Miljø 2003

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: Hæge Fjellheim, OED
Redaksjon avsluttet: april 2003

Layout/design: PDC Tangen
Layout omslag: Kerstin Dokken, OED
Foto: CGG, Norsk Hydro ASA, Statoil, PDC Tangens bildearkiv
Papir: Munken Lynx 240g/150g
Trykk: PDC Tangen
Opplag: 4 000 norsk / 4 000 engelsk

ISSN 1502-0576

Innhold

Forord 7

DEL 1 8

Petroleumsvirksomheten i Norge 9

Myndighetenes ivaretakelse av miljøhensyn 11
- Letefasen 11
- Utbyggings- og driftsfasen 12
- Avslutningsfasen 13

Utslippsstatus 15
- Karbondioksid CO_2 16
- Nitrogenoksider NO_x 19
- Flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC) 21
- Kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser 23

DEL 2 28

Innledning 29

Bruk av CO_2 på eksisterende felt før økt oljeutvinning 31
- Geologisk potensial på norsk sokkel 31
- Tekniske og økonomiske utfordringer 31

Rene lagringsløsninger 34
- Geologisk potensial på norsk sokkel 34
- Tekniske og økonomiske utfordringer 35

Forord

1

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

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

Årets utgave fokuserer på temaet «Bruk og lagring av CO_2 på norsk sokkel», og vil ta for seg de to konseptene bruk av CO_2 for økt utvinning og lagring av CO_2 i forhold til norsk sokkel. Store deler av verdens energiforbruk dekkes i dag av fossile energikilder, og fossile energikilder vil være en viktig del av verdens energiforsyning i lang tid fremover. Vi må derfor fortsatt arbeide for mer miljøvennlige løsninger i produksjon og bruk av fossil energi. Utvikling av teknikker for å håndtere utslippene av CO_2 fra kraftproduksjon vil kunne gi store miljøgevinster. Håndtering av CO_2 krever solide og sikre lagringsmuligheter. En må være sikker på at slik CO_2 forblir isolert fra atmosfæren slik at den ikke slippes ut og således bidrar til den globale oppvarmingen.

En rekke konsepter for å skille ut og håndtere CO_2 er under utvikling nasjonalt og internasjonalt, og vi ser en stadig økende interesse på dette området. Norge har gjennom ulike forskningsmiljøer mye å bidra med i denne sammenhengen. I motsetning til mange andre land, vil Norge ha gode muligheter for å lagre CO_2 på grunn av forekomsten både av naturlige reservoarer og tomme oljereservoarer utenfor norskekysten. Injisering av CO_2 i produserende felt for å øke oljeutvinningen gir også interessante muligheter i forhold til de modne delene av norsk sokkel.

Miljø 2003 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 øke kunnskapsgrunnlaget om petroleumsaktivitet og miljøspørsmål.

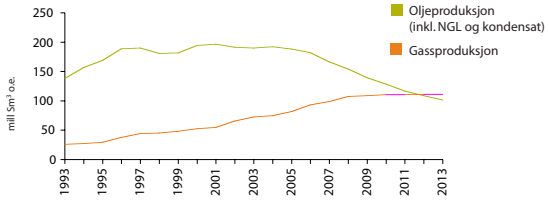
En spesiell takk rettes også i år til den eksterne referansegruppen bestående av representanter for Oljeindustriens Landsforening (OLF) og Teknologibedriftenes Landsforening (TBL), for konstruktive innspill og kommentarer under arbeidet med Miljø 2003.

Med vennlig hilsen

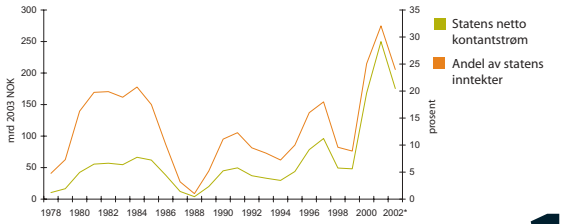
Einar Steensnæs

Einar Steensnæs
Olje- og energiminister

Del 1
Fakta



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



Figur 2 Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 1978–2002. *(Kilde: OED/OD/FIN) *anslag*

Petroleumsvirksomheten i Norge

Fakta om petroleumssektoren

- Sto i 2002 for 44 prosent av den norske eksportverdien
- Bidro i 2002 med 24 prosent av statens samlede inntekter gjennom:
  - inntekter fra Statens direkte økonomiske engasjement (SDØE)
  - salg av SDØE-andeler
  - 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. 46 prosent av de opprinnelige utvinnbare petroleumsressursene ligger i eksisterende felt/funn, 28 prosent er ennå ikke oppdaget, mens 26 prosent er solgt og levert.

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 i 2002, som første utbygging i Barentshavet, besluttet utbygd. Produksjonen har siden starten stort sett vokst år for år (se figur 1). Oljeproduksjonen var i 2002 på 2,99 mill fat/dag, mens oljeproduksjonen for 2003 er prognosert til å bli 2,91 mill fat/dag i gjennomsnitt for hele året. Det er forventet at oljeproduksjonen vil være på dette nivået de neste tre årene. I tillegg produseres det gass og mindre mengder NGL (Natural Gas Liquids – våtgass). Salget av gass forventes å bygge seg kraftig opp fra dagens nivå på 65 mrd Sm^3 gass/år til 110 mrd Sm^3 i 2010.

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

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

I 2001 besluttet Stortinget å restrukturere det statlige engasjementet. Staten solgte 15 prosent av SDØE porteføljen til Statoil som også ble delprivatisert. Ytterligere 6,5 prosent av porteføljen ble i 2002 solgt til andre selskaper.

I forbindelse med delprivatiseringen av Statoil ble det også opprettet to selskaper, Petoro AS, som skal forvalte SDØE-porteføljen på vegne av staten, og Gassco, som skal operere gasstransportsystemet.

Petroleumsvirksomheten har bidratt med store inntekter til det norske samfunnet. De totale inntektene fra sektoren har variert over tid i takt

1

med endringer i pris og produksjon (se figur 2). Petroleumsinntektene er i stor grad bestemt av verdensmarkedsprisen på råolje, dollarkursen og produksjonskostnadene. Dette betyr at staten går glipp av store inntekter ved lave oljepriser.

Aktiviteten på norsk kontinentalsokkel har gjennom den etterspørselen etter varer og tjenester den fører med seg, skapt store ringvirkninger for samfunnet på fastlandet. 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 de siste årene gradvis har vunnet innpass også på det internasjonale markedet. En slik utvikling er avgjørende for at denne industrien skal ha en framtid utover levetiden på norsk kontinentalsokkel.

1

Myndighetenes ivaretakelse av miljøhensyn

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

Myndighetene ser et nært samarbeid med industrien som en forutsetning for at etablerte miljømålsettinger skal kunne innfris uten for store økonomiske kostnader for samfunnet. For å bidra til å videreutvikle et slikt samarbeid innen petroleumsnæringen ble MILJØSOK etablert i 1995 og videreført av en ny samarbeidsarena, MILJØFORUM i 2001. Målet er at norsk kontinentalsokkel også i framtiden skal være eksponent for miljøvennlig og konkurransedyktig olje- og gassvirksomhet. Oljeselskaper, leverandørindustri og myndigheter deltar sammen med andre berørte samfunnsinteresser i dette arbeidet.

