



Operatørenes arbeid for å nå målet om nullutslipp til sjø

Innhold

1.	Innledning	
1.1	Bakgrunn	3
1.2	Generelle kommentarer	5
2.	Status for utslipp av olje, kjemikalier og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer, samt prognoser for 2006	
2.1	Bruk og operasjonelle utslipp av kjemikalier	7
2.2	Operasjonelle utslipp av dispergert og løst olje	9
2.3	Akutte utslipp av olje og kjemikalier	11
2.4	Sammenlikning mellom kilder og utslipp	12
3.	Årsaker og sammenhenger	
3.1	Teknologistatus og teknologiske utfordringer	15
3.2	Selskapenes tiltak for å nå nullutslipp	18
4.	Mulighetene for måloppnåelse	
4.1	Tilsatte kjemikalier	21
4.2	Forurensning i kjemikalier	22
4.3	Produsert vann	22
4.4	Stoffer på prioritetslisten	28

Vedlegg 1: Nullutslippstiltak per felt

Vedlegg 2: Beskrivelse av EIF

Vedlegg 3: Kostnader og samlet reduksjon i risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Målet om nullutslipp

Sterkt økende utslipp av et stort antall miljøfarlige stoffer, som man bare delvis kjenner effektene av, var bakgrunnen for at myndighetene etablerte et nullutslippsmål for reduksjon av petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø. Nullutslippsmålet er i betydelig grad et føre var-mål. Føre var-prinsippet er et styrende prinsipp i arbeidet med helse- og miljøfarlige stoffer, og innebærer blant annet at det er den som slipper ut et kjemisk stoff som må dokumentere at utslippet ikke vil føre til miljøskade.

Målsetningen om nullutslipp av olje og miljøfarlige stoffer til sjø ble etablert i Stortingsmeldingen om Miljøvernpolitikk for bærekraftig utvikling (St.meld.nr.58 (1997-98)) og ytterligere spesifisert i Stortingsmeldingen om Rent og rikt hav (St.meld.nr.12 (2001-2002)). I Stortingsmeldingen om Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand (St.meld.nr.25 (2002-2003)) ble målsetningen videre konkretisert.

Etter at målet om nullutslipp kom inviterte SFT til et samarbeid med Oljedirektoratet (OD) og Oljeindustriens landsforening (OLF) for å konkretisere begrepsbruken og målsetningen. Arbeidet resulterte i *Nullutslippsrapporten 1998* (SFT, OD, OLF). Samarbeidet fortsatte i de påfølgende årene, og i 2002 ble Havforskningsinstituttet med i Nullutslippsgruppen som Fiskeridepartementets representant. *Nullutslippsrapporten 2003* (SFT; OD, OLF) konkretiserte nullutslippsmålsetningen ytterligere, i tillegg til at det ble utarbeidet felles retningslinjer for selskapenes nullutslippsrapportering i 2003, en oversikt over teknologiske muligheter for å nå nullutslipp og en liste med implementerte og planlagte tiltak på de enkelte innretninger.

I St.meld.nr.25 (2002-2003) ble det presisert at nullutslippsmålet gjelder for alle innretninger og alle operasjoner offshore, både bore- og brønnoperasjoner, produksjon og utslipp fra rørledninger. Stortingsmeldingen redegjorde også nærmere for nullutslippsmålet, og presiserte hva som forventes med hensyn til de forskjellige typene forurensning.

Nullutslippsmålet gjelder olje og miljøfarlige stoffer. Miljøfarlige stoffer skal primært vurderes ut fra deres iboende egenskaper. De farligste av disse stoffene (miljøgiftene) er uønsket i miljøet, og målsetningen er derfor at det som hovedregel skal være null utslipp av disse stoffene. Andre stoffer som kan skade miljøet, men som har små eller ingen miljøfarlige egenskaper, skal vurderes ut fra deres potensial for miljøskade. Risikoen for miljøskade vil avhenge av mengden som slippes ut, samt tiden og stedet for utslippet.

For utslipp av tilsatte *helse- og miljøfarlige kjemikalier* som omfattes av myndighetenes prioritetsliste og for tilsatte kjemikalier som faller inn under SFTs svarte kategori er det kun tungtveiende tekniske og sikkerhetsmessige hensyn som vil kunne begrunne fortsatte utslipp etter 2005.

Nullutslippsmål i stortingsmelding nr. 25 (2002-2003)

Miljøfarlige stoffer:

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier, jf. tabell 8.1.
- 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)¹

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.

Tre kilder til utslipp av miljøfarlige stoffer

Miljøfarlige stoffer i petroleumsvirksomhetens utslipp kan skrive seg fra:

- tilsatte kjemikalier,
- stoffer som er ”forurensning” i tilsatte kjemikalier, og
- stoffer som forekommer naturlig i reservoarene og i berggrunnen.

Tilsatte kjemikalier har SFT regulert over lang tid, og det er på dette området at måloppnåelsen er størst. Her vil utslippene komme svært nær null innen utløpet av 2005. Det som står igjen vil være stoffer som må brukes av tungtveiende tekniske og/eller sikkerhetsmessige grunner, og hvor det ennå ikke finnes mindre miljøfarlige alternativer.

Når det gjelder tungmetaller som er ”forurensning” i vektstoffer (borevæske) vil det i mange tilfeller være mulig å velge vektstoffer med lavere innhold av de mest miljøfarlige tungmetallene. Dette har ført til betydelige reduksjoner i utslippene av tungmetaller de 2-3 siste årene. I den senere tid er det også utviklet tunge saltløsninger som kan erstatte mineralbaserte vektstoffer.

Naturlig forekommende miljøfarlige stoffer fra reservoarene finnes i små mengder i det rensede produserte vannet som slippes ut. Dette kan dreie seg om tungmetaller, fenoler, PAH osv. På grunn av at noen felt slipper ut store mengder produsert vann, vil også de totale mengdene av forurensende stoffer bli store. For mange felt vil imidlertid for eksempel mengden tungmetall per liter produsert vann være lik eller lavere enn i sjøvann, mens mengden tungmetaller for andre felt kan være betydelig høyere. Det finnes ikke renseteknologi som kan fjerne alle uønskede stoffer i produsert vann, selv om det er utviklet teknologi som fjerner en stor del av oljen og enkelte av de mest miljøfarlige stoffene.

I juni 2003 leverte selskapene detaljerte rapporter om fremdriften i nullutslippsarbeidet på samtlige innretninger. I rapportene er det gitt en oversikt over status i utslipp og tiltak, samt at planlagt måloppnåelse er beskrevet. I tillegg er kostnadseffektiviteten ved tiltakene vurdert.

Selskapene har i sine nullutslippsrapporter særlig fokusert på produsert vann og beregning av risikoen for miljøskade ved utslipp, uttrykt som EIF (Environmental Impact Factor). En kort beskrivelse av EIF-faktoren (Vedlegg 2) og en vurdering av kostnader ved reduksjon av EIF-verdien for utslippene av miljøfarlige stoffer via produsert vann er vedlagt (Vedlegg 3).

Prioritetslisten og regulering av tilsatte kjemikalier

Enkelte av stoffene på myndighetenes liste over stoffer som skal prioriteres for utfasing (Prioritetslisten) finnes både i tilsatte kjemikalier, som "forurensning" i kjemikalier og naturlig forekommende i produsert vann. De stoffene som er relevante for petroleumsvirksomheten er først og fremst alkylfenolene, PAH og tungmetallene.

Alle kjemikalier som tilsettes i prosesser er testet etter egne kriterier, og det er utviklet en spesifikk kategorisering som brukes ved regulering av petroleumsvirksomhetens utslipp (svart, rød, gul og grønn kategori, se Kap. 2). Kategoriene gjelder handelsprodukter som oftest er blandinger av mange forskjellige stoffer. Denne kategoriseringen brukes ikke på naturlig forekommende stoffer. I denne rapporten vil imidlertid utviklingen i utslipp og bruk av tilsatte kjemikalier bli referert både til kategori og til innhold av miljøfarlige komponenter på prioritetslisten så langt det er mulig.

1.2 Generelle kommentarer

Fokus på utslipp av miljøfarlige stoffer har ført til at operatørene lenge har gjort en betydelig innsats for å begrense utslippene. På de fleste områder er miljøfarlige kjemikalier byttet ut med mindre farlige alternativer, der slike finnes. Operatørenes innsats og SFTs regulering har sammen bidratt til at vi på norsk sokkel er kommet et godt stykke på vei mot nullutslipp av de mest miljøfarlige stoffene, særlig for tilsatte kjemikalier.

Dersom selskapene implementerer alle de planlagte tiltakene vil de komme svært langt i å oppfylle nullutslippsmålsetningen. Utslippene av olje og miljøfarlige stoffer vil imidlertid ikke være null i 2006 for sokkelen som helhet. Det kan være tungtveiende grunner til at målet ikke nås for mange innretninger. For noen er det ikke teknisk mulig, mens for andre vil kostnadene bli for høye i forhold til miljøgevinsten. Slike forhold gjelder særlig for enkelte av de eldre innretningene og for felt med små utslipp. Det er også noen innretninger med godkjent PUD etter 1997 som ikke har planlagt nullutslippstiltak, til tross for at de har miljøfarlige og skadelige utslipp. Disse forholdene blir diskutert nærmere nedenfor, og det gis noen eksempler på problemområder og -innretninger.

Felles rapporteringskrav for 2003, som selskapene er blitt godt kjent med gjennom arbeidet med Nullutslippsrapporten 2003, gjør sammenlikning mellom felt og over tid lettere enn tidligere. Skifte av omregningsfaktorer, målemetoder osv. bidrar imidlertid til at vurderingen av trender i utviklingen fortsatt er en utfordring. Når slike forhold er av betydning blir de kommentert i den videre teksten.

2. Status for utslipp av olje, kjemikalier og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer, samt prognoser for 2006

2.1 Bruk og operasjonelle utslipp av kjemikalier

Status for utslipp

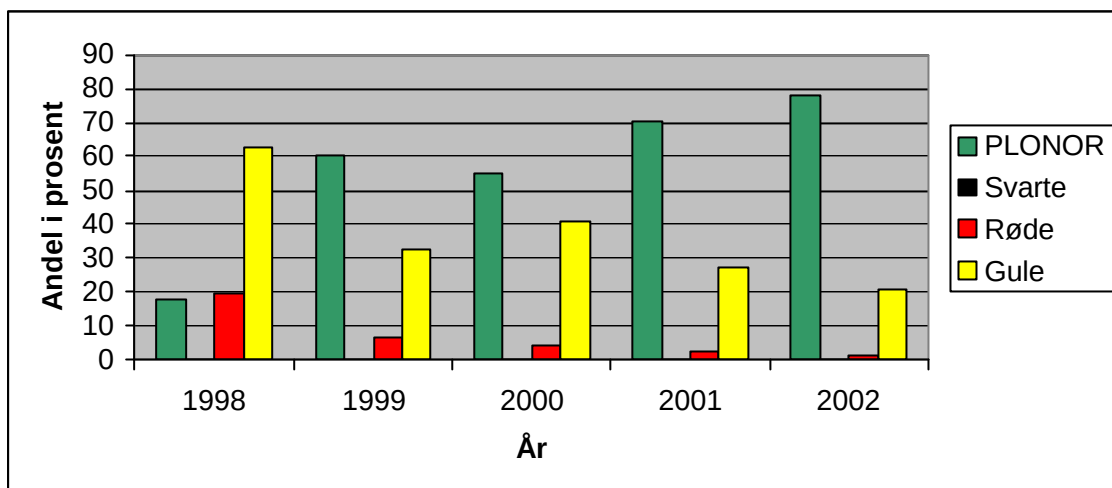
Kjemikalier som brukes i virksomheten har tidligere hatt størst fokus fra myndigheter og operatører når det gjelder vurdering av miljøfare og risiko for skade. Etter hvert som de mest miljøfarlige kjemikaliene er faset ut har miljøgifter som er "forurensning" i kjemikalier og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer i produsert vann fått relativt større oppmerksomhet.

I 2002 var det totale forbruket av kjemikalier på om lag 580 000 tonn hvorav 176 000 tonn ble sluppet ut til sjø. Den største mengden kjemikalier benyttes i forbindelse med boring av brønner på sokkelen. I 2002 utgjorde utslippene i forbindelse med boring 80 % av de totale kjemikalieutslippene. Den totale mengden kjemikalier som brukes og slippes ut varierer imidlertid betydelig fra år til år som følge av at boreaktiviteten varierer.

Alle kjemikalier som planlegges brukt i petroleumsvirksomheten skal testes med hensyn til iboende egenskaper som bionedbrytbarhet, bioakkumulering og akutt giftighet. I henhold til reglene for dette i HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten deles kjemikaliene inn i fire kategorier. Ingen av disse kategoriene sammenfaller direkte med inndelingen av stoffene på myndighetenes prioritetsliste, men kjemikalier som inneholder prioriterte stoffer vil hovedsakelig finnes i svart og rød kategori. Kjemikaliene i svart kategori er de mest miljøfarlige og kjemikalier i rød kategori er slike som skal prioriteres for utfasing. Kjemikaliene i grønn kategori er de som står på OSPARs PLONOR-liste (kjemikalier som er lite eller ikke miljøfarlige).

De mest miljøfarlige kjemikaliene benyttes i forbindelse med produksjon av olje og gass. Regulering og substitusjon har ført til at det brukes mindre kjemikalier, i tillegg til at det tas i bruk mindre miljøfarlige alternativer. De alternative kjemikaliene er imidlertid ofte vannløselige og følger i større grad vannstrømmen, noe som fører til at en større andel av kjemikaliene blir sluppet ut. Andre faktorer spiller også inn og bidrar til at sammenhengen mellom bruk og utslipp blir mer uklar.

