

Under følger en kort evaluering av noen aktuelle renseteknologier.

Tradisjonell renseteknologi

Tradisjonell renseteknologi reduserer først og fremst dispergert olje og i liten grad løste komponenter fra det produserte vannet.

Hydrosykloner har hittil vært den mest vanlige renseteknologien for produsert vann som er brukt for å oppfylle myndighetenes krav til maksimal utslipp av dispergert olje. Hydrosyklonene separerer olje og vann ved hjelp av sentrifugalkrefter. Det produserte vannet settes i rotasjon, og på grunn av forskjeller i tetthet vil



oljen og vannet samle seg på ulike steder i hydro-syklonen. På denne måten skiller oljen fra vannet. Hydro-syklonene blir mer effektive jo større oljedråpene er. Teknologien fjerner normalt 75 - 95 % av oljedråpene i det produserte vannet. På gass/kondensatfelt er imidlertid oljedråpene i det produserte vannet mindre. Dette er grunnen til at hydro-syklonene er mer effektive på oljefelt enn på gass/kondensatfelt.

Ny renseteknologi

Når dispergert olje blir fjernet, følger også en del av de løste komponentene med. I tråd med målet om å fjerne utslippet av stoffer som medfører miljøfare er det satt inn betydelig innsats på å utvikle og ta i bruk ny renseteknologi som fjerner løste komponenter som for eksempel alkylfenoler og PAH-forbindelser, samtidig som innholdet av dispergert olje reduseres ytterligere.

Epcon er en ny norsk renseteknologi som i det siste har fått stor oppmerksomhet fra oljeselskap både i Norge og utlandet. Denne teknologien vil på mange felt være både en miljømessig og økonomisk bedre løsning enn tradisjonelle hydro-syklonanlegg. Teknologien er lite krevende med hensyn til vekt, plass og vedlikehold.

Prinsippet for Epcon er at vannet strømmer inn i en stor tank og roterer slik at olje og gass samles i midten. Naturgass eller nitrogengass tilsettes og bidrar til å løfte oljedråpene opp til overflaten mens vannet tappes ut fra bunnen av tanken. Et Epconanlegg med to tanker koplet i serie kan rense oljeinnholdet i produsert vann ned mot 10 mg/l. I tillegg fjernes også en god del av de mulig miljøfarlige løste organiske forbindelsene.

Teknologien har de siste årene blitt testet på flere innretninger og er installert permanent på feltene Heidrun, Snorre, Brage og Troll C.

CTour er en ny rensemetode utviklet i Norge. Denne teknologien har lav vekt, krever lite plass og er godt egnet for felt som produserer mye vann og som har tilgang på kondensat.

CTour er per i dag en av de mest lovende renseteknologiene. Den har potensial til å fjerne ca. 90 % av både dispergert olje og løste hydrokarboner (PAH og fenoler). Tester viser at den også i noen tilfeller kan redusere innholdet av produksjonskjemikalier.

Prinsippet ved CTour prosessen er å injisere kondensatet i det produserte vannet i forkant av eksisterende hydro-syklonanlegg. Kondensat fungerer her som et løsemiddel som trekker løste hydrokarboner ut av vannfasen og over i kondensatfasen (ekstraksjon). De små oljedråpene bindes sammen og danner større oljedråper (koaleserer) som tas ut i hydro-syklonene.

En del av feltene som produserer mye vann har imidlertid ikke tilgang på eget kondensat, spesielt i de mengder og av den kvalitet som CTour prosessen krever. I slike tilfeller kan det bli for kostbart å hente kondensat fra andre felt og bygge et mottaksanlegg på innretningen for å håndtere kondensat.

CTour er mest effektiv når kondensatet hovedsakelig består av lette komponenter som propan og butan. Tilsettes et kondensat med høy andel tunge komponenter (BTEX) kan deler av disse komponentene følge med i vannstrømmen og bli sluppet ut i sjøen. Det er mulig å redusere utslippet av BTEX ved å installere et fraksjoneringsanlegg for kondensat, men dette er plasskrevende og vil øke kompleksitet og kostnader ved CTour prosessen betraktelig.

Et av de største oljefeltene på norsk sokkel, Statfjordfeltet, har testet ut teknologien og planlegger å starte opp et fullskala C-Tour anlegg våren 2004. Hvis denne piloten er vellykket, planlegger Statfjord å installere C-Tour på alle tre innretningene.

MPPE (Macro Porous Polymer Extraction) er utviklet i Nederland for fjerning av oppløste organiske komponenter i vann på gasskondensatfelt med relativt liten vannproduksjon.

Prinsippet for MPPE er at produsert vann sendes gjennom en beholder pakket med MPPE-kuler som trekker ut hydrokarboner fra vannet. Deretter brukes vanddamp for å vaske hydrokarbonene tilbake i prosesstrømmen. MPPE-systemet må derfor bestå av ett eller flere par parallelle beholdere.

MPPE er installert på tre gassfelt i Nederland og har vært langtidstestet på Åsgardfeltet i Norskehavet. Erfaringene viser at MPPE fjerner ca. 20-30 prosent dispersert olje og om lag 90 prosent av PAH og BTEX i produsert vann.