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 (oljesøl). Slike utslipp vil kunne skade larver, fiskeegg, fisk, sjøfugl, sjøpattedyr og livet i strandsonen. Sannsynligheten for slike utslipp er imidlertid liten. I løpet av de nærmere 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 leteaktivitet for å begrense mulige interessekonflikter med miljø- og fiskeriinteressene. Eksempler på slike krav til leteaktivitet kan være begrensninger i når på året boring kan skje, krav til utslipp av produsert vann og borekaks, og spesifikke krav til beredskap for å begrense skadene ved eventuelt oljesøl.

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

Barentshavet er et viktig område av flere årsaker. Det er et av våre beste fiskeriområder samtidig som

det sannsynligvis inneholder betydelige olje- og gassressurser. I forbindelse med åpningen av Barentshavet sør i 1989 og i forkant av den planlagte utbyggingen av gassfeltet Snøhvit, er det gjennomført omfattende konsekvensutredninger. Videre har Olje- og energidepartementet satt i gang med å utrede konsekvensene av helårig petroleumsvirksomhet i områdene fra Lofoten og nordover, inkludert Barentshavet. Utredningen har som formål å presentere de mest sentrale problemstillingene knyttet til miljømessige, fiskerimessige, og samfunnsmessige konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i dette havområdet. Revidert utredningsprogram ble fastsatt januar 2003. Utredningsprogrammet legger til rette for at utredningen kan bli så grundig og omfattende at den skal være et godt grunnlag for behandling av spørsmålet om ytterligere petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet. Utredningen vil foreligge i løpet av våren 2003 og vil deretter bli gjenstand for en bred offentlig høring før den legges frem for Regjeringen.

Utbyggings- og driftsfasen

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

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

Som en del av PUD/PAD, skal utbygger levere en utredning som blant annet dekker konsekvensene for natur og miljø av at det aktuelle 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 omfanget av utbyggingen, behandles spørsmålet om godkjennelse av PUD/PAD av Kongen i Statsråd eller Stortinget etter en samlet vurdering av prosjektet.

Ivaretakelse av miljøhensyn er ett av kriteriene i denne vurderingen.

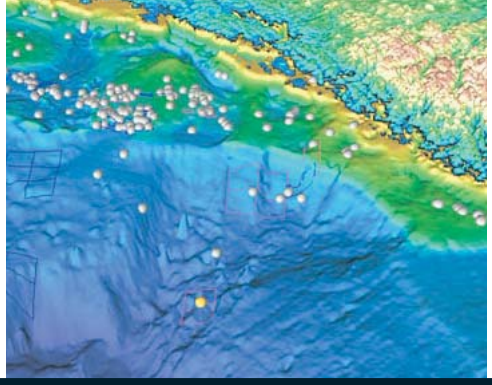
I tillegg til faren for akutte utslipp, medfører driftsfasen kontinuerlige utslipp til luft og sjø.
Dette inkluderer hovedsakelig:

- utslipp av vann med rester av olje og kjemikalier
- utslipp av karbondioksid (CO_2) og nitrogenoksider (NO_x) fra energiproduksjon og fakling
- 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, CO_2-avgift, faklings- og utslippstillatelser. Virkemidlene varierer for de forskjellige utslipp til luft og sjø.

CO_2

Bruk av gass, olje og diesel i tilknytning til petroleumsaktiviteten på kontinentalsokkelen er i henhold til CO_2-avgiftsloven med virkning fra 1. januar 1991 pålagt CO_2-avgift. Avgiften er pålagt forbrenning av fossile brensler som medfører utslipp av CO_2 – i første rekke naturgass og diesel. Fra



1. januar 2003 er CO_2-avgiften på sokkelen 75 øre per liter olje/Sm^3 gass. Brenning av gass i fakkel ut over det som er nødvendig av sikkerhetsmessige grunner for normal drift, er etter petroleumsloven ikke tillatt uten godkjenning fra Olje- og energidepartementet.

NO_x

I driftsfasen er NO_x foreløpig ikke regulert på kontinentalsokkelen utover eventuelle vilkår i forbindelse med behandlingen av PUD/PAD. I 1999 underskrev Norge den internasjonale Gøteborgprotokollen, som blant annet setter krav om reduksjon av NO_x-utslipp tilsvarende 29 prosent reduksjon i 2010 sammenliknet med 1990-nivået. Den nasjonale virkemiddelbruken for å oppfylle denne forpliktelsen er nå under vurdering. Oljedirektoratet har i den sammenheng utredet mulighetene for et system med kvotehandel for NO_x-utslippene på norsk kontinentalsokkel.

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 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 etterlatelse av 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.

Copyright ©Norsk Hydro ASA

Utslippsstatus

Petroleumssektoren står for en betydelig andel av de norske utslippene til luft av karbondioksid (CO_2), nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC). I tillegg kommer mindre mengder utslipp av metan (CH_4) og marginale utslipp av svoveldioksid (SO_2) fra sektoren. Virksomheten medfører også utslipp av olje og ulike typer kjemikalier til sjøen.

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

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

Globale miljøproblemer

Både CO_2 og CH_4 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 7 prosent. Denne forpliktelsen kan innfris gjennom reduksjoner nasjonalt og delvis i andre land ved bruk av Kyotomekanismene.

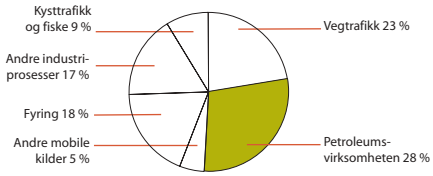
Regionale miljøproblemer

NO_x, SO_2 og nmVOC bidrar, enkeltvis eller sammen, til grenseoverskridende regionale miljøproblemer som sur nedbør, overgjødsling og bakkenært ozon. De medfører også enkelte 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 forsuring, overgjødsling 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.

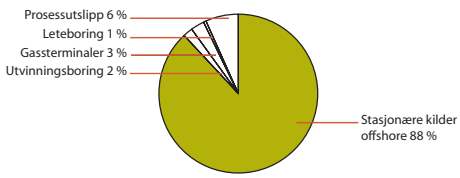
Lokale miljøproblemer

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 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.



Figur 3 Kilder til norske utslipp av CO_2, 2001 *(Kilder: SSB/SFT)*



Figur 4 CO_2-utslipp fra petroleumsvirksomheten i 2002 fordelt på kilder *(Kilde: OED/OD)*

Karbondioksid CO_2

Miljøeffekter av CO_2

CO_2 er den viktigste av klimagassene som bidrar til drivhuseffekten, som igjen fører til global oppvarming.

Utslipp fra petroleumssektoren

De menneskeskapte utslippene av CO_2 er i stor grad knyttet til forbrenning av fossile brensler. I nasjonal sammenheng står petroleumsvirksomheten for 28 prosent av CO_2- utslippene (se figur 3). Denne andelen forventes å øke framover. 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 CO_2- utslippene fra petroleumssektoren knyttet til innretningene offshore. Utover dette er det knyttet CO_2-utslipp til gassterminalene på land og indirekte fra VOC-utslipp (såkalte prosessutslipp). CO_2-utslippene knyttet til innretningene på kontinentalsokkelen stammer i all hovedsak fra forbrenning av gass i turbiner og fakkel, og fra forbrenning av diesel. Av de fossile brenslene gir naturgass lavest CO_2-utslipp per energienhet.

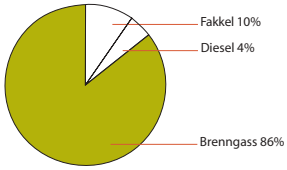
De totale utslippene av CO_2 fra sektoren har vokst fra år til år, hovedsakelig som følge av økningen i aktivitetsnivået. Utviklingen de senere årene og prognosene for de nærmeste årene, vises i figur 6. Økte totalutslipp betyr ikke at forbedringer på miljøsiden er fraværende. Forbedringene i energiutnyttelsen og reduksjonene i faklingen har imidlertid ikke vært store nok til å veie opp for økningen i energiforbruket som høyere aktivitet har bidratt til. En indikasjon på at aktiviteten er blitt mer effektiv, er at CO_2-utslippene per produsert oljeekvivalent ble redusert med 23 prosent fra 1990 til 2002 (se figur 7).