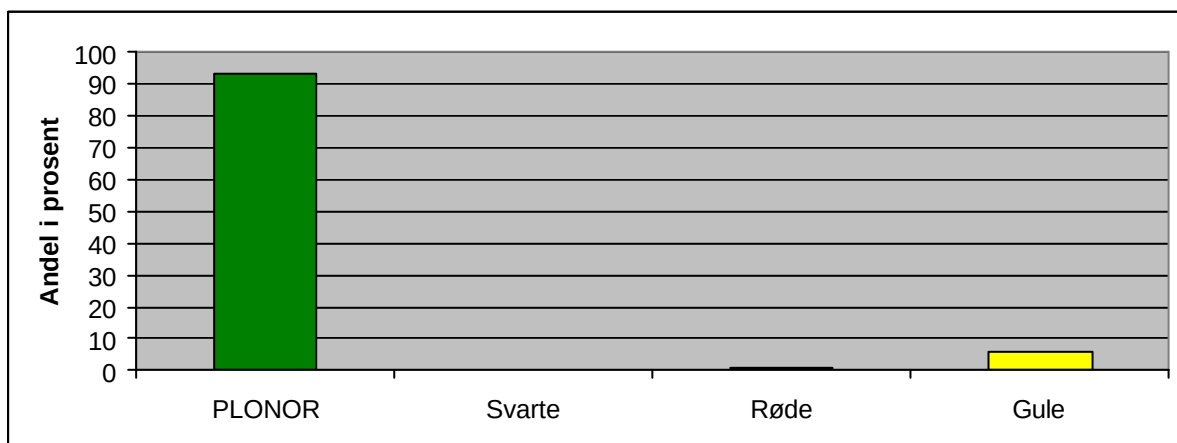
På grunn av at kategoriseringen av kjemikaliene er ny, har vi ikke rapporterte tall for kategoriene fra før 2000. I figuren nedenfor har vi regnet oss tilbake for 1998 og 1999, men disse tallene er mer usikre.



Figur 1. Prosentvis fordeling av utslipp av produksjonskjemikalier fordelt på kategorier.

Som følge av streng regulering og fokus på substitusjon har andelen av kjemikalier i rød kategori avtatt i perioden fra 1998 til 2002. Utslippene av produksjonskjemikalier i rød kategori var 262 tonn i 2002. Dette gjelder også kjemikalier i svart kategori, men mengden er lav, og vises ikke tydelig i figuren. Miljøfokus har også bidratt til at mengden kjemikalier i gul kategori har avtatt. Dette har ført til at andelen kjemikalier i grønn kategori (PLONOR) har økt i samme periode. Utslipptet av produksjonskjemikalier i svart kategori var 29 tonn i 2002, noe som utgjorde 0,1 % av det totale utslippet.

Figur 2 viser fordelingen av borekjemikalier fordelt på kategorier. Figuren viser at 93 % av kjemikaliene som ble sluppet ut i 2002 var PLONOR-kjemikalier. Hovedtyngden var vekstoffer.



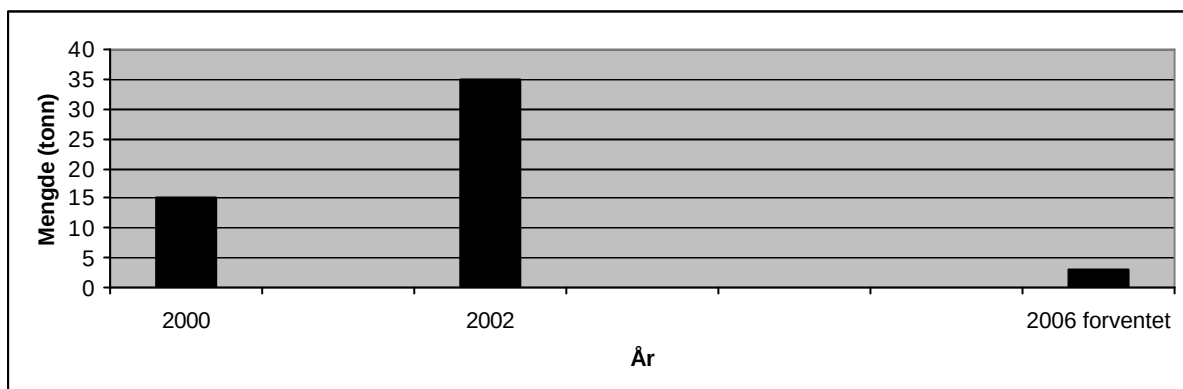
Figur 2. Fordeling på kategorier i utslippene av borekjemikaliene i 2002.

Etter utfasingen av de mest miljøfarlige borevæskene gjensto det 6,3 tonn borekjemikalier i svart kategori og 382 tonn i rød kategori i 2002.

Prognoser for 2006

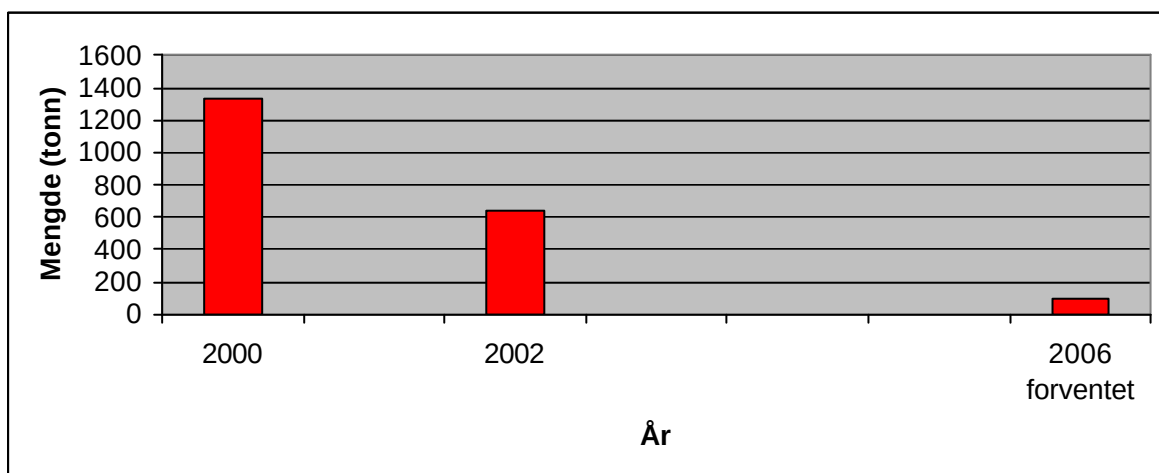
Prognosene for total mengde kjemikalier som planlegges sluppet ut i 2006 er basert på operatørenes planer for substitusjon og utslippsreduksjon. Forventede totale utslipp av

kjemikalier i svart og rød kategori er henholdsvis 3 tonn og 95 tonn (se Figur 3 og 4). Som figurene viser vil de forventede utslippene bli betydelig redusert i forhold til utslippene i 2000 og 2002.



Figur 3. Utviklingen i totalt utslipp av svarte kjemikalier

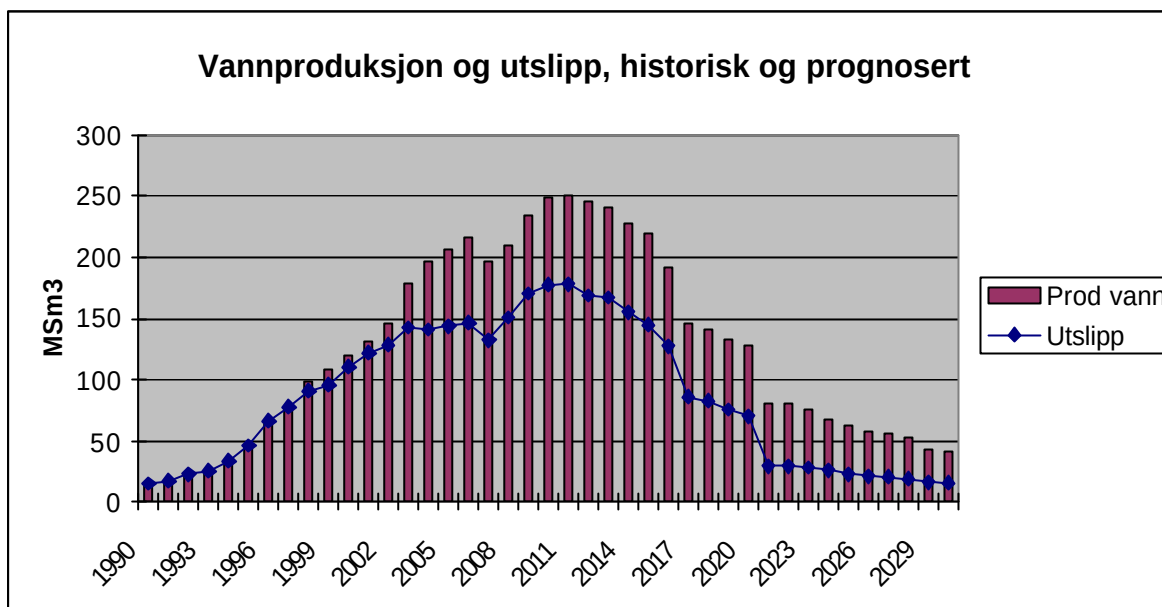
Økningen i utslipp av kjemikalier i svart kategori fra 2000 til 2002 skyldes skifte i kategorisering av kjemikaliene sammenlignet med tidligere år (mange røde kjemikalier ble flyttet til svart kategori), og er ikke uttrykk for en reell økning i bruken av de mest miljøfarlige kjemikaliene.



Figur 4. Utviklingen i totalt utslipp av røde kjemikalier

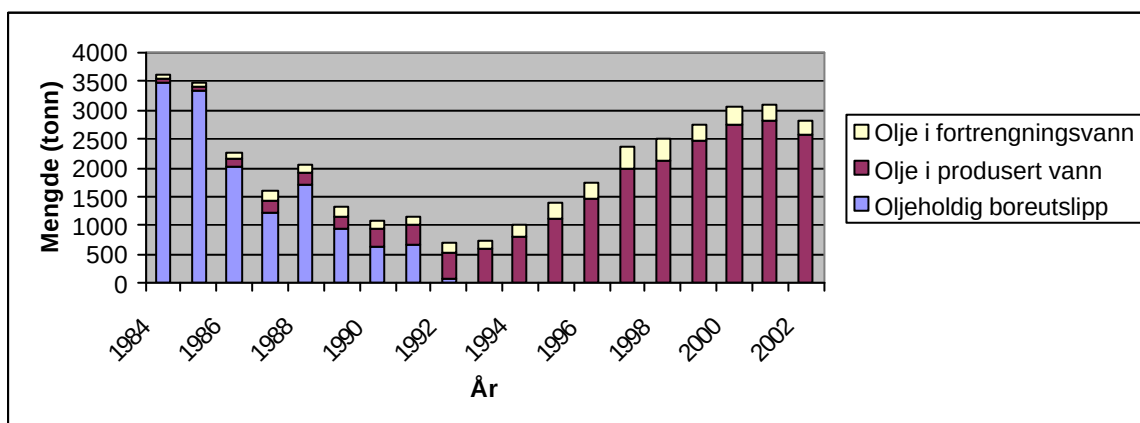
2.2 Operasjonelle utslipp av dispergert og løst olje

De største operasjonelle utslippene av olje kommer via utslippene av produsert vann. Figur 5 viser utviklingen i vannutslippene på norsk sokkel, historisk og prognosert. Differensen mellom den vannmengden som produseres og utslippene tilsvarer den delen av vannet som reinjiseres/injiseres.



Figur 5. Historiske og prognoserte mengder produsert vann og utslipp på norsk sokkel (utarbeidet av OD).

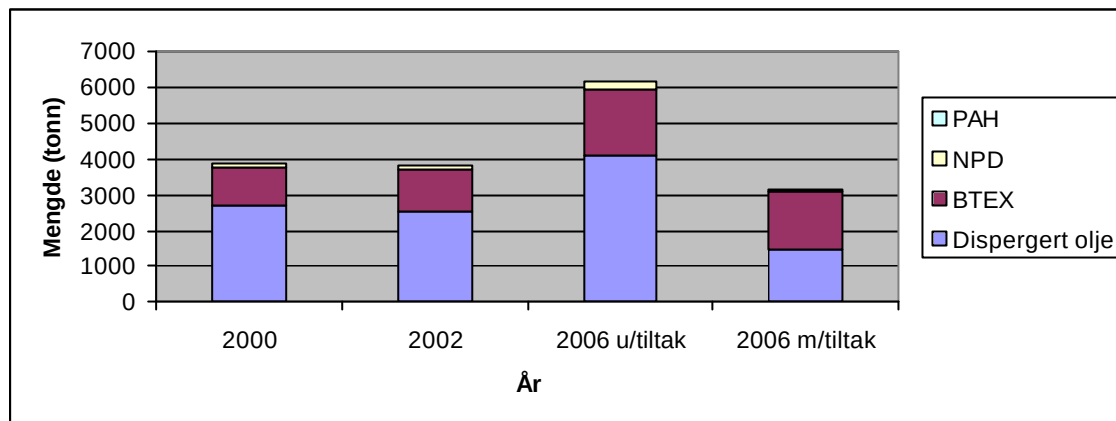
Historisk er utslippene av olje i produsert vann blitt registrert som mengden av oljedråper i det produserte vannet (dispergert olje). Figur 6 viser hvordan denne utviklingen har vært. Til tross for en sterk økning i vannmengden gikk utslippene av dispergert olje ned fra 2001 til 2002. Dette skyldes at operatørene er i ferd med å implementere mer effektive tiltak for å få ned oljeutslippene.