Teknologien er best egnet til å håndtere små volumstrømmer, og passer derfor best på gass/kondensat felt. Videre er teknologien relativt energikrevende samtidig som den generer avfall.

Cetco er en amerikansk renseteknologi som gjennom et filter reduserer innholdet av miljøfarlige stoffer (PAH, BTEX og alkylfenoler/fenoler), dispersert olje og tungmetaller i ulike typer problematisk vann. Teknologien er best egnet til å håndtere små volumstrømmer og passer derfor best på gass/kondensat felt.

Teknologien er tilgjengelig og er benyttet ved

brønnopprensning på Heidrun, Sleipner, Gullfaks og Jotun. En test på Sleipnerfeltet viste at teknologien kan redusere innholdet av dispersert olje ned til 10 mg/l.

Ulempene med Cetco-anlegget omfatter bl.a. generering av avfall som må fraktes vekk og destrueres.

Dråpevektsteknologier er utviklet for å øke rensesgraden av oljedråper i produsert vann. Prinsippet for dråpevektsteknologiene er å få små oljedråper til å bindes sammen til større slik at hydrosyklonen kan fange dem opp enda bedre.

Eksempel på dråpevektsteknologier:

PECT-F (Performance Enhancing Coalescer Technology - Fibre) er utviklet i Storbritannia og består av et system med fibermateriale som plasseres inne i hydrosyklonpakkens innløpskammer for å bidra til at størrelsen på oljedråpene øker. Teknologien har størst potensial i de tilfellene der dråpestørrelsen er slik at en moderat dråpevekst vil gi stor forbedring i hydrosyklonenes effektivitet. Teknologien er testet på ulike typer felt med godt resultat. Hydrosyklonenes effektivitet kan økes med opptil 50 % ved bruk av PECT-F. Teknologien ble installert på Draugenfeltet i 2001 basert på gode testresultater. Driftserfaringene fra bruk av teknologien på dette feltet har imidlertid ikke vist seg å være like positive som testresultatene. Partikler som klumper seg («klogging») kan være et problem ved bruk av denne teknologien.

Mares Tail er en ny britisk renseteknologi som ligner Pect-F. Prinsippet er at ett eller to filter plasseres i forkant av hydrosyklonene for å øke størrelsen på oljedråpene. Med to filterenheter i parallell



kan eventuell utskifting skje mye raskere enn utskifting av fibermateriale i Pect-F da dette er plassert inne i selve hydrosyklonbeholderen.

Teknologien har potensial til å øke hydrosyklonenes effektivitet med opptil 50 %. Teknologien er best egnet for gass/kondensatfelt.

Hydrofloc-prosessen øker oljedråpenes størrelse ved å forbehandle produsert vann i en flokkuleringstank før separasjon i en hydrosyklon. I flokkuleringstanken utsettes oljedråpene for turbulens og økt oppholdstid. Systemet ble opprinnelig utviklet for oljeinnretningene på Trollfeltet og har vært i drift der med vellykket resultat i flere år. Teknologien er også testet på Draugenfeltet og viste svært gode resultater mht fjerning av dispergert olje. På Draugenfeltet må man imidlertid ha et meget stort anlegg for fullskala bruk, noe som vil kreve omfattende ombygginger.

Mest mulig miljø for pengene

Enkelte felt har små miljøfarlige utslipp eller har få års gjenværende produksjonstid før de skal stenges ned.

I hvert enkelt tilfelle foretas en analyse av hvor mye et tiltak koster og hva som er miljøeffekten av tiltaket over feltets levetid. På denne måten kan man velge de tiltakene hvor en får mest mulig miljø igjen for pengene som brukes (kostnadseffektivitet).

Analyse av kostnader forbundet med nullutslippsmålet

Som et ledd i arbeidet mot nullutslipp innen utgangen av 2005 har operatørselskapene rapportert aktuelle tiltak med tilhørende kostnader til myndighetene. Oljedirektoratet har utført en analyse av kostnader og miljøeffekt av de tiltakene som oljeselskapene har vurdert som aktuelle.

Analysen viser at videre fokus på å bytte ut miljøfarlige kjemikalier generelt vil være et kostnadseffektivt tiltak. Tilsvarende vil injeksjon av produsert vann på felt som likevel har behov for mer vann til trykkstøtte også kunne gi mye miljøeffekt for pengene. Deretter vil et sett av rens tiltak, prosessoptimaliseringer, injeksjon av produsert vann til trykkstøtte eller deponi bidra til å redusere risikoen for miljøskade videre, men til stadig mindre miljøeffekt for pengene.

Mulighetene for utslippsreduksjoner forutsetter at de nye renseteknologiene fungerer i henhold til testresultatene. Kostnadene ved installering av nye rens metoder er ennå ikke beregnet med stor grad av sikkerhet, og dette utgjør et usikkerhetsmoment. Dette forutsetter videre at all bruk av miljøfarlige kjemikalier lar seg erstatte med godt funksjonelle miljøvennlige stoffer. Det gjenstår et betydelig arbeid før en slik kjemikaliesubstitusjon lar seg gjennomføre.

Myndighetene og industrien arbeider nå videre med å finne frem til de beste løsningene som bør settes inn for å oppnå et praktisk nullnivå i miljøfare ved utslipp av produsert vann.