Reduksjonen per enhet skyldes blant annet:

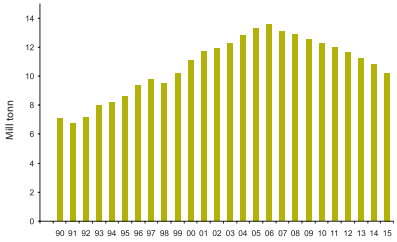
- generell teknologiforbedring
- utslippsreduserende tiltak, blant annet som følge av innføring av CO_2-avgiften i 1991

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. Utvik-



Figur 5 Avgiftsbelagte CO_2-utslipp fra olje- og gassproduksjon fordelt på kilder, 2002 *(Kilde: OD)*



Figur 6 Totalutslipp av CO_2 fra norsk petroleumssektor *(Kilde: OED, OD)*

lingen på norsk kontinentalsokkel mot mer modne felt og flytting av aktivitet nordover trekker i retning av økte utslipp per produsert enhet. Behandling og transport av produsert gass er mer energikrevende enn produksjon av væske. Andelen produsert gass er stadig i økning på norsk sokkel. Dette er et viktig bidrag til utviklingen i indikatoren CO_2-utslipp per produsert enhet. Foreløpige tall fra Oljedirektoratet for 2002 viser en svak økning i totale utslipp av CO_2 fra virksomheten fra 2001 til 2002.

Tiltak for å redusere CO_2-utslippene

Utvikling av kombinerte løsninger for kraftproduksjon offshore (kombikraft), resirkulering av fakkelgass og reinjeksjon av CO_2 fra produsert gass på Sleipner Vest er eksempler på at norsk kontinentalsokkel ligger langt framme når det gjelder å ta i bruk miljøeffektive løsninger.

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

På Sleipner Vest var det nødvendig å redusere CO_2-innholdet i gassen som blir produsert, fordi den ellers ville overstige salgsspesifikasjonene. Det er første gang at CO_2 fjernet fra produsert naturgass blir injisert i underjordiske reservoarer til havs. Med denne løsningen unngås CO_2-utslipp på om lag 1 million tonn hvert år. Løsningen er nærmere omtalt i temadelen.

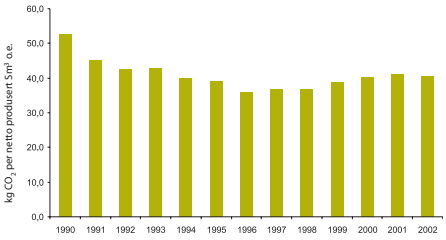
Kraftforsyning fra land til sokkelen

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet, utarbeidet Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Oljedirektoratet i 2002 en studie om mulighetene for å erstatte turbiner og generatorer som produserer elektrisk kraft på innretningene i Sørlige nordsjø, Osebergområdet og Norskehavet med kraft fra land.

Formålet med studien var å identifisere effektene av og tiltakskostnadene ved eventuelt å ta kraft fra land til drift av innretninger i disse områdene.

Studien viser at det kreves meget store investeringer for å forsyne de nevnte områdene offshore med kraft fra land, både i form av sjøkabler, omformerstasjoner, nye plattformer og kostnader ved ombygging av eksisterende innretninger.
Videre vises det til at Norge i dag er i en fysisk underskuddssituasjon når det gjelder kraftbalansen. Da det i utgangspunktet ikke er noe innenlandsk kraftoverskudd å hente til forsyning av de nevnte områdene på kontinentalsokkelen, la studien til grunn at kraften vil måtte skaffes til veie enten ved økt import eller ny innenlands kraftutbygging. Importen antas de første årene å bli dekket av kullkraft, med en gradvis overgang mot gasskraft og energikilder med lavere utslipp enn kull innen 2013. Fremskyndet utbygging av vannkraft regnes ikke som et realistisk oppdekningsalternativ.

I studien er det også gjort beregninger av tiltakskostnadene, det vil si kostnad per redusert enhet CO_2- og NO_x-utslipp, for fire kraftoppdekningsalternativer fra land (vannkraftverk, konvensjonell gasskraft, gasskraft med CO_2-håndtering



Figur 7 Utslipp av CO_2 per produsert enhet
(Kilde: OD)

samt importert kraft).

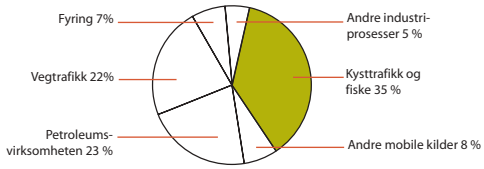
Konklusjonen i studien er at det vil være for kostbart å forsyne norsk sokkel med strøm fra fastlandet, og miljøgevinsten ved en slik elektrifisering er høyst usikker. Studien er tilgjengelig på Oljedirektoratets nettsted www.npd.no.

Fakling

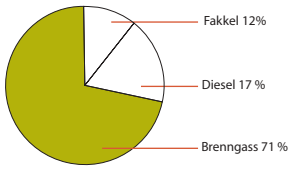
Oljedirektoratet har gjennomført en vurdering av mulighetene for å oppnå ytterligere utslippsreduksjoner av klimagasser i forbindelse med fakling. Viktige tekniske tiltak er i stor grad gjennomført. For å oppnå ytterligere reduksjoner i fakling må det fokuseres mer på selskapenes driftsrutiner og driftsregularitet.

Besluttet og implementert teknologi som reduserer CO_2-utslippene

- fjerning av CO_2 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 fakkel
- overføring av kraft mellom Snorre A og B



Figur 8 Kilder til NO_x-utslipp i Norge, 2001 *(Kilder: SSB)*



Figur 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 forsuring av vassdrag og jordsmonn
- Skade på bygninger, stein og metall som følge av sur nedbør
- Overgjødsling, 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 CO_2 er gassforbrenning i turbiner, fakkel 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 1991–2000 (se figur 10). Hovedårsaken til dette er at økt aktivitet har bidratt til høyere energibehov som igjen har bidratt til økte utslipp. Endringen i utslipp per produsert enhet gir oss en indikasjon på utviklingen i effektiviteten til virksomheten på kontinentalsokkelen. Utslippene per produsert enhet framgår av figur 11.

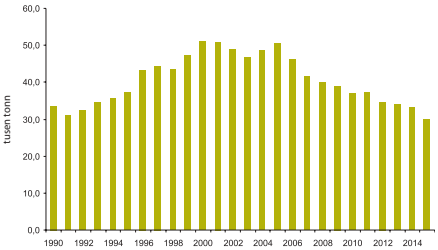
Det er nær sammenheng mellom utslippene av CO_2 og NO_x da begge stammer fra samme hovedkilder.

Det eneste unntaket her er såkalt lav-NO_x teknologi for gassturbiner der NO_x-utslippene reduseres med inntil 90 prosent uten at CO_2-utslippene reduseres. I enkelte tilfeller kan CO_2-utslippene øke ved bruk av denne teknologien.