Figur 6. Historiske utslipp av dispergert olje fra oljebasert borevæske, produsert vann og fortrenningsvann fra 1984 til 2002.

Utslippene av dispergert og løst olje med produsert vann vil øke betydelig i årene fremover, dersom det ikke iverksettes ytterligere tiltak. Prognosene viser at mengden dispergert olje som slippes ut vil øke med om lag 60 % frem til 2006 sammenlignet med 2002. Dersom de tiltakene selskapene har basert sine beregninger på blir gjennomført (vedtatt implementerte tiltak og tiltak under vurdering), vil utslippene av dispergert olje avta med om lag 45 % i perioden 2002 – 2006.

Mange av de mest miljøfarlige oljekomponentene finnes imidlertid i den delen av oljen som er løst i det produserte vannet. Figur 7 viser hvordan utslippene av dispergert og løst olje vil utvikle seg fra 2002 til 2006. I de rapporterte verdiene for PAH (polysykliske aromatiske hydrokarboner) er innholdet av naftalen trukket fra, slik at dette ikke er dobbeltrapportert, siden naftalen også er med i tallene for NPD (naftalen, phenantren, dibenzotiofen).



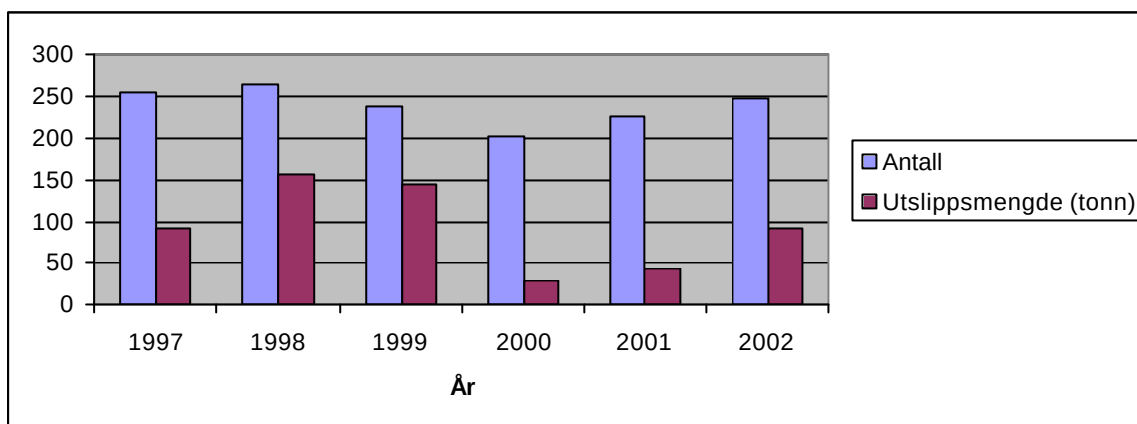
Figur 7. Utvikling i utslipp av dispergert og løst olje med produsert vann, med og uten tiltak.

Figuren viser at foruten betydelige mengder dispergert olje består størstedelen av den løste oljen av de lette komponentene BTEX (benzen, toluen, etylbenzen og xylene). BTEX vil utgjøre ca. 1600 tonn i 2006 dersom tiltak som er under vurdering blir implementert. Utslippene av PAH-forbindelser og alkylfenoler (C8 og C9) vil bli redusert til henholdsvis ca 2200 og 110 kg etter 2005, dersom de tiltakene operatørene har foreslått blir gjennomført. Uten tiltak ville utslippene vært henholdsvis 1834 tonn for BTEX, 5200 kg for PAH og 170 kg for alkylfenolene (C8 og C9).

2.3 Akutte utslipp av olje og kjemikalier

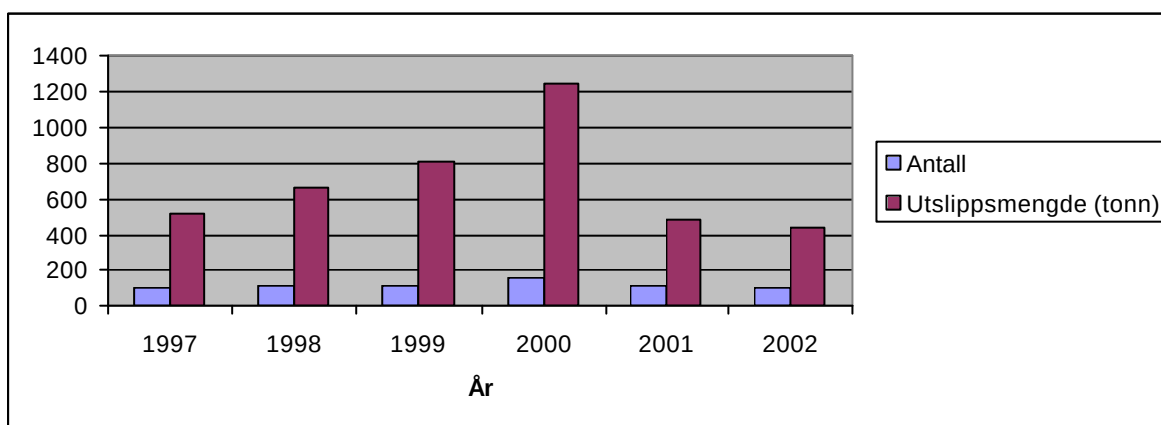
Det forekommer akutte utslipp av både olje og kjemikalier. De fleste utslippene er små, men mengder og kilder kan variere betydelig fra år til år.

Mengden olje som slippes ut ved akutte utslipp som er mindre enn 1 m³ (0,85 tonn) har vært relativt konstant de siste årene og har ligget på omkring 17m³ (14,5 tonn) totalt, selv om antallet utslipp har økt. Den kraftige økningen i oljemengden som er sluppet ut ved akuttuhell de senere årene skyldes derfor en økning i utslipp som er større enn 1m³. Akutte utslipp av olje utgjør likevel en relativt beskjeden del sammenlignet med de totale utslippene av olje til sjø. I 2002 utgjorde de akutte utslippene ca 3 % av de totale oljeutslippene. En stadig økende andel av akuttutslippene er råolje og hydraulikkvæsker fra undervannsinstallasjoner. Siden antallet undervannsutbygginger forventes å øke vil også oljeutslippene fra denne kilden øke dersom det ikke settes inn spesielle tiltak.



Figur 8. Utviklingen i mengde og antall av akutte oljeutslipp.

Akuttutslippene av kjemikalier utgjør også en beskjeden del av kjemikalieutslippene til sjø. I 2002 utgjorde de ca 0,25 % av de totale kjemikalieutslippene. Utslippene består først og fremst av lite miljøfarlige kjemikalier som benyttes i forbindelse med utbygging og boring (sementeringskjemikalier, borevæsker).

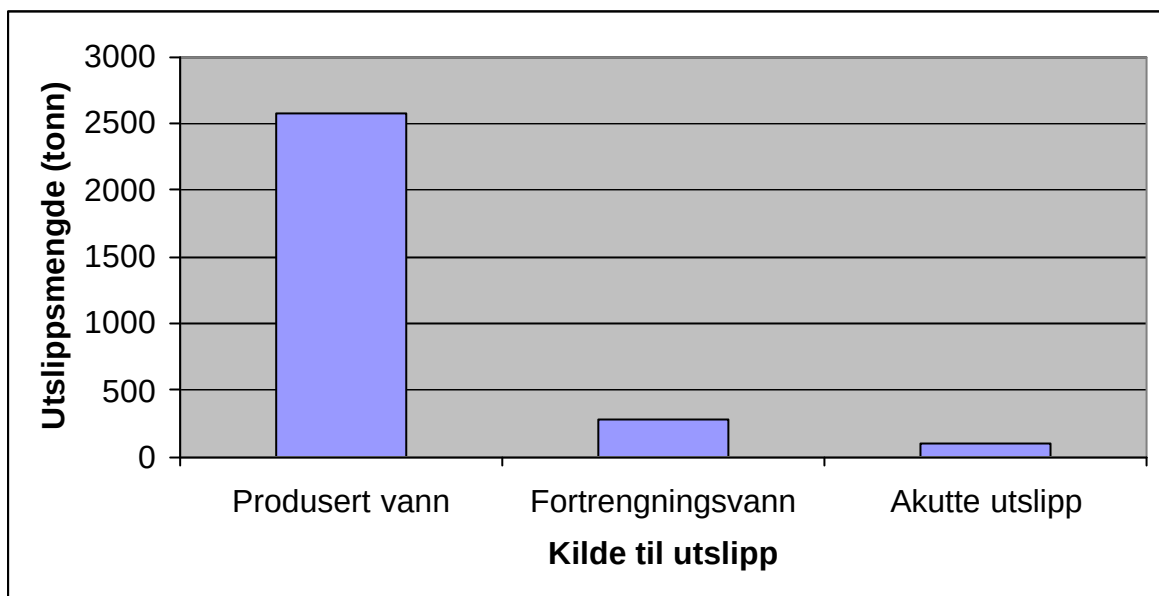


Figur 9. Utviklingen i akutte utslipp av kjemikalier.

2.4 Sammenlikning mellom kilder og utslipp

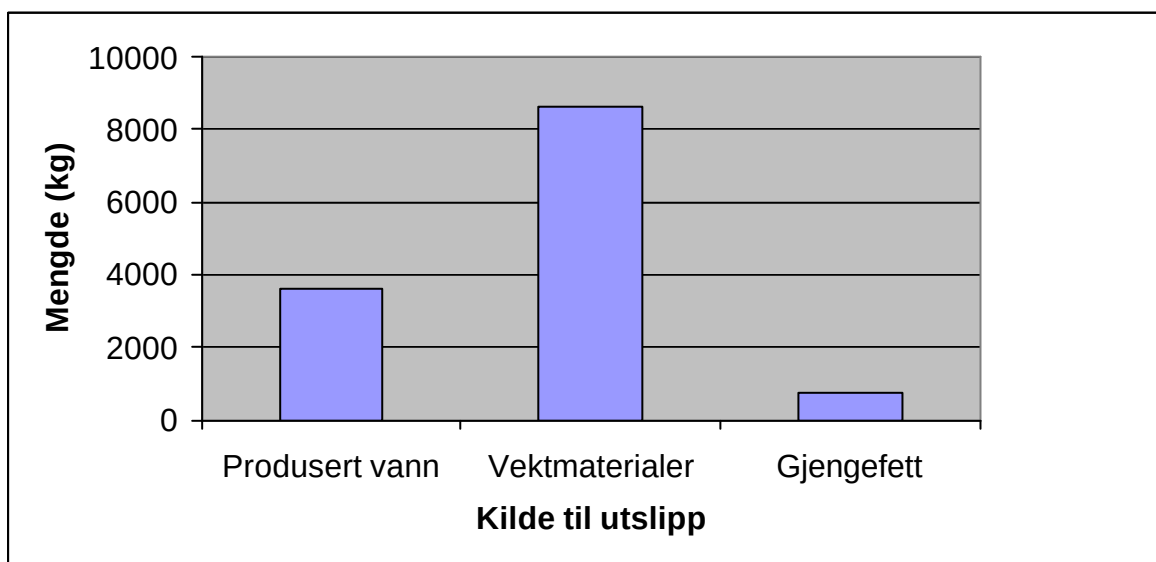
Mengdene av forurensende stoffer i utslippene varierer fra kilde til kilde. Nedenfor vurderes kildene mot hverandre som et grunnlag for videre fokusering og prioritering av innsatsen for å redusere miljøbelastningene.

Kildene til oljeutslipp er først og fremst produsert vann, fortrenningsvann og akuttutslipp. Olje fra produsert vann dominerer (ca. 2500 tonn/år). Figur 11 viser oljeutslippene i 2002.



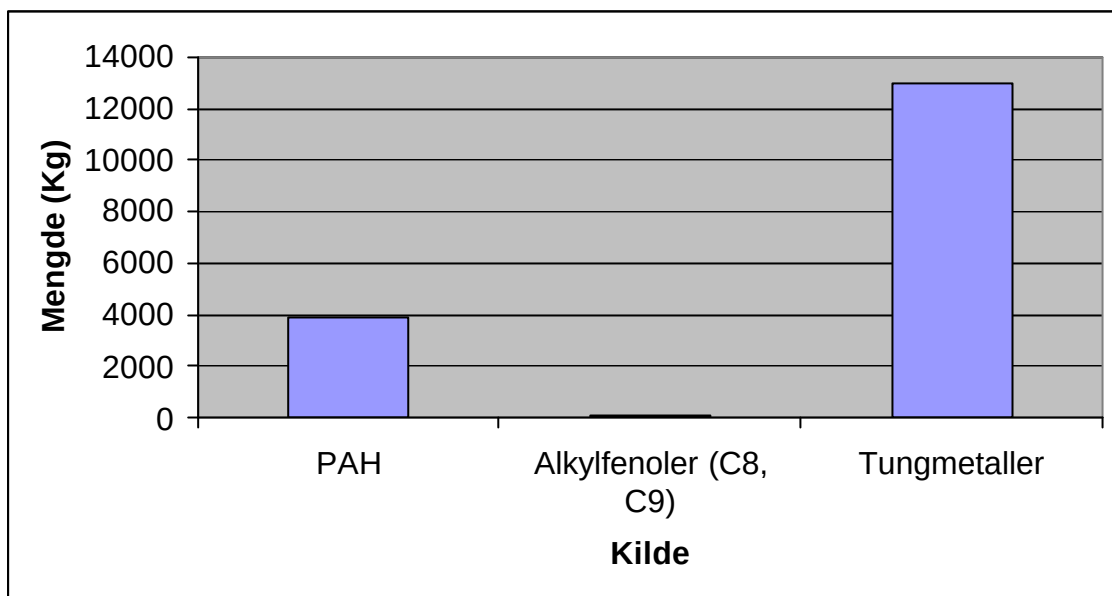
Figur 10. Sammenlikning av kildene til oljeutslipp på norsk sokkel i 2002.

Kildene til tungmetallutslipp (prioritetslisten) er vektmaterialer i borevæske, produsert vann og gjenfett. Figur 11 viser at tungmetaller som er "forurensning" i vektmaterialer var den dominerende kilden i 2002, slik det også har vært i tidligere år. Størrelsen på utslippene vil imidlertid kunne variere. Dette skyldes at boreaktivitetene varierer mye fra år til år. Etter hvert som det i økende grad tas i bruk alternative vektstoffer, samtidig som utslippene av produsert vann øker, vil disse kildene nærme seg hverandre med hensyn til utslippet mengde.



Figur 11. Sammenlikning mellom kildene til tungmetallutslipp i 2002.

Figur 12 gir en oversikt over mengdeforholdet mellom de viktigste kjemiske gruppene i utslippene av miljøfarlige stoffer.



Figur 12. Sammenlikning av de viktigste stoffgruppenes relative bidrag til de miljøfarlige utslippene i 2002.

Figurene 11 og 12 viser at det slippes ut mer enn dobbelt så mye tungmetaller fra vektmaterialer som fra produsert vann, og at tungmetaller relativt sett utgjør de største utslippene av stoffer på prioritetslisten.

3. Årsaker og sammenhenger

3.1 Teknologistatus og teknologiske utfordringer

Kjemikaliebruk

Substitusjon, materialvalg, redusert bruk av kjemikalier ved optimalisering av prosessene, optimalisering av doseringspunkt og installering av teknologi for bedret innblanding/bedre effekt av kjemikaliene (redusert forbruk) har lenge vært brukt for å få ned kjemikaliebruken og fase ut de mest miljøfarlige kjemikaliene. Det kreves kontinuerlig forbedring og tifredsstillende, tungtveiende begrunnelse for å tillate fortsatt bruk.

Gjenbruk av borekjemikalier, teknologier for å redusere mengdene som brukes (tynnhulls boring, sidesteg med mer) og utprøving av nye borevæsker er viktige tiltak for å redusere miljøfaren ved boring. Andre teknikker som kan nevnes er bruk av sporstoffer for å bedre oversikten over forholdene i reservoaret, noe som kan bidra til å optimalisere kjemikaliebruken.

Injeksjon/reinjeksjon

De mest effektive tiltakene for å hindre utslipp av olje og kjemiske stoffer via produsert vann er vannavstengning i formasjonene, reinjeksjon for trykkstøtte eller injeksjon i en egnet formasjon (på den sydlige delen av sokkelen; aqviferen Utsira). Reinjeksjon/injeksjon er imidlertid ikke alltid mulig, og injeksjonsanlegg vil ha perioder hvor de er ute av drift. Da må det benyttes renseteknikker for det produserte vannet dersom ikke produksjonen stenges ned.

Renseteknologi

Hydrosykloner, sentrifuger og flotasjon er teknikker som fjerner dispergert olje i vann. Alle installasjoner som slipper ut vann har installert en av disse teknikkene for å møte kravene til utslipp av minst mulig olje og maksimalt 40 mg per liter utslippsvann. Gjennomsnittlig konsentrasjon for feltene på norsk sokkel var 21,6 mg per liter utslippsvann i 2002. Dette er en betydelig nedgang fra tidligere år, og et resultat av at det er tatt i bruk mer effektiv renseteknologi på felt som tidligere har hatt problemer med å nå utslippsgrensen for oljeinnhold i vann. Også felt som reinjiserer/injiserer produsert vann skal ha renseutstyr som kan benyttes i de periodene injeksjonsanlegget er ute av drift.

Renseteknikkene fjerner imidlertid i liten grad de oppløste oljekomponentene som inneholder flere miljøfarlige stoffer. Disse bidrar ofte mye til risikoen for miljøskade på mange felt. Det er derfor fokus på utvikling av nye og bedre rensemetoder for produsert vann. Informasjon om de viktigste av disse renseteknikkene er samlet i tabellen nedenfor.

De ulike renseteknikkene har begrensninger som har sammenheng med de operasjonelle betingelsene på installasjonene. En teknikk som gir god renseeffekt ett sted kan være mindre egnet eller uegnet andre steder. De feltspesifikke forholdene gjør at uttesting og kvalifisering av teknikker må gjennomføres på hver enkelt installasjon. Dette er tidkrevende. Flere av de renseteknikkene har vært testet ut på flere felt de siste par årene. Både EPCON CFU og dråpevekstteknologier er blitt installert på enkelte plattformer. Det er allerede rapportert om god renseeffekt for dispergert olje fra disse feltene.

Tabell 1. Renseteknologier for vann som er testet ut på norsk sokkel

Type	Renseprinsipp	Fjerner	Kommentar
C-Tour	1) Ekstraksjon med kondensat uten fraksjonering 2) Ekstraksjon med kondensat med fraksjonering	1) Dispergert olje og løste aromatiske stoffer (PAH og fenoler). 80-90% effektivitet 2) 1) Dispergert olje og løste aromatiske stoffer (PAH, BTEX og fenoler)	Teknikken er egnet for store vannmengder og krever liten plass. Avhengig av et visst trykk, temperatur og kondensatkvalitet. 1) Er testet ut i flere omganger på Statfjord B. Langtidstest ble gjennomført mai – august 2003. Resultatene viser signifikant reduksjon av dispergert og løst olje i produsert vann. Innholdet av dispergert olje var enkelte dager så lavt som 1 – 5 mg/l. Kan gi økning i utslippet av BTEX. 2) Fraksjoneringskolonne vil evt også redusere BTEX. Ikke testet.
EPCON	1) Mekanisk "softsyclon"-trinn CFU (Compact Flotation Unit) 2) Filterenhet FU (Filtration Unit)	1) Dispergert olje og partikler 2) Løste komponenter, inkl. PAH og de tyngre alkylfenolene	Teknologien er lite krevende mhp plass og vekt. Anvendelig på små og store vannstrømmer. 1) Teknologien er tilgjengelig. Den er testet ut på flere felt og er implementert flere steder, for eksempel på Troll C 2) Teknologien er testet ut flere steder, men fortsatt under utvikling.
MPPE	Macro Porous Polymer Extraction Væske-væske ekstraksjon og dampstripping i kolonne	Mulig å fjerne 90 % av løste komponenter og 20 til 30 % av dispergert olje	Teknologien er tilgjengelig Kan anvendes på gassplattformer. Kan bare håndtere små vannvolumer. Krever stor plass. Energikrevende Testet på Åsgard A i 2001 med gode resultater.
CETCO	1) CrudeSep-Vertikal kompakt enhet 2) CrudeSorb - Filtertechnologi	1) Dispergert olje, partikler og noe oppløst organisk materiale samt avgasser 2) Dispergert olje, PAH, fenoler og reduserer innhold av tungmetaller	1) Uttesting av teknologien pågår. Den er plasskrevende ved store vannvolumer 2) Teknologien er tilgjengelig/ i bruk. Testet ut på bl.a. Heidrun. Genererer filtermasse/avfall
Pect-F Mares tail	Dråpevekstteknologier. Benytter fibermateriale som øker størrelsen på oljedråpene i hydrosyklonene	Dispergert olje. 20- 40 % reduksjon i oljeinnholdet etter rensing i hydrosyklonene	Teknologiene er tilgjengelig. Trenger ikke ekstra plass. Lav vekt. Enkelt system. Installert flere steder.

Som følge av nullutslippsarbeidet har flere felt planlagt å installere en av de nye renseteknologiene for å møte nullutslippsmålene. Enkelte felt har allerede besluttet installering, mens mange planlegger for uttesting og avventer endelig beslutning inntil testresultatene foreligger.

Det er ventet at enda bedre renseteknikker vil bli tilgjengelige etter hvert. Dette kan være eksisterende teknikker som videreutvikles, eller nyutviklet teknologi. Ny teknologi som operatørene har nevnt i nullutslippsrapportene baseres blant annet på adsorpsjon, stripping med nitrogengass, membranfiltrering, nye ekstraksjonsmetoder og biologisk rensing. Det kan imidlertid ta tid før slike metoder er tilgjengelige for drift i full skala. Det er derfor sannsynlig at disse ikke vil kunne tas i bruk for å møte målene innen utløpet av 2005.

Teknologiske utfordringer

Reinjeksjon/injeksjon er teknisk gjennomførbart de fleste steder på sokkelen, men det kan være dyre løsninger på eksisterende felt fordi det ofte krever omfattende ombygginger. Reinjeksjon/injeksjon kan normalt ikke gjennomføres slik at de får 100 % regularitet, og det vil derfor være utslipp i perioder. Driftsavbrudd kan være nødvendige på grunn av vedlikehold, eller en følge av tekniske problemer. Regulariteten er i dag ca. 85 %, men ventes i fremtiden å komme opp mot 95 %.

Reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte

Felt som har behov for trykkstøtte bruker oftest sjøvann. Blanding av produsert vann med sjøvann kan medføre forsuring og H₂S-dannelse i reservoaret. Dette kan gi tapt produksjon. Produsert vann er dessuten ikke kompatibelt med sjøvann, noe som kan føre til utfellinger i rør og utstyr (scale). Scaledannelse gir både tekniske problemer og avfall.

Injeksjon

Små mengder borekaks kan injiseres i ringrommet rundt borestrengen. Store mengder boreavfall eller produsert vann må imidlertid injiseres i en egnet formasjon i berggrunnen. Utsiraformasjonen på den sørlige delen av sokkelen er godt egnet, og har vært mye benyttet.

Injeksjon fører i de fleste tilfeller til økte luftutslipp sammenliknet med utslipp til sjø, fordi det trengs energi til å presse kaks/vann ned i formasjonene. Noen steder, for eksempel på Haltenbanken, er injeksjon teknisk krevende på grunn av høyt trykk i formasjonene. Et unntak er feltet Kvitebjørn hvor trykkforholdene er slik at det produserte vannet kan injiseres i et høyereliggende reservoar med lavere trykk bare ved hjelp av trykket i oljereservoaret.

Renseteknologi

Ingen av renseteknologiene fjerner tungmetaller eller reduserer for eksempel PAH og alkylfenoler med 100 %.

En utfordring med C-Tour, som er en av de mest lovende renseteknologiene som er under kvalifisering på flere felt, er at rensingen kan føre til økte konsentrasjoner av BTEX i utslippsvannet, selv om konsentrasjonen av PAH og dispergert olje reduseres betydelig (foreløpig tester viser er ca. 50 %). Dette skyldes at det benyttes kondensat (som inneholder BTEX) til å ekstrahere dispergert olje og PAH. En del av dette havner i utslippsstrømmen.

Mange renseteknologier er svært plasskrevende. For en del eksisterende felt kan dette begrense mulighetene for å installere den mest effektive renseteknologien.

Selv om det har pågått og pågår mye arbeid med substitusjon og reduksjon av kjemikalier, vil en del tungmetallholdige gjengefett, samt enkelte andre miljøfarlige kjemikalier, vanskelig la seg substituere innen utløpet av 2005. Disse må derfor fortsatt brukes av tungtveiende sikkerhetsmessige (eks.: gjengefett) og tekniske hensyn (enkelte emulsjonsbrytere og korrosjonshemmere). Alternativet ville være å stenge ned driften.

Energibehov og luftutslipp

Hvorvidt injeksjon medfører økte utslipp til luft, og evt. hvor mye, er svært feltavhengig. På de feltene der det er behov for trykkstøtte, kan produsert vann erstatte annet injeksjonsvann (som vanligvis er kjemikaliebehandlet sjøvann), og energiforbruket blir dermed uendret. På felt der det ikke er behov for trykkstøtte, eller hvor det produserte vannet ikke egner seg for bruk til trykkstøtte, kan vannet injiseres i et annet egnet reservoar. Dette vil normalt medføre økte utslipp til luft, fordi det kreves kraft for å injisere vannet. Kraftbehovet vil kunne variere betydelig fra felt til felt. Dette avhenger blant annet av differansen mellom trykket det produserte vannet har før injeksjon og reservoartrykket der vannet skal injiseres, samt av mengden vann som injiseres.

Et eksempel på to ytterpunkter er feltene Kvitebjørn og Troll B. Injeksjon på Kvitebjørn krever ikke energi, fordi trykket i det produserte vannet er høyere enn trykket i Utsira-formasjonen som vannet injiseres i. For Troll B derimot krever injisering økt kraftforbruk, og Hydro har beregnet økningen i CO₂-utslipp til å være drøyt 10 %. Innenfor disse ytterpunktene kan utslippsøkningen per felt ofte være relativt ubetydelig fordi energiforbruket og luftutslippene er høye i utgangspunktet. De samlede utslippene av CO₂ og NO_x fra feltene offshore er imidlertid store, hhv. ca 25 % og 20 % av de nasjonale utslippene, slik at også små prosentvise endringer på enkeltfelt samlet kan gi betydelige bidrag.