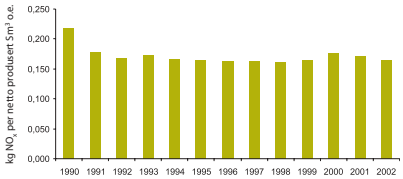
En studie fra MILJØSOK indikerer at utslippene på norsk kontinentalsokkel for NO_x er lavere enn i de landene det er naturlig å sammenligne oss med. Det må understrekes at det av mange grunner er betydelig usikkerhet knyttet til slike sammenligninger mellom land.

Tiltak for å redusere NO_x-utslippene

De fleste tiltak som reduserer utslipp av CO_2 bidrar også til å redusere NO_x-utslippene fra petroleumssektoren. Nedenfor skisseres mulige andre tiltak som kan bidra til å redusere NO_x-utslippene.



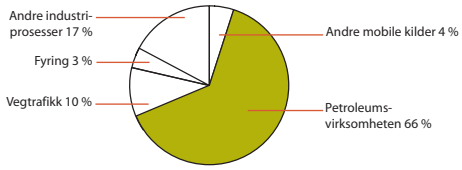
Figur 10 Totalutslipp av NO_x fra norsk petroleumssektor
(Kilde: OED, OD)



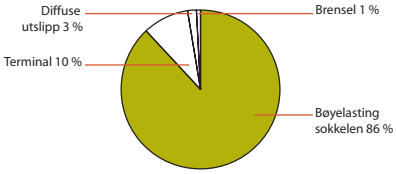
Figur 11 Utslipp av NO_x per produsert enhet
(Kilde: OED, OD)

- Lav-NO_x-brennere på gassturbiner. Disse har potensial til å redusere utslippene fra en gassturbin med inntil 90 prosent.
- 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 signifikante reduksjoner av NO_x-utslipp fra olje- og gassvirksomheten på sokkelen. En utredning gjort av OD med deltagelse fra industrien i 2001 viser at det generelle kostnadsnivået ved å etterinstallere lav-NO_x er betydelig høyere enn det som tidligere er anslått. Både kostnadene og miljøeffekten av å etterinstallere lav-NO_x 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 turbiner innebærer dessuten hyppigere og mer omfattende vedlikehold sammenliknet med tradisjonelle gassturbiner. I et livsløpsperspektiv innebærer dette betydelige kostnader. Generelt sett vil lav-NO_x installert på maskiner som kjøres med høy utnyttelsesgrad gi betydelige miljøeffekter. På maskiner som kjøres på dellast øker CO_2-utslippene, samtidig som NO_x-reduksjonene avtar i forhold til full last.



Figur 12 Kilder til norske utslipp av nmVOC, 2001 *(Kilder: SSB)*



Figur 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 fordamper 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 CO_2 og ozon dannes når nmVOC reagerer med luft i atmosfæren

Utslipp fra petroleumssektoren

Petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp av nmVOC i Norge. 66 prosent av Norges utslipp av nmVOC kommer i dag fra lagring og lasting av råolje offshore. Andre industriprosesser og veitrafikk er andre viktige utslippskilder (figur 12). For petroleumssektoren stammer hoveddelen av utslippene fra lagring og lasting av råolje til havs og fra landterminalene. Mindre utslipp oppstår også på gassterminalene og ved mindre lekkasjer (se figur 13).

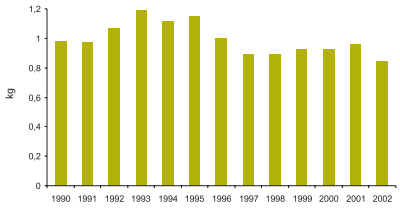
Utslippene fra bøyelasting på kontinentalsokkelen har til nå i stor grad vært knyttet til lastebøyene på Statfjord og Gullfaks. Andre store felt som Oseberg, Troll og Ekofisk, er basert på transport av olje i rør til land. Det er store forskjeller i utslippene fra lasting av en enhet olje på de ulike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

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

Oljeselskapene har i flere år arbeidet for å gjøre teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengelig for skytteltankere, som er skipene som transporterer olje fra feltene til mottakshavnen. Det eksisterer i dag en utprøvd teknologi for denne gjenvinningen som reduserer utslippene fra en lasting med i størrelsesorden 70 prosent. Dette konseptet går ut på å tilbakeføre nmVOC til oljelasten. Flere båter har nå tatt denne teknologien i bruk. Også andre løsninger er under utvikling.

Prognosen for utslipp av nmVOC fra sektoren viser en sterk avtagende trend etter 2002 (se figur 14). Dette skyldes både at oljeproduksjonen forventes å nå sitt toppnivå i løpet av få år, og at

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



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

gjenvinningsutstyr vil bli installert i tråd med pålegg gitt i medhold av forurensningsloven. Dette vil ha avgjørende betydning for Norges overholdelse av Gøteborgprotokollen.

Tiltak for å redusere nmVOC-utslippene

Et gjenvinningsanlegg for nmVOC ble tatt i bruk på råoljeterminalen på Sture i 1996. Anlegget har et reduksjonspotensial for nmVOC på om lag 85 prosent per lasting og 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 skal alle skip ha montert utstyr for gjenvinning av nmVOC, og slipper normalt ikke inn til anlegget uten nødvendig utstyr. På grunn av tekniske problemer og varm olje har kun 61 prosent blitt gjenvunnet i 2002. Anlegget er designet som et pilotanlegg og er ikke i utgangspunktet beregnet for permanent drift. Det pågår for tiden arbeid for å oppgradere anlegget for å tilpasse det til nye driftsbetingelser. Målet er en gjenvinningsgrad på 76,5 prosent basert på anleggets virkningsgrad på 85 prosent og regularitet på 90 prosent.

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

Ulike tiltak for å redusere nmVOC-utslippene:

- Gjenvinning av nmVOC på Sture
- Gjenvinning av nmVOC på kontinentalsokkelen
  - tilbakeføring til oljelasten
  - tiltak i prosessen på innretningene
  - gjenvinning i forbindelse med lagring
  - nye konsepter for gjenvinning ved lasting
  - kondensering for bruk som drivstoff om bord på skytteltankeren

1

Kjemikalier, olje og andre organiske forbindelser

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 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.

Miljøeffekter av oljeutslipp og andre naturlig forekommende kjemiske stoffer

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

Utslipp av kjemikalier

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

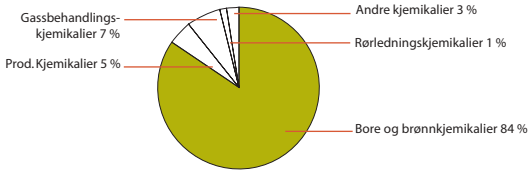
En betydelig innsats rettes derfor inn mot å utvikle kjemikalier med minst mulig miljøeffekter ved bruk. For å sikre ivaretakelse av miljøhensyn når selskapene velger kjemikalier, brukes CHARM-modellen. Denne modellen er utviklet av landene som deltar i OSPAR-samarbeidet.

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

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

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 2001 ble 41,5 prosent av brukte mengder



Figur 16 Kjemikalieutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2001
(Kilde: SFT)

sluppet ut, medregnet vannet som kjemikaliene var løst i. Tilsvarende tall for 1989 var 64 prosent (ekskl. vann). De kjemikaliene som ikke slippes ut, løses enten i oljen, blir deponert i undergrunnen eller behandles som avfall.

Utslipp av olje og andre organiske forbindelser

De totale utslippene av olje fra norsk petroleumsvirksomhet står for anslagsvis 2 prosent av den totale tilførselen til Nordsjøen. Hovedtilførselen av olje til Nordsjøen kommer fra skipsfart og fra 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 inneholder derfor en rekke organiske forbindelser. De viktigste av disse forbindelsene med hensyn til miljøet er PAH og alkylfenoler.