Hvorvidt renseløsninger som krever høytrykksdamp/varme øker energiforbruket er avhengig av energibalansen, dvs. forholdet mellom kraft og varme, på feltet. På flere gamle felt er det gjerne et overskudd av prosessvarme og renseløsningene medfører derfor i liten grad økte luftutslipp. De nyere feltene er imidlertid mer energieffektive og har derfor mindre overskuddsvarme, og renseløsningene kan medføre noe økte luftutslipp.

3.2 Selskapenes tiltak for å nå nullutslipp

Alle operatørene på sokkelen har rapportert om planer for å møte målsetningene om nullutslipp. Noen selskaper har allerede tatt i bruk ny teknologi, andre har vedtatt å implementere slik teknologi, mens en del har teknologi under vurdering.

Vedlegg 1 gir en oversikt over nullutslippstiltak for innretninger/felt på norsk sokkel. Inndelingen i felt følger ODs inndeling. Oversikten omfatter 69 felt, hvorav 12 er nedstengt, 36 er gamle, 4 er nye men ikke satt i drift, 6 er nye selvstendige felt med godkjent PUD etter St.meld.nr.58 (1996-97) og 10 er nye satellittfelt som er knyttet til 10 eksisterende felt. Tabellen viser planer og tiltak for samtlige felt. For hvert felt er det oppgitt operatør, dato for PUD og den dato feltet ble satt i drift. Dette er gjort for å gjøre det lettere å forholde innsatsen på feltene til nullutslippsmålet i Stortingsmeldingen. For hvert av feltene er de viktigste nullutslippstiltakene som er implementert, besluttet eller under vurdering, kort omtalt.

Produksjon

Som beskrevet i SFTs forrige rapport (19.09.2002) var det fire store felt som bidro til mer enn 80 % av utslippene av produsert vann i 2001. Disse feltene var Statfjord, Gullfaks, Snorre A og Troll B+C. De fire feltene har alle planlagt nullutslippstiltak for produsert vann. Samlet vil tiltakene gi betydelige positive effekter såfremt de blir implementert, særlig med hensyn til å redusere utslippene av olje og løste komponenter i produsert vann. Noen av tiltakene er implementert eller besluttet implementert, mens andre av de miljømessig mest betydningsfulle tiltakene fortsatt er under vurdering. Ingen av de fire feltene har planlagt injeksjon av produsert vann, selv om for eksempel Snorre A har behov for trykkstøtte. Dette begrunnes med høye kostnader og fare for forsuring av reservoaret.

På enkelte felt planlegges det ingen nye tiltak ut over substitusjon av kjemikalier og optimalisering av prosesser. Dette skyldes at de vurderer risikoen for miljøskade fra sine utslipp som lav (lav EIF). Det betraktes derfor som lite kostnadseffektivt å iverksette andre nullutslippstiltak.

At EIF blir lav kan skyldes flere forhold som:

- *små vannvolumer til sjø.* Dette kan være et resultat av at nullutslippstiltak allerede er implementert ved at produsert vann blir injisert, at det produserte vannet sendes til andre installasjoner for behandling eller at vannproduksjonen på innretningen er lav i utgangspunktet.
- *lavt innhold av stoffer som bidrar til risikoen for miljøskade i utslippsvannet.* I slike tilfeller kan vannvolumene være relativt betydelige, og vannet kan inneholde miljøfarlige stoffer. Dersom vannvolumene er økende kan en i utgangspunktet lav EIF medføre en betydelig økning i mengden av miljøfarlige stoffer som slippes ut, fordi tiltak utover substitusjon av kjemikalier er forkastet på grunn av lav kostnadseffektivitet.

Nye selvstendige utbygginger med PUD innlevert etter St.meld.nr. 58 (1996-97) skal i utgangspunktet ha null utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø. Disse utbyggingene er derfor som hovedregel planlagt med injeksjon av oljeholdig borekaks og reinjeksjon/injeksjon av produsert vann for å møte målene. Dette er beskrevet i planene for utbygging og drift med tilhørende konsekvensutredning (KU). I flere tilfeller er imidlertid tiltakene likevel ikke blitt implementert eller satt i drift som forutsatt. Eksempel på nye utbygginger der injeksjon av produsert vann kun delvis er igangsatt, og ble igangsatt senere enn forutsatt er Snorre B. Heller ikke Jotun har full injeksjon av produsert vann.

Eksempler på utbygginger der injeksjon ikke er igangsatt eller ikke planlegges igangsatt, selv om det er forutsatt i KU, er Åsgard, Kristin og Norne. For Norne er injeksjon også en forutsetning i utslippstillatelsen. Åsgard har fått en midlertidig utslippstillatelse for produsert vann på grunn av svært lave vannmengder ved oppstart. For Åsgard, Kristin og Norne er det beregnet lave EIF-verdier. Det argumenteres derfor med at det er lite kostnadseffektivt å implementere både injeksjon av produsert vann og rensetiltak. Fra disse tre nye utbyggingene vil imidlertid mengden produsert vann øke. Utslippene av olje og andre miljøfarlige stoffer vil derfor også øke i årene fremover.

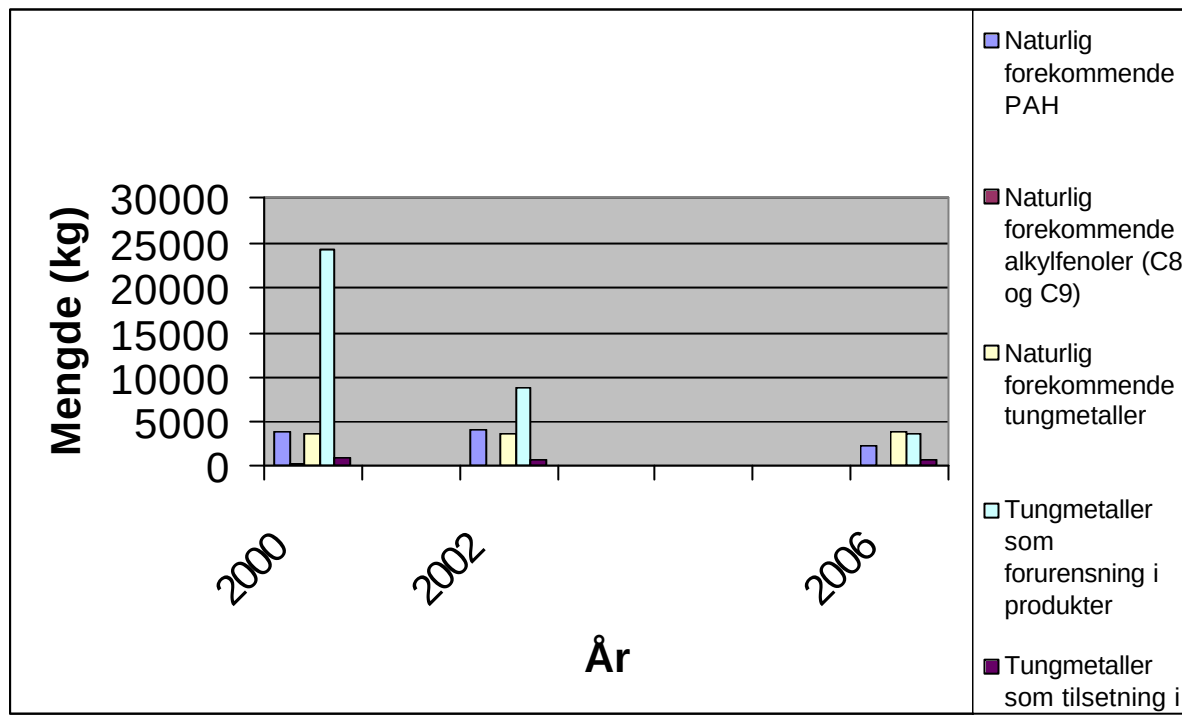
Noen felt vil ikke få, eller har svært lave utslipp av produsert vann fordi injeksjon eller andre utslippsreducerende tiltak allerede er igangsatt. For disse anses nullutslippsmålene som nådd for produsert vann. Eksempler på slike felt er Kvitebjørn, Grane og Glitne.

Boring

Nullutslippsrapportene fra selskapene fokuserer på reduksjon av risiko (EIF) ved utslipp av produsert vann, siden dette er den raskest økende kilden til utslipp. Tiltak knyttet til boring er også beskrevet, men ikke så omfattende. Det er imidlertid også igangsatt et arbeid med tilpasning av EIF til bruk på boreutslipp, slik at det også vil bli mulig for selskapene å vurdere risikoen for skade ved slike utslipp.

4. Muligheter for måloppnåelse

I dette kapitlet vurderer vi mulighetene for å nå nullutslippsmålet for de tre hovedkildene til utslipp; kjemikalier, "forurensning" i kjemikalier og utslipp av produsert vann. Figur 13 viser status for de miljøfarlige utslippene i 2000, 2002 og prognosene for 2006 dersom rapporterte planer for tiltak settes i verk. På denne bakgrunn er blant annet kostnadseffektiviteten i tiltakene vurdert.



Figur 13. Oversikt over utviklingen i de totale utslippene av miljøfarlige stoffer (Prioritetslisten) på norsk sokkel, med implementerte og planlagte nullutslippstiltak.

4.1. Tilsatte kjemikalier

Dersom operatørenes planlagte tiltak legges til grunn vil det, som vist i Figur 3 og 4, bli sluppet ut 3000 kg stoff i svart kategori og 95 000 kg stoff i rød kategori i 2006. Dette vil være en reduksjon på ca 90 % i svart kategori og 85 % i rød kategori i forhold til utslippene i 2002. Med 2000 som basisår blir tallene henholdsvis 80 % i svart kategori og 90 % i rød kategori. De utslippene som gjenstår er kjemikalier som det er nødvendig å bruke av tungtveiende sikkerhetsmessige og/eller tekniske årsaker.

4.2 "Forurensning" i kjemikalier

Vektstoffene i borevæskene inneholder små mengder av tungmetaller. Disse er uønsket, men følger med de naturlige mineralene som brukes som vektstoff. Tungmetallinnholdet domineres av bly og kobber. Selv lave konsentrasjoner av forurensende tungmetaller i store mengder vektstoff bidrar vesentlig i utslippsregnskapet for tungmetaller. I 2002 ble det sluppet ut ca 8 500 kg tungmetaller med vektstoff (ca 50 % bly og 40 % kobber).

Totalutslippene avhenger av boreaktiviteten og type vektstoff som benyttes. I prognosene er det lagt til grunn samme boreaktivitet i 2006 som i 2002.

Det arbeides aktivt for at det skal bli benyttet vektstoffer med mindre tungmetaller, eksempelvis barytt med lavere innhold av bly. Et alternativ til barytt er ilmenitt eller hematitt som har lavere innhold av de mest miljøfarlige tungmetallene. Utviklingen i bruk av vektstoffer med lavt tungmetallinnhold har vært positiv de siste 2-3 årene. I den senere tid er det også utviklet formeatbaserte, tunge saltløsninger som kan erstatte mineralbaserte vektstoffer. Disse er blant annet brukt med hell i Barentshavet (Agip). De er imidlertid betydelig dyrere enn tradisjonelle vektstoffer.

For topphullseksjonen er tung saltlake ($\text{NaCl}/\text{CaCO}_3$) prøvet ut av flere selskaper med suksess i den senere tid. Saltbaserte borevæsker inneholder ikke tungmetaller og vil kunne slippes ut på sjøbunnen de fleste steder. Denne typen vektstoff er bare ubetydelig dyrere enn tradisjonelle vektstoffer. Tung, NaCl -basert saltlake planlegges blant annet brukt ved videre boring på Ekofisk-feltet. Besparelsen i form av reduserte utslipp av for eksempel bly, er beregnet til 175 kg per brønn på Ekofisk. Det er derfor en utvikling i gang som kan bidra vesentlig til at reduksjoner av tungmetallutslipp på dette området oppnås ennå raskere enn det som indikeres i operatørenes nullutslippsrapporter. Barytt er imidlertid fremdeles det dominerende vektstoffet, og er forventet å være det også i 2006. Den viktigste årsaken til dette er at de alternative vektstoffene som finnes på markedet i dag i noen tilfeller kan ha tekniske begrensninger eller arbeidsmiljømessige ulemper.

En av grunnene til at det har vært mindre fokus på tungmetaller som er "forurensninger" i kjemikalier enn på tungmetaller som er tilsatt i produkter, er at vektstoffene hovedsakelig er kategorisert som PLONOR-kjemikalier innen OSPAR. Norge har fremmet forslag om å ta barytt ut av PLONOR-lista, men har møtt motstand mot dette innen OIC (OSPARs Offshore Industry Committee).

4.3 Produsert vann

PAH og oktyl- og nonylfenoler (alkylfenoler) er stoffer på prioritetslisten som forekommer naturlig i produsert vann. Utslippene av disse stoffene vil bli vesentlig redusert ved injeksjon og rensing av produsert vann, men med dagens teknologi vil verken injeksjon eller rensing fjerne disse utslippene fullstendig innen utløpet av 2005.

Basert på operatørenes nullutslippsplaner er det forventet utslipp av 2200 kg PAH_{16} (når naftalen, som regnes som lite miljøfarlig, er trukket fra) og 110 kg oktyl- og nonylfenoler i 2006. Dette er en reduksjon på 55 % PAH_{16} i forhold til 2000. Mengden oktyl- og nonylfenoler vil derimot være konstant. Grunnen til dette er at økningen i vannmengde er omtrent lik reduksjonen som følge av rensing. At konsentrasjonene i produsert vann ligger nær deteksjonsgrensen vil også kunne føre til ulik rapportering.

Tungmetaller i produsert vann fjernes ikke av de rensemetodene som benyttes i dag. I mange tilfeller er imidlertid konsentrasjonene nær bakgrunnsnivået i sjøvann. Et eksempel på et felt av denne typen er Gullfaks. I en del tilfeller er imidlertid innholdet betydelig høyere enn bakgrunnsnivået. Gyda har for eksempel rapportert et blyinnhold i det produserte vannet på 180 mg/m^3 , mens bakgrunnsnivået i sjøvann vil ligge i området $0,03\text{--}0,4 \text{ mg/m}^3$.

Sammensetningen av tungmetaller i det produserte vannet varierer imidlertid betydelig fra felt til felt, slik at mens bly representerer den største miljøfaren på Gyda så kan andre

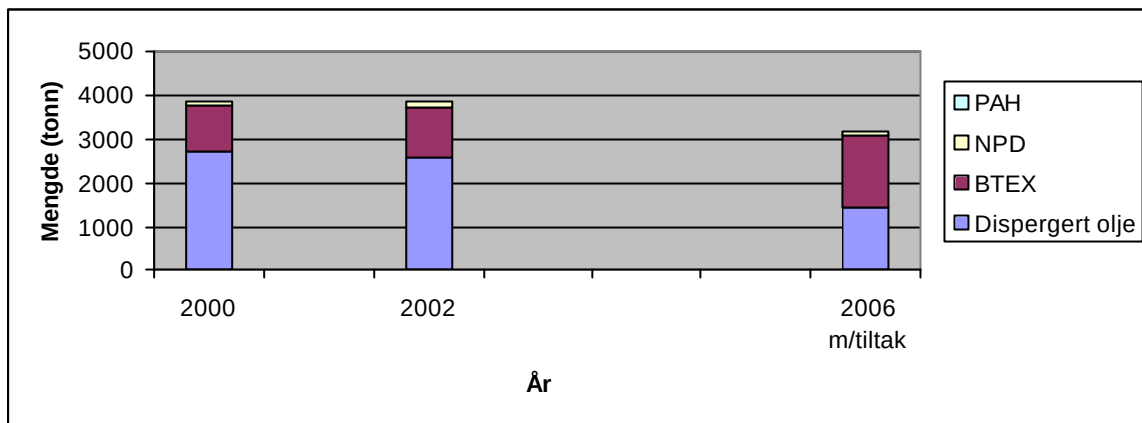
tungmetaller dominere på andre felt. Konsentrasjoner av tungmetaller som ligger nær deteksjonsgrensen kan også gi usikkerhet i dataene.

Tabell 2. Konsentrasjon av tungmetaller i produsert vann på norsk sokkel 2001 og i sjøvann (data for sjøvann er hentet fra Lange, Chemical Oceanography, Universitetsforlaget 1969). Lys grønt indikerer verdier lavere enn eller tilsvarende sjøvann. Mørk grønt er verdier for sjøvann.

OPERATØR Felt	Bly mg/m ³	Kadmium mg/m ³	Kobber mg/m ³	Krom mg/m ³	Kvikksølv mg/m ³
BP					
Gyda	180	9,2	4,9	1,3	0,04
Ula - Tambar	23	0,2	0,9	0,1	0,1
Valhall - Hod	1	0,2	4,6	2	0,04
ESSO					
Balder	0,3	0,025	0,5	0,2	0,04
Jotun	0,2	0,025	0,5	0,08	0,04
HYDRO					
Brage	0,1	0,01	0,3	0,9	0,01
Njord	3,6	0,02	1,6	1,6	0,4
Oseberg	0,1	0,01	3,7	2,8	0,04
Snorre	5	5	5	5	0,1
Troll B + C	3	3	7	5	0,04
Varg	8,9	2,2	148	14	0,04
Visund	1,5	0,02	5	5	0,02
PHILLIPS					
Ekofisk	0,4	0,025	0,5	4,4	0,2
Eldfisk	0,2	0,025	0,6	11,7	0,1
Tor	25,4	0,1	0,9	18,9	0,1
SHELL					
Draugen	0,2	0,03	0,5	0,05	0,04
STATOIL					
Gullfaks	0,2	0,03	1	0,9	0,04
Heidrun	1	0,025	2,6	1,6	0,04
Norne	3,5	0,03	0,5	4,8	0,08
Sleipner	2,8	0,03	1,8	11,2	0,04
Statfjord	0,2	0,025	0,5	0,4	0,04
Troll A	0,2	0,03	0,5	1,7	0,04
Veslefrikk	0,2	0,025	6,6	3	0,04
Yme	12,1	15,8	5	11,8	0,04
Åsgard	9,1	0,1	3,5	3,1	0,7
Konsentrasjon. i sjøvann	0,03 - 0,4	0,02 - 0,2	1,0 - 20,0	0,6	0,03 - 0,15

OSPAs mål for total olje (dispergerte og løste komponenter)

Reduksjonen i utslippene av dispergert olje med produsert vann fra 2000 til 2006 med de planlagte tiltakene vil bli ca. 40 %, mens reduksjonen i NPD og PAH₁₆ samlet vil bli 30 % i samme periode. På grunn av økende mengder produsert vann, og fordi C-Tour renseteknologien i noen tilfeller gir økte BTEX utslipp, kan vi forvente at utslippene av BTEX vil øke med ca. 60 % fra 2000 til 2006.



Figur 14. Utslipp av total olje 2000, 2002 og 2006

I OSPAR er målsetningen å redusere utslippene av total olje med 15 % innen 2006 med 2000 som basisår. Det er ennå ikke definert hvilke komponenter som inngår i total olje. OSPAR-landene brukte i basisåret 2000 ulike analysemetoder. Det er usikkert hvorvidt landene har analysert med hensyn på innholdet av BTEX, NPD og PAH, og derfor på hvilken måte disse komponentene inngår i begrepet total olje. Svært lave konsentrasjoner rundt eller vesentlig under deteksjonsgrensen for enkeltkomponenter gir også usikkerhet i beregningen av total olje.

Legger vi til grunn at BTEX, NPD, PAH₁₆ og dispergert olje inngår i målsetningen, viser prognosene at OSPAR-målet kan nås for Norge innen utløpet av 2005. OSPAR-målet er veiledende, men er lagt til grunn her. Prognosene for utslipp av produsert vann i årene etter 2006 betyr imidlertid at utslippene av total olje vil øke igjen. For å holde utslippene på samme nivå etter 2006 må derfor iverksettes ytterligere tiltak.

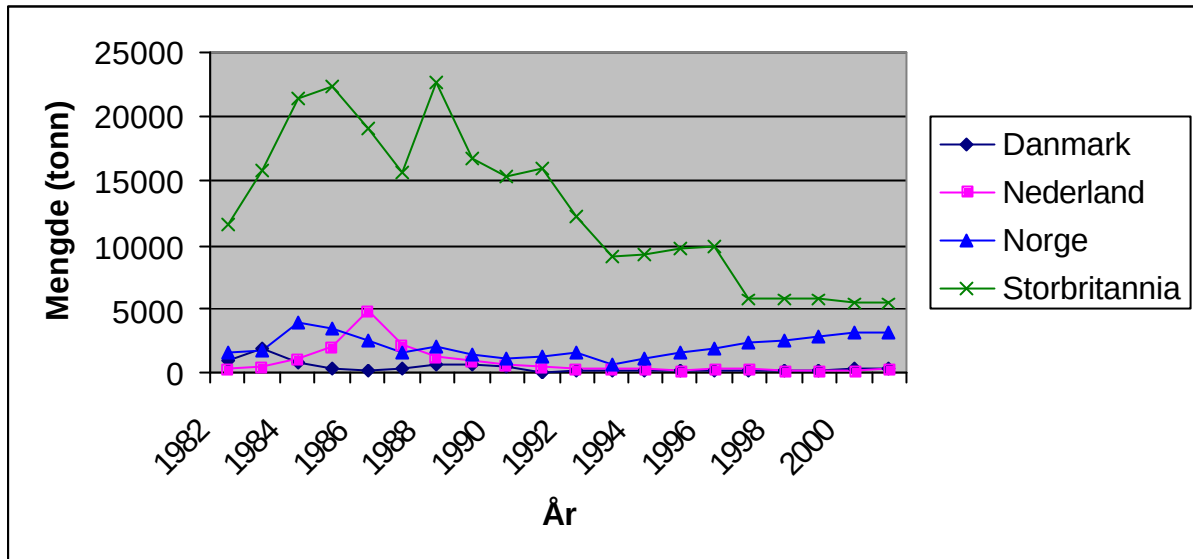
Miljøovervåkingen av petroleumsvirksomheten har i første rekke vært fokusert på bunndyr-samfunn. Siden 1994 er imidlertid fokus dreiet mer mot vannsøylen, siden stadig større deler av utslippene skjer til vann. Det er forholdsvis enkelt å overvåke havbunnen, men årsaks-sammenhengene i vannsøylen har vært vanskelig å avdekke med den eksisterende metodikk. Det er imidlertid en betydelig metodikkutvikling i gang på dette området.

I mangel av metoder for direkte påvisning av miljøskade, er det lagt vekt på å utarbeide miljørisikoberegninger for å beskrive potensialet for miljøskade. Selskapene har bidratt til å utvikle modelleringsverktøy basert på miljørisiko. Dette har gitt operatørene et styringsverktøy som bidrar til å redusere de utslippene som har størst betydning for miljøet.

Norges utslipp sammenliknet med andre land

Norsk petroleumsvirksomhet ligger i fremste rekke når det gjelder å redusere utslippene av miljøfarlige stoffer til sjø og risikoen for miljøskade. Likevel vil enkelte utslipp, som for

eksempel oljeutslipp, øke på norsk sokkel mens de avtar i andre land. Dette skyldes primært at landene det er naturlig å sammenlikne med befinner seg på andre stadier i utviklingen av petroleumsvirksomhet, og at Norge har vært tidlig ute med å redusere de miljøfarlige utslippene. Når vi fortsatt har økende produksjon vil også de totale utslippene kunne øke, selv om de per produsert enhet oljeekvivalenter er stabile eller avtakende.



Figur 15. Sammenlikning av oljeutslipp fra petroleumproduserende land rundt Nordsjøen.

Figuren viser at Storbritannia og Norge bidrar mest til utslippene av dispergert olje innen OSPAR, noe som skyldes at de to landene har den største produksjonen. I Norge er imidlertid utslippene av olje økende, mens utslippene fra britisk sektor har vært stabile de senere årene etter lenge å ha ligget svært høyt. Det siste skyldes bl.a. at det tok relativt lenger tid før oljebasert borevæske ble faset ut i britisk sektor, men også at det har vært rapportert lavere innhold av dispergert olje i det produserte vannet som slippes ut på britisk sokkel sammenliknet med norsk sokkel. I 2001, som er det siste året vi har tall for på både britisk og norsk side, var midlere oljekonsentrasjon i produsert vann på britisk sokkel 21,5 mg/l, mens tilsvarende tall på norsk sokkel var 24,6 mg/l. Det er imidlertid betydelig høyere totalutslipp av produsert vann i britisk sektor og derfor også høyere totalutslipp av olje. Utslippene av olje fra de andre OSPAR-landene er relativt lave, både fordi de har streng regulering og fordi de har lav produksjon.

Det finnes per i dag ingen samlet oversikt over utslippene av løste oljekomponenter og kjemikalier fra OSPAR-landene. Vi kan derfor ikke sammenlikne de norske utslippene med utslipp fra de andre Nordsjølandene.

4.4 Stoffer på prioritetslisten

I dette kapitlet er utviklingen i utslipp av stoffene på prioritetslisten sammenstilt. Prognosen for 2006 gjelder dersom alle tiltak som inngår i operatørenes planer blir iverksatt. For mer detaljert omtale og oversikt refereres det til oversikten "Utslippsmengder for prioriterte miljøgifter på norsk kontinentsokkel i perioden 1997 – 2002" som SFT oversender MD samtidig med denne rapporten.

Tabell 3. Utslipp av miljøfarlige stoffer på prioritetslisten i 2000, 2002 og prognoser for 2006
Alle verdier i kg.

Stoff	Kilde	2000	2002	2006
PAH	Produsert vann	3714	3928	2205
Arsen (As)	Produsert vann	966	370	798
	Tilsetning i produkter	0	0	0
	Forurensning i produkter	83	106	15
Sum As		1049	476	813
Bly (Pb)	Produsert vann	520	875	185
	Tilsetning i produkter	90	28	28
	Forurensning i produkter	23984	4330	1710
Sum Pb		24594	5233	1895
Kadmium (Cd)	Produsert vann	115	46	24
	Tilsetning i produkter	0	0	0
	Forurensning i produkter	103	57	21
Sum Cd		218	103	45
Kobber (Cu)	Produsert vann	412	2216	2563
	Tilsetning i produkter	827	705	705
	Forurensning i produkter	4907	3371	1479
Sum Cu		6146	6292	4117
Krom (Cr)	Produsert vann	492	119	130
	Tilsetning i produkter	0	0	0
	Forurensning i produkter	1196	738	311
Sum Cr		1688	857	441
Kvikksølv (Hg)	Produsert vann	5	6	6
	Tilsetning i produkter	0	0	0
	Forurensning i produkter	116	21	10
Sum Hg		121	27	16
Oktylfenol (C8)⁴⁾	Produsert vann	272	37	110
Nonylfenol (C9)⁴⁾	Produsert vann		68	

For 2000 og i prognosene for 2006 har vi bare tall for det samlede utslippet av C8 og C9 alkylfenoler.