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 endringer 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 tiltakende reinjeksjon av borekaks, betydd at utslippene per boret meter er redusert de siste årene (se figur 19).

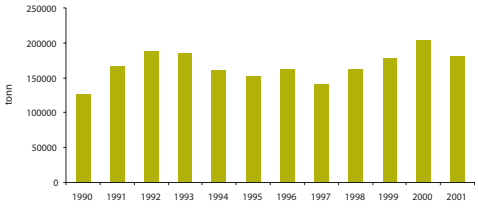
Som tidligere nevnt blir ikke oljeholdig boreslam som vedheng på kaks sluppet ut på norsk kontinentalsokkel lenger. Gjenvinning, injeksjon i undergrunnen og deponering på land er alternative måter å unngå utslipp fra boring på.

Produsert vann

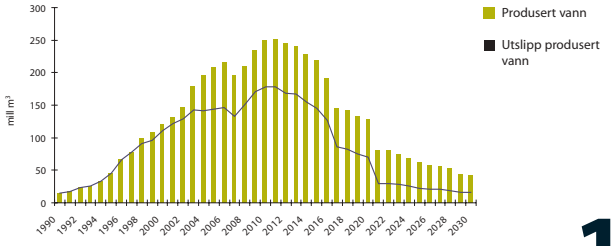
Den viktigste kilden til oljetilførsel til sjø fra den daglige driften, er utslipp av vann som er med oljen og gassen opp fra brønnen (produsert vann) (se figur 20). Selv om vannet gjennomgår nøye rensing før det slippes ut, inneholder det rester av kjemikalier, olje og oppløste organiske forbindelser.

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/m^3 (milligram per liter.) OSPAR har vedtatt en anbefaling om reduksjon til maksimalt 30 g/m^3 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 2001 på 24,6 g/m^3. 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



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



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

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 2002 ble omtrent 12 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 23).

Akutte utslipp

Skadene på naturmiljøet på grunn av oljesøl 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 oljesøl i Norge har skjedd fra skip nær kysten. Det har ikke forekommet store akuttutslipp av olje som har nådd land fra petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

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

Nullutslippsstrategi for utslipp til sjø

Begrepet «nullutslipp» ble lansert i Stortingsmelding nr 58 (1996–97) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Nullutslippsmålsetningen har også blitt omtalt i andre stortingsmeldinger og i Nullutslippsrapporten fra 1998, som SFT og OLF samarbeidet om. Samarbeidet for å finne løsninger for å nå målet har blitt videreført i 2002–2003 av en rådgivende samarbeidsgruppe med representanter fra OLF, SFT og OD.

Selskapenes rapportering i 2003 vil danne grunnlag for en nøye vurdering av framdriften i nullutslippsarbeidet.

Nullutslippsmålet betyr at det som hovedregel 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. Målsetningen gjelder for alle operasjoner offshore, både bore- og brønnoperasjoner, produksjon og utslipp fra rørledninger. 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.

Teknologiske løsninger

Utvikling av ny teknologi er viktig for måloppnåelsen. Teknologi for fraseparering eller blokkering av vannet før det når innretningene, vil være sentrale elementer 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 miljøskadelige forbindelser i produsert vann

- hel eller delvis tilbakeføring av produsert vann i undergrunnen etter separasjon på innretningen
- avstenging av vannførende lag i brønnene enten mekanisk eller kjemisk
- fraseparering av produsert vann i brønnen eller på havbunnen med påfølgende reinjeksjon
- rensing av produsert vann på feltet før utslipp til sjø

Teknologi for å unngå utslipp av borevæsker

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

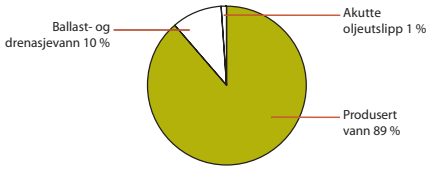
Flere av de nevnte typer teknologi er allerede implementert, planlagt implementert, under uttesting eller til vurdering på en rekke felt.

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.

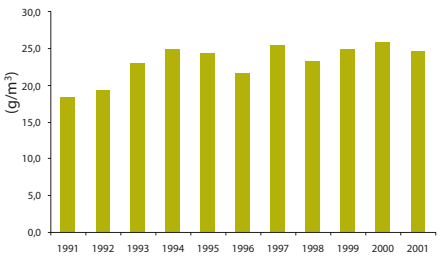
Det finnes mange forskjellige typer renseteknologi for produsert vann. De mest brukte av disse skiller hovedsakelig ut bare dispergert olje. Flere nyutviklede renseteknologier som også fjerner løste komponenter som PAH og alkylfenoler er nå tilgjengelig og under uttesting offshore eller under utvikling.

I forskningsprogrammet Langtidseffekter av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (PROOF) arbeider industrien og myndighetene sammen for å øke kunnskapene om noen av de mest prioriterte problemstillingene. Programmet administreres av Norges forskningsråd. Det startet i 2002 og skal gå ut 2008 med et årlig budsjett på ca. 20 mill. NOK.

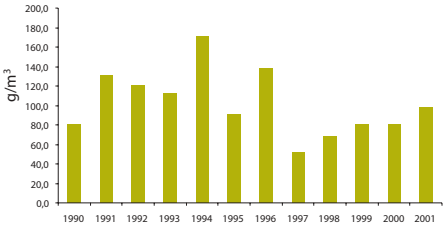
Figur 19 Utslipp av borekjemikalier per boret meter
(Kilde: SFT, OD)



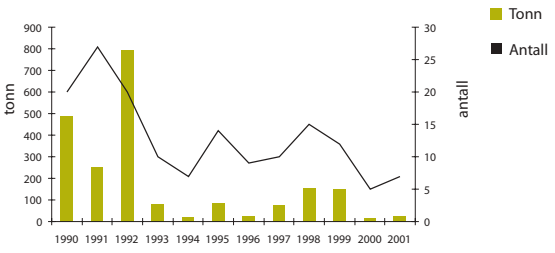
Figur 20 Oljeutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet, 2001
(Kilde: SFT)



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



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



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

Del 2

Bruk og lagring av CO_2 på norsk sokkel

2

Innledning

Store deler av verdens energiforbruk dekkes i dag av fossile energikilder, og fossile energikilder vil være en viktig del av verdens energiforsyning i lang tid fremover. I tillegg til å satse på utvikling og kommersialisering av fornybare energikilder, er det derfor svært viktig å fokusere på utvikling av løsninger for å redusere og håndtere utslippene fra produksjon og bruk av fossil energi. Det vil være store miljøgevinster ved utvikling av teknikker for å håndtere utslippene av CO_2 fra kraftproduksjon. En felles utfordring for alle løsninger er at en må være sikker på at denne CO_2 forblir isolert fra atmosfæren slik at den ikke slippes ut og således bidrar til den globale oppvarmingen.

En rekke konsepter for å skille ut og håndtere CO_2 er under utvikling internasjonalt, og noen er allerede tatt i bruk. I USA og Canada har en lenge brukt CO_2 for økt utvinning på en rekke oljefelt på land. På Sleipner-feltet i Nordsjøen lagres årlig 1 million tonn CO_2. En liknende løsning er planlagt for Snøhvit-feltet.

I Norge ses bruk og lagring av CO_2 i stor grad i sammenheng med realisering av gasskraftverk med CO_2-håndtering. Slike gasskraftverk vil gi lavere utslipp av klimagasser enn konvensjonelle kraftverk. De samlede norske FOU-aktivitetene på gasskraft med CO_2-håndtering har i løpet av få år nådd et betydelig omfang og omfatter en rekke teknologier og forskningsområder. Utvikling av teknologi for gasskraftverk med CO_2-håndtering fram til lønnsomhet vil imidlertid kreve en fortsatt stor forskningsinnsats og betydelige midler.

Håndtering av CO_2 fra slike kraftverk krever solide og sikre lagringsmuligheter. I motsetning til mange andre land, vil Norge ha gode muligheter for å lagre CO_2 på grunn av forekomsten både av naturlige formasjoner og tomme oljereservoarer utenfor norskekysten. Gitt at det er tilstrekkelige mengder CO_2 tilgjengelig, er det også muligheter for å benytte CO_2 på eksisterende felt for økt utvinning.

Håndtering av CO_2 omfatter fire trinn:

1. CO_2-fanging/utskilling

Det er i de senere årene presentert ulike teknologikonsepter for fjerning av CO_2 fra kraftproduksjon, og det pågår forskning og utprøving av ulike konsepter både i Norge og internasjonalt. En hovedutfordring er å redusere kostnadene ved slik teknologi.

2. Kompresjon av CO_2-gassen

Kompresjon vil være en integrert del av løsninger for utskilling av CO_2.

3. Transport av CO_2 til lagringsplassen

Transport av CO_2 kan foregå med rørledninger, og konsepter for transport på skip er også under utvikling.

4. Langtidslagring av CO_2 i form av enten anvedelse, injeksjon eller lagring

Etter at CO_2 er utskilt må den håndteres på en forsvarlig måte. Utskilt CO_2 kan i prinsippet brukes som innsatsfaktor i annen industriell virksomhet eller som injeksjonsgass i produserende petroleumsreservoarer for å øke utvinningsgraden av olje og/eller kondensat. Alternativet er lagring i undergrunnen eller direkte i havet. Ren lagring av CO_2 samt injeksjon av CO_2 for å gi økt oljeutvinning er de eneste av dagens alternativer som kan håndtere betydelige mengder CO_2.

Denne temadelen vil derfor fokusere på de to konseptene bruk av CO_2 for økt utvinning (Improved oil recovery, IOR) og ren lagring av CO_2 i forhold til norsk sokkel. Vurdering av det geologiske potensialet og tekniske og kostnadsmessige utfordringer er sentrale momenter i fremstillingen.

2

Bruk av CO_2 på eksisterende felt for økt oljeutvinning

CO_2-injeksjon har i praksis vist seg å være en svært robust metode for økt oljeutvinning i oljeprovinser der en har hatt tilstrekkelig tilgang til naturlige forekomster av CO_2. I USA er CO_2 brukt for økt oljeutvinning i mer enn 30 år, og i dag brukes CO_2 til økt oljeutvinning på mer enn 40 felt i USA og Canada. Erfaringene fra disse landene kan imidlertid ikke overføres direkte til norsk sokkel fordi utvinningsstrategiene og -metodene samt feltstrukturen er svært forskjellig fra norsk kontinentalsokkel. Blant annet er det på oljefeltene onshore i USA flere brønner per felt enn i norske felt. Formasjonene har også ulike geologiske parametre i forhold til felt i Nordsjøen.

Oljedirektoratet arbeider med å kartlegge det tekniske potensialet for økt oljeutvinning ved CO_2-injeksjon på norsk sokkel. Alle felt vurderes med hensyn til effekt av eventuell CO_2-injeksjon. I kartleggingen legges det vekt på feltenes utvinningsmetode, gjenværende levetid, gassmengde i feltet, samt en rekke fysiske parametere. Flere av oljeselskapene på norsk sokkel er også i gang med å vurdere det økonomiske og tekniske potensialet for økt oljeutvinning ved CO_2-injeksjon på ulike felt.

Geologisk potensial på norsk sokkel

Oljeproduksjonen på en rekke felt på norsk sokkel vil i løpet av de nærmeste årene komme inn i en fase med fallende produksjon. Når reservoaret tømmes, vil trykket minke og det vil være behov for ekstra trykkstøtte for å få produsert den gjenværende oljen. Restoljen kan utgjøre 40-60 prosent av oljen som opprinnelig var tilstede i reservoaret og representerer betydelige ressurser på norsk sokkel.

På en del felt injiserer en i dag gass eller vann som trykkstøtte for å oppnå økt utvinning av olje og kondensat. Ut fra foreløpige vurderinger som er gjort, kan bruk av CO_2 på noen felt erstatte eller supplere injeksjon av naturgass og vann. Det største potensialet for bruk av CO_2 vil være knyttet til tertiær utvinning etter vannflømming på de store oljefeltene.

CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning er effektivt på grunn av blandbarheten. CO_2 oppløses i oljen, noe som gjør at oljen sveller og flyter lettere. Svellingen av oljen fører til at trykket i reservoaret øker, og dette resulterer i høyere fortrengningseffekt av den berørte oljen. Etter de vurderinger som er gjort per i dag, er det overveiende sannsynlig at det er teknisk potensial for økt utvinning ved CO_2-injeksjon på norsk sokkel.

Tekniske og økonomiske utfordringer

Konseptet med bruk av CO_2 for økt utvinning har et betydelig fortrinn i forhold til rene lagringsløsninger. Økt utvinning av olje fører til at verdier i feltet realiseres. Ved å benytte CO_2 i stedet for naturgass til injeksjon, kan en videre frigjøre naturgass for salg. Ved gassinjeksjon vil dessuten en del av gassen som injiseres gå tapt som følge av at ikke all gass lar seg tilba-

2

keprodusere etter at den er injisert i reservoaret. Hvor mye som kan tilbakeproduseres er svært feltspesifikt, men grovt anslått vil i gjennomsnitt ca 20 prosent av den injiserte gassen være tapt fordi den ikke kan tilbakeproduseres. I perioden 2000–2005 vil det bli injisert 40-50 mrd Sm^3 naturgass/år for trykkstøtte på norsk sokkel. Realisering av disse verdiene vil kunne være et viktig insentiv for å benytte CO_2 som injeksjonsgass.

Det er imidlertid store utfordringer knyttet også til dette konseptet. Bruk av CO_2 for økt utvinning på et felt vil innebære en total omlegging av feltets utvinningsstrategi på lik linje med f. eks oppstart av vanninjeksjon på Ekofisk. Dette medfører behov for en fullstendig gjennomgang av både reservoarmessige, innretningsmessige og kommersielle forhold. I tillegg til de utfordringene som knyttes til en slik omlegging introduserer CO_2-injeksjon en rekke andre utfordringer:

- Det er knyttet store kostnader til modifikasjoner av eksisterende innretninger, blant annet for å håndtere økt korrosjon (dvs. at utstyret ruster).
- Tilbakeprodusert CO_2 må separeres fra prosessstrømmen og reinjiseres. Tross store teknologiske fremskritt er denne prosessen stadig energi, plass- og kostnadskrevende.
- CO_2 må transporteres til feltet. Mangel på infrastruktur betyr at det må gjøres store investeringer i rørledninger og annen infrastruktur.
- Behovet for injeksjonsgass varierer over et felts levetid. Etter som injisert CO_2 blir produsert igjen blir behovet for «ny» CO_2 på feltet mindre.
- De ulike prosjektene for økt utvinning vil kreve betydelige mengder CO_2. Dette gjør at CO_2 fra en av de aktuelle punktkildene i Norge ikke alene vil være tilstrekkelig for å kunne gjennomføre et slikt prosjekt.

Nedenfor følger en nærmere omtale av de enkelte utfordringene.