Nye og forbedrede renseteknikker vil fjerne en vesentlig del av PAH og alkylfenoler i det produserte vannet. De sterkt økende utslippene av produsert vann vil imidlertid oppveie effektene av rensing, slik at den totale mengden PAH som slippes ut reduseres relativt lite, mens mengden alkylfenoler i utslippene vil være tilnærmet den samme i 2006 som i 2002. Siden ingen renseteknikker fjerner tungmetaller i særlig grad vil disse utslippene ikke bli redusert.

Tallene for tilsetninger i produkter knytter seg hovedsakelig til tungmetaller i gjengefett. Tallene for 2006 er basert på samme aktivitetsnivå som i 2002, siden det ikke foreligger prognoser for utslippene i 2006. For disse utslippene er tungmetallinnholdet minimert så langt det er mulig i dag. Det er tungtveiende tekniske og/eller sikkerhetsmessige årsaker til at de tungmetallholdige kjemikaliene fortsatt er i bruk. Det finnes ikke mindre miljøfarlige alternativer, og alternativet til bruk er nedstengning av aktiviteten. Arbeidet med utvikling av alternative kjemikalier vil imidlertid fortsette.

Tallene for forurensninger i produkter knytter seg til tungmetaller i barytt. Boreaktiviteten varierer mye fra år til år, og det er ikke utarbeidet prognoser for aktiviteten i 2006. I

prognosene for 2006 er det forutsatt at boreaktiviteten blir den samme som i 2002. Tabellen viser at for de prioriterte tungmetallene vil utslippene bli betydelig redusert. Dette skyldes selskapenes økte innsats for å redusere utslippene, blant annet overgang til vektstoffer med lavere tungmetallinnhold, økt gjenbruk av borevæsker, nye borestrategier, injeksjon av borekaks og økt bruk av alternative vektstoffer. Uttesting av nye vektstoffer etter at nullutslippsrapportene ble utarbeidet tyder på at det vil bli mulig å redusere utslippene mer enn prognosene tilsier.

Vedlegg 1

Oversikt over nullutslippstiltak per felt



Felt som ikke er satt i drift



Felt som er nedstengt



Selvstendige utbygginger med godkjent PUD etter St. meld.58 og som er satt i drift

Felt	Opera-tør	Type	PUD	Prod.star t	Implementerte tiltak	Besluttete tiltak	Tiltak under vurdering	Kommentar
Albuskjell		Olje /gass	25.04.75	26.05.79				Nedstengt 26.08.98
Balder	Esso	Olje /gass	02.02.96	02.10.99	<i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann (67 % i 2002) og drenasjevann		<i>Produksjon:</i> Boring av ny vanninjektor vil øke injeksjonskapasiteten. Mulig tiltak dersom det bidrar til økt utvinning.	Brønnene er boret fra borebygg. Boring på feltet er ferdig. Ingen ny boring planlagt
Borg	Hydro		29.06.99	01.07.99				Inkludert i Tordis
Brage	Hydro	Olje /gass	29.03.90	23.09.93	<i>Boring:</i> Injeksjonsanlegg for kaks, slop og produsert vann for trykkstøtte <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann. EPCON implementert.			Brage er inne i haleproduksjon.
Cod		Gass /olje	04.05.73	26.12.77				Nedstengt 05.08.98
Draugen	Shell	Olje /gass	19.12.88	19.10.93	<i>Boring:</i> Utslipp av barytt eliminert under boring på Rogn South i 2002 pga	Planlegger bruk av ilmenitt ved fremtidige boringer i	Tynnhulls boring, grenboring, big-bore completionbrønner	EMAS sertifisert 1999, resertifisert 2000

					overgang til Ilmenitt. <i>Produksjon:</i> PECT-F installert, men har ikke oppnådd forventet effekt. Materialkvaliteten i Garn West og Rogn South oljerørledninger eliminerer bruk av korrosjonshemmer.	Draugenområdet med rigger som har gode mixeforhold for borevæsker (unngår støvbelastning). En pilot for injeksjon av deler av det produserte vannet skal installeres og settes i drift i 2004. Pilottesting av C-Tour og EPCON planlagt i 2004.	Fullskala injeksjon av produsert vann avhenger av resultatene fra piloten, resultater fra utprøving av renseteknologi.	
Edda		Olje /gass	25.04.75	02.12.79				Nedstengt 05.08.98
Ekofisk	Conoco Phillips	Olje /gass	15.06.71	01.03.72	<i>Boring:</i> Ilmenitt som vektmateriale. Egen injeksjonsbrønn. Injeksjon av borekaks siden 1996 samt kompletterings-operasjoner. <i>Produksjon:</i> Reinjeksjon av brukt H₂S-fjerner implementert i 1998.	Pilot for uttesting av reinjeksjon av produsert vann i drift. Vurderer C-Tour.		Deltar i utviklingen av C-Tour, mulig back-up til injeksjon. EPCON besluttet installert. Reinjeksjon av brukt H₂S-fjerner betydelig bidrag til red. av miljørisiko. .
Eldfisk	Conoco Phillips	Olje /gass	25.04.75	08.08.79	<i>Boring:</i> Bruker Ilmenitt. Injeksjon av borekaks siden 2000. <i>Produksjon:</i> Små volum utslipp. PECT-F testet. Vurderer ytterligere rensetiltak/injeksjon.	Test av PECT-F og EPCON		
Embla	Conoco Phillips	Olje /gass	14.12.90	12.05.93	<i>Boring:</i> Borekaks transporteres til			Produserer til Eldfisk.

					Ekofisk eller Eldfisk for injeksjon.			
Fram	Hydro	Olje /gass	23.03.01	2003 produksjon				Undervannsinnretning som skal knyttes opp mot Troll C
Frigg	Total	Gass	13.06.74	13.09.77	<i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann siden 1987. 100% regularitet			Planlagt stengt ned 2003.
Frøy	Total	Olje /gass	18.05.92	15.05.95	<i>Produksjon:</i> Prod.vann utslipp stanset i mars 2000 og vann ledet til oljeeksportørledning for behandling nedstrøms pga konflikt kapasitet renseutstyr og produsert vannvolum i haleproduksjonsfasen			Brønnstrøm prosessert på Frigg. Nedstengt 05.02.01. Fjernet i 2002.
Glitne	Statoil	Olje	08.09.00	29.08.01	<i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann startet i desember 2002 Antatt 95 % regularitet			Brønnene er boret fra borerigg. Boring på feltet er ferdig. Feltet er planlagt nedstengt høsten 2005. Det er ikke planlagt noen tiltak ut over injeksjon av produsert vann.
Grane	Hydro	Olje	14.06.00	01.09.03	<i>Boring:</i> Skal injisere borekaks <i>Produksjon:</i> Skal injisere produsert vann			Oljen skal transporteres til Stureterminalen
Gullfaks	Statoil	Olje /gass	09.10.81	22.12.86	<i>Boring:</i> Iverksatt injeksjon av	<i>Boring:</i> Nytt injeksjonsanlegg	<i>Boring:</i> Estimert 15 sidesteg med	Inkluderer GFA, GFB, GFC, Gullfaks Vest,

					kaks. Økt gjenbruk av borevæsker. Mer tynnhullsborings, horisontale brønner og grenboring <i>Produksjon:</i> Miljøvennlig H₂S-fjerning; Nitratinjeksjon, bruk av ProPure mikser på GFA og GFB Oppgradering og optimalisering av renseanlegg for olje/vann	for kaks på GFA og GFB juni-august 2003 <i>Produksjon:</i> Miljøvennlig H₂S-fjerning; Installasjon av ProPure mikser på GFC august 2003, injeksjon av brukt H₂S-fjerner i Utsira. CTour besluttet implementert dersom teknologien kvalifiseres og kost/nytte under akseptable rammer. Besluttet installert utstyr for rensing av produsert sand	tynnhullsborings i perioden 2003-2006 Oppgradering av injeksjonsanlegg på GFC <i>Produksjon:</i> Løpende vurdering av injeksjon av produsert vann for trykkstøtte. Reservoarforsuringsproblematikk. EPCON CFU på GFB Epcon FU på GFB	Gullfaks satellitter unntatt Gullfaks Sør, Tordis
Gullfaks Sør	Statoil	Olje /gass	29.03.96	10-10-98				Satellitt til Gullfaks, inkludert Rimfaks og Gullveig. Se Gullfaks
Gungne	Statoil	Gass/kondensat	29.08.95	21.04.96	<i>Boring:</i> Brønn boret fra Sleipner A			Satellitt til Sleipner Øst
Gyda	BP	Olje /gass	02.06.87	21.06.90	<i>Boring:</i> Injeksjon av slam og kaks siden 1991. Tynnhullsborings er gjennomført.		Planer om vannavstengning i en brønn.	Ny eier f.o.m. 1 sept. 2003, Talisman Energy. Selskapet vil komme med reviderte forslag til nullutslippstiltak før jul 2003.
Heidrun	Statoil	Olje /gass	14.05.91	18.10.95	<i>Boring:</i> PETEK-CETCO renseteknologi for tilbakestrømning fra brønnbeh./opp-start av brønner testet men store driftproblemer. Vurderer inj. av kaks, slop og drain.	<i>Boring:</i> Fortsette optimalisering av bruk av vannbasert borevæske Fortsette utfasing av kjemikalier Vektmateriale med lavere		Har kompliserte brønner, men har forsøkt mange tiltak for å redusere utslippene Problemer med PETEK-CETCO Har testet "det meste" i henhold til prod. vann

					Ilmenitt vurderes som erstatning for barytt <i>Produksjon:</i> PWRI pilot, fullskala besluttet Sulfatfjerningsanl. EPCON-test pågår	tungmetallinnhold vil bli vurdert <i>Produksjon:</i> Fullskala injeksjon av produsert vann og sulfatfjerningsanlegg installeres høsten 2003. EPCON for å ta vann bl.a når PWRI-anlegget er nede er installert		
Heimdal	Hydro	Gass /kon- densat	10.06.81	13.12.85	<i>Boring:</i> Ingen i 2002 <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann			Noe egenproduksjon, men mest knutepunkt for gassrørledninger
Hod	BP	Olje /gass	26.06.88	30.09.90				
Huldra	Statoil	Gass /olje	02.02.99	21.11.01				Produserer mot Veslefrikk
Jotun	Esso	Olje /gass	10.06.97	25.10.99	<i>Boring:</i> Injeksjon av borevæske og kaks. <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann (54 % i 2002), samt deler av drenasjevann Studie av PECT-F, studie av Mares tail og Hydroflokk.	Injeksjon er primærtiltak.	Ny vanninjeksjonspumpe,	Biosid hovedbidragsyter til EIF i prod. vann. Ingen planer om boring
Kristin	Statoil	Gass/ kondensat	17.12.01	-	<i>Boring:</i> Ilmenitt og tunge saltløsninger vurderes <i>Produksjon:</i> Ikke planlagt injeksjon av produsert vann	<i>Boring:</i> Boringen vil være over i 2005 Svart gjengefett Noe rødt stoff (400 kg på 12 brønner)		NB!!! Nytt felt Lav EIF HTHP-felt, dvs ikke behov for trykkstøtte Borestart i juli 2003 Felt med høyt trykk og

						<i>Produksjon:</i> Produsert vannet vil bli rensert med Cetco Crudsorb Aminanlegg for å slippe bruk av H₂S-fjerner Ellers kun kjemikaliearbeid		temperatur
Kvitebjørn	Statoil	Gass/ konden- sat	14.06.00	-	<i>Boring:</i> Installasjon av Procon slurrifiseringsenhet og injeksjon av boreavfall (all oljeholdig kaks samt rester av sementerings- og kompletteringskjemikalier) Gjenbruk av borevæske <i>Produksjon:</i> Ikke startet per dags dato.	<i>Boring:</i> Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier, små mengder spesielt gjengefett gjenstår Behandling av gass-og væskestrømmer ved brønntesting <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann, 100% injeksjon, lave luftutslipp. Injeksjon av produsert sand	Ingen nye tiltak til vurdering	Boring fra plattformen pågår. Det vil være utslipp av tungmetaller fra barytt ved boring av topphullsseksjoner. Produksjonsstart ca august 2004. Ingen utslipp av olje og miljøfarlige stoffer ifm produksjon
Lille-Frigg		Gass /olje	06.09.91	13.05.94	<i>Produksjon:</i> Produsert vann injisert i Frigg-reservoaret siden 1994.			Undervannsutbygging tilknyttet Frigg-feltet. Nedstengt 25.03.99. Fjernet 2001.
Mikkel	Statoil	Gass	14.09.01	-	<i>Boring:</i> Planlagt boret med vannbasert borevæske <i>Produksjon:</i> Skal produsere mot Åsgard B	<i>Boring:</i> Boring avsluttet <i>Produksjon:</i> Produserer mot Åsgard B		Tillatelse til boring og komplettering gitt 31.07.02
Mime		Olje	25.10.9	06.11.92				Nedstengt 09.11.93