Mottak og injeksjon av CO_2

En plattform som skal kobles til en CO_2-rørledning trenger en del utstyr for å injisere CO_2 i reservoaret. Ren og tørr CO_2 er ikke korrosivt, dvs. det fører ikke til at utstyr ruster, og CO_2 kan derfor transporteres i vanlig karbon- stål som i dag benyttes til transport av olje og gass. Eksisterende injeksjonsbrønner kan benyttes såfremt injeksjonen er av ren og tørr CO_2 og plasseringen av disse er fornuftig for CO_2-injeksjon.

Blandes CO_2 derimot med vann i forbindelse med WAG injeksjon (Vann – Alternativt – Gass) er blandingen korrosiv. Blandingen vil skje i injeksjonsbrønnen, noe som betyr at materialvalget i brønnen er viktig. Flere felter i Nordsjøen, blant annet Sleipner og Gullfaks, har allerede utstyr i høylegeringsstål, og på disse feltene vil eksisterende utstyr sannsynligvis kunne benyttes. En annen løsning kan være å bruke korrosjonsshemmere både i injeksjonsbrønnene og i produksjonsbrønnene. Om dette er tilstrekkelig avhenger av forventet produksjonstid, trykk, temperatur, sammensetning, formasjonsvannkjemi, benyttet stålkvalitet med mer.

CO_2 separasjon fra oljen samt reinjeksjon

Injeksjon av CO_2 innebærer at CO_2 blander seg med oljen. Dette vil nødvendigvis bety at CO_2 vil komme opp igjen etter en viss tid. Hvor lang tid det tar før CO_2 når produksjonsbrønnene varierer fra felt til felt og brønn til brønn avhengig av mengde CO_2 som er injisert, størrelsen på reservoaret, antall brønner og avstanden mellom disse. Erfaringer fra USA viser at

dette kan ta fra noen få måneder til flere år. Er først CO_2 brutt gjennom til produksjonsbrønnen, vil mengden stige over tid. Denne CO_2-en må separeres fra prosesstrømmen og injiseres på nytt, eventuelt reinjiseres sammen med naturgassen hvis det er lite assosiert gass på feltet.

Det er gjort store teknologiske fremskritt, blant annet innenfor membranteknologi, som gjør det mulig å skille CO_2 fra hydrokarbonstrømmen. Denne teknologien er langt mindre energi-, plass- og kostnadskrevende enn konvensjonelle aminanlegg (som f.eks brukes på Sleipner). Kostnadene vil imidlertid fortsatt være betydelige. En stor utfordring for alle modifikasjonsarbeider på plattformen er plass- og vektbegrensninger som gjør at kostnadene vil bli vesentlig høyere enn dersom utstyret ble integrert i et nytt anlegg.

Transport av CO_2 til feltet

CO_2 må transporteres fra land til feltet der det skal injiseres. Transport i rør er per i dag det mest aktuelle, men trasport med skip er en mulighet som vurderes.

Mangel på infrastruktur betyr at et eventuelt økt utvinningsprosjekt må ta store investeringer i rørledninger og annen infrastruktur. Et system for transport av CO_2 fra en kilde for bruk til økt utvinning vil få omtrent tilsvarende kostnadselementer som i Sleipner-løsningen (se omtale på s 34–35).

I den grad et mindre felt eksempelvis i Sleipner-området er egnet for CO_2-injeksjon, vil en kunne få betydelig lavere kostnader knyttet til bruk av eksisterende CO_2 fra Sleipner. Dette vil i tilfelle kunne fungere som et pilotprosjekt for bruk av CO_2 på norsk sokkel.

Variabelt behov for CO_2 over tid

Ettersom injisert CO_2 blir produsert og igjen injisert blir behovet for «ny» CO_2 på feltet mindre over tid. Dersom et gasskraftverk er leveransekilde, har dette et konstant avsetningsbehov for CO_2. Kraftverket må derfor knyttes opp mot flere felt, eventuelt med en lagringssløsning som buffer for å demme opp for svingninger og eventuelle driftstans offshore. Hvis de aktuelle feltene ikke ligger i en klynge, vil etablering av infrastrukturen gi ytterligere kostnader.

Prosjektomfang

For å kunne oppnå et større omfang av CO_2-injeksjon på norsk sokkel, noe som sannsynligvis er nødvendig for å kunne oppnå lønsomme prosjekter, vil det ikke være tilstrekkelig CO_2 tilgjengelig nasjonalt. Det kan imidlertid være teoretisk mulig å hente CO_2 fra Danmark eller Storbritannia. Avhengig av kilden kan kostnadene bli lavere enn for CO_2 fra norske gasskraftverk. Utfordringene knyttet til et slikt konsept vil være en krevende styrings- og beslutningsprosess.

2

Rene lagringsløsninger

Det er tre hovedprinsipper når det gjelder rene lagringsløsninger for CO_2:

- Lagring på dypt vann. På grunn av at CO_2 er tyngre enn vann, vil CO_2 som blir injisert i havet legge seg på bunnen. Denne formen for lagring er omdiskutert fordi man har mindre kontroll med eventuelle strømninger fra lageret. Konsentrert CO_2 vil også kunne ha negative påvirkninger på lokalmiljøet i havet. Lagring på dypt vann har ikke vært prøvd i praksis og vil ikke bli nærmere omtalt her.
- Injeksjon og lagring av CO_2 i felt etter endt produksjon.
- Injeksjon av CO_2 i vannfylte formasjoner under sjøbunnen.

Geologisk potensial på norsk sokkel

Lagring i felt etter endt produksjon

Lagring i felt etter at produksjonen er avsluttet kan gjøres både i gamle oljefelt og gassfelt. Lagring i ferdigproduserte reservoarer er geologisk gode løsninger fordi strukturen med stor grad av 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 om lag 20 felt med lagringspotensial på noe over 1000 millioner tonn CO_2 som er stengt ned eller planlagt stengt ned i løpet av de neste ti årene. De største feltene som allerede er nedstengt og som derfor utgjør de viktigste alternativene per i dag er Frigg, Heimdal og Odin.

På Frigg-feltet er det usikkerheter knyttet til mulig fremtidig utvinning av restgass, og det kreves en avklaring på hvordan CO_2 vil påvirke mulig fremtidig økt gassutvinning. Det vil fremdeles være ca 60 GSm^3 gass igjen i Friggreservoaret etter endt produksjon.

Fordi det er et knutepunkt i norsk gassdistribusjon, vil Heimdal være i drift i minst 15-20 år. Det vil derfor være godt egnet som lager, og det vil være små tilleggskostnader knyttet til injeksjon av CO_2 fra denne innretningen. Heimdal har et lagringspotensial på omlag 130 millioner tonn CO_2. Det kan være mulig å gjenbruke eksisterende produksjonsbrønner på Heimdal, og dessuten er mulighetene for overvåkning av injeksjon og lagring gode.

Produksjonen fra Odin er avsluttet og innretningen er fjernet. Det ligger derfor ikke til rette for injeksjon i like stor grad her som på Heimdal.

Lagring i vannførende formasjoner

Ved lagring av CO_2 i vannførende formasjoner blir CO_2 injisert via en brønn til formasjoner på ned til 3000 meter under havnivå. Denne metoden blir i dag benyttet på Sleipner-feltet i Nordsjøen.

CO_2 lagring for Sleipner feltet

Hver dag utskilles 2800 tonn CO_2 fra naturgass som blir produsert på Sleipner Vest i Nordsjøen.

I stedet for å bli sluppet ut i atmosfæren, pumpes

CO_2 ned og lagres i sandsteinsformasjonen Utsira, 1000 meter under havbunnen (se illustrasjon ovenfor). Årlig lagres om lag 1 million tonn CO_2 i undergrunnen. Løsningen har vært i drift siden høsten 1996.

I 2000 dokumenterte det såkalte SACS-prosjektet (Saline aquifer CO_2 storage) at CO_2 som pumpes ned i Utsira-formasjonen faktisk holder seg der og ikke lekker ut. Statoil er vertsorganisasjon for prosjektet som finansieres av Sleipner-partnerne, Europakommisjonen, flere store energiselskaper og nasjonale myndigheter i landene rundt Nordsjøen.

Hovedformålet i SACS-prosjektet er å vurdere hvorvidt CO_2 blir i Utsira-formasjonen og hvorvidt det er mulig å overvåke utviklingen. Fra faghold har en tidligere stilt seg tvilende til at det er mulig å skille flytende karbondioksid og saltvann fra hverandre på grafiske fremstillinger av seismiske data. Nå er det imidliertid bekreftet at dette er mulig. Lydbølger som treffer CO_2 reflekteres på en annen måte enn de som treffer saltvann. Ved å sammenligne seismikk fra før og etter injiseringen startet, har forskerne kunnet påvise hvordan CO_2 som injiseres dypt nede i Utsira-formasjonen brer seg utover under det 80 meter tykke taket av leirskifer.

Kostnadene ved en slik løsning er relativt store. Alternativet for lisenshaverne for Sleipner Vest ville imidlertid vært å betale én million kroner i døgnet i CO_2-avgift til den norske stat, dersom CO_2 ble sluppet ut i atmosfæren. Ved å injisere CO_2 blir kostnaden omtrent den samme, samtidig som løsningen er mer miljøvennlig.

I Norge er det ingen egnete strukturer for CO_2-injeksjon på land, og potensialet nær land er også lite og usikkert. Det er imidlertid flere mulige formasjoner på sokkelen, både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Nordsjøen har et teoretisk potensial på 200 000–300 000 millioner tonn CO_2, Norskehavet på 50 000–100 000 millioner tonn CO_2 og det sørlige Barentshav på om lag 100 000 millioner tonn CO_2. Tallene angir totalt volum tilgjengelig og er ingen vurdering av hvilket volum som finnes i tette strukturer og strukturer som er velegnet for CO_2-lagring. Det kan imidlertid fastslås at det finnes betydelig lagringskapasitet for CO_2 på alle deler av norsk sokkel.

Modenheten og den geologiske sikkerheten er størst i ferdigproduserte felt og i den allerede etablerte løsningen på Sleipner Utsira. Det finnes formasjoner som kan ha lagringsevne som ligger nærmere land enn Utsira-formasjonen, men fordi disse ikke er boret, vil det kreve betydelig tid og ressurser å modne et slikt alternativ.

Tekniske og økonomiske utfordringer

Det er en rekke utfordringer knyttet til tekniske og kostnadsmessige aspekter ved transport og injisering av CO_2 i de geologiske reservoarene på norsk sokkel. I det følgende vurderes ulike løsninger der CO_2 er tatt fra mulige punktkilder, som eventuelle gasskraftverk, på norsk fastland. Det virker umiddelbart ikke fornuftig å knytte sammen kilder fra henholdsvis Vestlandet, Midt-Norge og Finnmark med felles rørledning for transport av CO_2. Dette skyldes store avstander og dermed høye kostnader. De tre områdene er derfor vurdert hver for seg.

2

Nordsjøen

En minimumsløsning for lagring fra et av de to mulige gasskraftverkene på Vestlandet (Kårstø eller Kollsnes), vil enten være en løsning ut til Sleipner/Heimdal, eller en løsning basert på borede vannfylte strukturer nærmere land.

Ved en løsning til en boret struktur kan en bruke brønn 32/4-1 utenfor Kollsnes som eksempel fordi dette er den som ligger nærmest en av de mulige punktkildene (ca 60 km). En slik løsning vil ha lavere investeringskostnad enn de andre skisserte løsninger, men løsningen vil ha høyere driftskostnader fordi det krever et eget drifts- og styresystem. Løsningen er heller ikke tilstrekkelig modnet ut fra geologiske/reservoarmessige betraktninger. Det vil derfor kreve både mer tid og betydelige kostnader for å modne og realisere dette alternativet. En løsning til Sleipner Utsira eller Heimdal vil være enklere å realisere på kort sikt, fordi dette er kjente reservoar.

Injeksjon i en vannfylt struktur kan gjøre det vanskeligere å gjenprodusere og benytte CO_2 for eventuell senere bruk i prosjekter for økt utvinning.

Midt-Norge

Når det gjelder injeksjonsløsninger fra Midt-Norge, finnes det i dag ikke avsluttede felt for injeksjon. For å finne egnede strukturer må en sannsynligvis ut til området rundt Draugen (Trøndelagsplattformen), slik at avstanden fra en mulig kilde på Skogn blir om lag 200 km. På grunn av større avstand mellom kilde og lagringssted vil kostnaden for en eventuell lagringsløsning fra Skogn være en del høyere enn en tilsvarende løsning for Vestlandet.

Finnmark/Barentshavet

For Snøhvit er det allerede planlagt en injeksjonsløsning for CO_2 som tas fra brønnstrømmen. En oppgradering av dette anlegget til også å omfatte CO_2 utskilt fra kraftgenereringen til Snøhvit-anlegget, vil gi forholdsvis små tilleggskostnader. De viktigste elementene for en økning av kostnadene vil være behov for økning av dimensjon på røret, og sannsynlig behov for en ekstra brønn fordi det av ulike grunner kan være problematisk å injisere ytterligere CO_2 i formasjonen som skal benyttes.

Nærmere om CO_2 lagring for Snøhvit-feltet

Framfor å slippe CO_2 fra gassproduksjonen på Snøhvit-feltet ut i atmosfæren, skal CO_2 lagres 2600 meter under havbunnen i utkanten av reservoaret (se illustrasjon ovenfor). Den årlige lagringsmengden er på 700 000 tonn CO_2. Naturgassen fra Snøhvit-feltet inneholder 5–8 prosent CO_2. CO_2 følger gasstrømmen fra Snøhvit-feltet inn til landanlegget. Her vil CO_2-gassen bli skilt ut og sendt tilbake til feltet gjennom en annen rørledning.

CO_2 vil bli reinjisert i en sandsteinsformasjon kalt Tubåsen og som ligger noe dypere enn de gassførende formasjonene. Tykkelsen i formasjonen er mellom 45 og 75 meter. En forseglende formasjon som ligger over Tubåsen-formasjonen vil sikre at CO_2 ikke lekker ut.

CO_2-lagring på Snøhvit-feltet er det andre store lagringsprosjektet på norsk sokkel.

2

En rekke ulike initiativ og forskningsprosjekter både nasjonalt og internasjonalt fokuserer på problemstillinger omkring utskilling, bruk og lagring av CO_2.
For ytterligere informasjon om temaet henvises blant annet til følgende publikasjoner og nettsteder:

- St. meld. nr 9 (2002–2003) Om innenlands bruk av naturgass mv.
- NOU 2002: 7 Gassteknologi, miljø og verdiskapning
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme: www.ieagreen.org.uk/ og www.co2sequestration.info/
- Om SACS-prosjektet og Sleipner: www.iagreen.org.uk/sacs2.htm
- Om bruk av CO_2 i USA: www.fe.doe.gov/coal_power/sequestration/index.html og www.kindermorgan.com/business/co2/
- Om bruk av CO_2 i Canada: www.ieagreen.org.uk/weyburn4.htm
- www.co2captureproject.com/index.htm