		/gass	0					
Murchison	Kerr-McGee	Olje /gass	15.12.76	28.09.80				Alle utslipp på britisk sektor
Njord	Hydro	Olje	12.06.95	30.09.97	<i>Boring:</i> Injiserer boreslop. <i>Produksjon:</i> Ingen spesielle tiltak. Optimalisering og substitusjon av kjemikalier.		Vurderer muligheten for å injisere borekaks som per i dag sendes til land.	I følge Hydro har Njord i praksis nullutslipp. Bruker lite kjemikalier, har lite produsert vann med lavt oljeinnhold. Haleproduksjon med vanskelige brønner som produserer kun 20% av reservene.
Nordøst Frigg		Gass	12.09.80	01.12.83	<i>Produksjon:</i> Produsert vann injisert i Frigg-reservoaret siden 1983.			Undervannsutbygging tilknyttet Frigg-feltet. Nedstengt 08.05.93. Fjernet 1997.
Norne	Statoil	Olje /gass	09.03.95	06.11.97	<i>Boring:</i> Bruker ilmenitt som vektmateriale <i>Produksjon:</i> Delvis reinjeksjon av produsert vann Flyttet injeksjonspunkt for voksinh. => stanset utslipp Havbunnsseparasjon vurderes for fremtidige satellitter som skal produsere opp mot Norne	<i>Boring:</i> Har tidligere gjort mye på boresiden Beskriver ikke videre utfasingsarbeid for borekjemikalier ut over fokus på dette <i>Produksjon:</i> Injiserer drenasjevann Tilsats av nitrat for å redusere forsuring og bruk av H₂S-fjerner Vil tilstrebe delvis injeksjon av produsert vann Vurderer installasjon av C-Tour		Tillatelsen og KU forutsetter injeksjon av produsert vann Utstyr på plass for injeksjon av produsert vann, men redd for forsuring av reservoaret . Problem med PWRI pga sterk forsuringstendens og påfølgende H₂S-dannelse. Kan løses med s.k. AMIOR-tilsats (nitritt), men tilsatsmengdene vil være meget betydelige ved fremtidige (økte) vannmengder. PETEK-beslutning nov/des 02.
Odin		Gass/ Kond.	18.07.80	01.04.84				Nedstengt 01.08.94

Ormen Lange		Gass / kond.	Sendes nov 03					Planlagt borestart 2005.
Oseberg Feltsenter	Hydro	Olje /gass	05.06.84	01.12.88	<i>Boring:</i> Injeksjon av borekaks og slop. Sonekontroll på åtte brønner. Avvasking av lagringsfett på land- reduserer utslipp av tungmetaller <i>Produksjon:</i> Innmat separatore byttet Miljøoptimale jetteoperasjoner Kjemikaliesubstitusjon	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet. <i>Produksjon:</i> Deponering av alt produsert vann i Utsiraformasjonen, 85 % regularitet i injeksjonsanlegget Vil øke regulariteten til injeksjonssystemet ytterligere Fortsette med kjemikaliesubstitusjon og optimaliseringstiltak, spesielt fokus på bytte til mer miljøvennlig korrosjonsinhibitor	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet. <i>Produksjon</i> Injeksjon av produsert vann i eksisterende vanninjektorer	Omfatter plattformene A, B og D. Ifm boring vil Hydro som selskap: Mer grenboring Kun PLONOR kjemikalier i topphullseksjonene Ikke bruke syntetiske borevæsker Kjemikaliesubstitusjon, gjenfett høyt prioritert Bruk av gul BOP væske Gjenbruk av vannbaserte og oljebaserte borevæsker Vurderer boring med alternativt vektstoff i 2004. Deltar i prosjekt og vurderer teknologi som unngår utslipp til sjø av kaks og kjemikalier ved topphulls boring Vurderer mer miljøvennlig brønntesting.
Oseberg Sør	Hydro	Olje /gass	10.06.97	05.02.00	<i>Boring:</i> Injeksjon av borekaks og slopvann <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann for trykkstøtte , regularitet omkring 100 %	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Forbedre injeksjonsanlegget ytterligere	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Ingen nye tiltak utover kjemikaliesubstitusjon	Noe av det produserte vannet går til OSF (opptil 5 %)

					Kjemikaliesubstitusjon	Kjemikaliesubstitusjon		
Oseberg C	Hydro	Gass /olje	23.12.88	09.10.91	<i>Boring:</i> Injeksjon av borekaks og slop. Sonekontroll på noen brønner. Reduksjon av vedheng på kaks ved å sende kaks over shaker og sentrifuger. <i>Produksjon:</i> Innmat separatorer byttet Miljøoptimale jetteoperasjoner Kjemikaliesubstitusjon	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Ingen nye tiltak utover kjemikaliesubstitusjon	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Ingen nye tiltak utover kjemikaliesubstitusjon	Lave utslippstall bl.a fordi deler av det produserte vannet går til OSF
Oseberg Øst	Hydro	Olje /gass	11.10.96	03.05.99	<i>Boring:</i> Injeksjon av borekaks og slop <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann for trykkstøtte , regularitet omkring 100 % Kjemikaliesubstitusjon	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Forbedre injeksjonsanlegget ytterligere Kjemikaliesubstitusjon	<i>Boring:</i> Se generelle tiltak for Hydro under kommentarfeltet OSF. <i>Produksjon:</i> Ingen nye tiltak utover kjemikaliesubstitusjon	Noe av det produserte vannet går til OSF (opptil 5 %)
Ringhorne	Esso	Olje /gass	01.11.99	Feb. 2003	<i>Boring:</i> Injeksjon av borevæske, sement- og kaks, samt dreneringsvann. <i>Produksjon:</i> Reinjeksjon av vann v. 1.trinn separator.			Reinjeksjon av produsert vann. Produserer mot Balder.
Sigyn	Esso	Gass/ Kond.	31.08.01	22.12.2002				Undervannsinstallasjon som produserer mot

								Sleipner
Skirne /Byggve	Hydro	Gass	PUD 2002	2004	<i>Boring:</i> Gjenbruk av oljebasert borevæske. <i>Produksjon:</i> Injeksjons av produsert vann. Gjenvinning av MEG.		Kvalifisering av en ny lavdose hydrathemmer med mest miljøakseptable egenskaper	To separate enkeltbrønns undervannsutbygginger som er knyttet til Heimdal Gass-senter.
Sleipner Vest	Statoil	Gass/kond.	14.12.92	29.08.96	<i>Boring:</i> Implementert injeksjon av oljeholdig kaks og drensl/slop vann fra boreområdet i 1996	Utfasing av svarte og røde kjemikalier med unntak av gjengefett (svarte og røde) og amin til CO ₂ -separasjon (røde)	Marestail, PECT-F og Cetco-filter. (Injeksjon er ikke under vurdering av Statoil, men utredet for to alternativer. Mest uaktuelt og kostnadseffektivt alternativ er injeksjon av prod. vann i samme brønn som drensl/slop vann fra boreområdet injiseres, kostnadseff. 142.000 kr/EIF.)	Rensetekn. Mares tail, PECT-F og Cetco-filter. Er ikke aktuelle på SLA pga. delta EIF=0. På SLT gir hhv. Mares tail 240.000 kr/EIF, PECT-F 114.000 kr/EIF og Cetco-filter 630.000 kr/EIF. For alle renseløsningene er delta EIF 56.
Sleipner Øst	Statoil	Gass/kond.	15.12.86	24.08.93				
Snorre A	Statoil	Olje /gass	27.05.88	03.08.92	<i>Boring:</i> Tiltak for å redusere vannproduksjonen-WAG og hydrauliske sleide <i>Produksjon:</i> Oppgradering av eksisterende renseanlegg for olje/vann Testanlegg Epcon CFU installert for Vigdisvann Substitusjon av kjemikalier	<i>Boring:</i> Ytterligere tiltak knyttet til boring er ikke beskrevet <i>Produksjon:</i> Optimalisering av jetteprosedyrer for sand Substitusjon av kjemikalier	<i>Boring:</i> Vurderer injeksjon av borekaks og slop. Vil også evt inkludere brukt H ₂ S-fjerner og produsert sand. Returlinje for hydraulikkvæske mangler-vurderer utskifting av kontrollvæske <i>Produksjon:</i> Vurderer injeksjon av produsert vann Utvidelse av Epcon for Vigdisvann Injeksjon av brukt H ₂ S-fjerner Metode for håndtering av	Inkluderer Vigdis Snorre A har behov for trykkstøtte, injiserer sjøvann per i dag.

							produsert sand	
Snorre B	Statoil	Olje /gass	Juni 1998	Høst 2001	<i>Boring:</i> Injeksjon av borekaks og slop <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann som trykkstøtte. 50 % av vannet ble injisert i 2002 Injeksjon oljeholdig sand til Utsira. I tillegg er vaskeanlegg for produsert sand installert Substitusjon av kjemikalier	<i>Boring:</i> Ytterligere tiltak knyttet til boring er ikke beskrevet <i>Produksjon:</i> Øke injeksjonen av produsert vann til 90 % fra 2003 og ut feltets levetid Substitusjon av kjemikalier		
Snøhvit	Statoil	Gass/kond.	07.03.02	-				Boresøknad foreligger med planlagt borestart 01.08.04. Statoil planlegger med null miljøskadelige utslipp. Rødt stoff kun fra gjengefett. De 10 første brønnene er planlagt boret med vannbasert borevæske med utslipp til sjø av kaks med vedheng av den vannbaserte borevæskens. Planlegger med bruk av ilmenitt i stedet for barytt.
Statfjord	Statoil	Olje /gass	16.06.76	24.11.79	<i>Boring:</i> Injeksjon av oljeholdig kaks på A+B+C. Økt gjenbruk av borevæsker.	C-Tour besluttet implementert dersom teknologien kvalifiseres og kost-	Epcon-CFU er foreløpig lagt til side mens det arbeides med C-Tour.	A+B+C ?

					Endret brønnedesign <i>Produksjon:</i> Pilotinjeksjon av produsert vann gjennomført på SFC. Utvidet injeksjon til 18.000 m³/dag fra H-2003. C-Tour – vellykket test oktober 2002, langtidstest i 2003. Forprosjekt for rensing av oljeholdig sand Mer robuste hydroykloner tatt i bruk, gir forlenget god renseeffekt. Utskiftingsprogram pågår.	effektivitetsanalysene gir tilfredstillende resultat. Kjemikaliesubstitusjon	Nature technology. Ikke avklart. Under uttesting 2003. Tynnhulls boring. På Statfjord hovedfelt er det estimert 1 – 2 sidestegsboringer årlig med tynnhullsmetoden frem mot 2006. Reduksjon av korrosjonsinhibitorbruk samt utskiftning av denne type kjemikalier. Substitusjon av skumpdemper til miljøvennlig alternativ.	
Statfjord Nord	Statoil	Olje /gass	11.12.90	23.01.95				Satellitt til Statfjord, se Statfjord
Statfjord Øst	Statoil	Olje /gass	11.12.90	24.09.94				Satellitt til Statfjord, se Statfjord
Sygna	Statoil	Olje	30.04.99	01.08.00				Prosesserer på Statfjord, se Statfjord
Tambar	BP	Olje /gass	10.04.00	15.07.01	<i>Boring:</i> Injeksjon av kaks siden 2001 <i>Produksjon:</i> Reinjeksjon av produsert vann på Ula			Ubemannet brønnhodeplattform som produserer mot Ula.
Tommeliten Gamma		Olje /gass	12.06.86	03.10.88				Nedstengt 05.08.98
Tor	Conoco Phillips	Olje /gass	04.05.73	28.06.78	<i>Boring:</i> Borekaks transporteres til			Inkludert i Ekofisk

					Ekofisk eller Eldfisk for injeksjon. <i>Produksjon:</i> Små volum utslipp.Vurderer ytterligere rensetiltak/re- injeksjon.			
Tordis	Statoil	Olje /gass	14.05.91	03.06.94				Prosesserer på Gullfaks, se Gullfaks
Tordis Øst	Statoil	Olje /gass	13.10.95	12.12.98				Inkludert i Tordis
Troll Troll B og Troll C	Hydro	Gass /olje	15.12.86	19.09.95	<i>Produksjon:</i> Troll Pilot sjøbunnsseparator på Troll C separerer olje og vann på tre brønner. Drenasje fra Troll C renses i EPCON	Troll B og C: MPPE eller C-Tour/Minox besluttet implementert dersom tester viser at dette er teknisk mulig. De vil velge den mest kostnadseffektive dersom begge fungerer. Diverse tiltak for å redusere mengden dispergert olje i det produserte vannet.	Troll C: Utreder videre mulighetene for injeksjon i Fram Sognefjorden, evt injeksjon i Troll Vest Gass Provins (TVGP)	Reinjeksjon er en kvalifisert, men særlig dyr løsning for Troll B.
Tune	Hydro	Gass /olje	17.12.99	2002				Bunnramme som er tilknyttet Oseberg Feltsenter
Ula	BP	Olje /gass	30.05.80	06.10.86	<i>Boring:</i> Injeksjon av kaks siden 1994 <i>Produksjon:</i> Injeksjon av vann med 91 % effektivitet i 2001			EMAS sertifisert i 1997, resertifisert i 2001. EIF 2002 = 24 og beregnet til 10-20 i 2006.
Vale	Hydro	Olje	23.03.0	31.05.02				Prosesserer på Heimdal

		/gass	1					
Valhall	BP	Olje /gass	02.06.77	02.10.82	<i>Boring:</i> Injeksjon av kaks siden 1993 og borevæske fra 1996 Vurderer ilmenitt <i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann oppstart i 2003			EMAS sertifisert siden 2000. EIF 2002 = 44, med tiltak i 2006 beregnet til 0.
Varg	Pertra	Olje	03.05.96	22.12.98	<i>Boring:</i> Ikke boreaktivitet Vannavstenging under operasjon i 2001 <i>Produksjon:</i> Ingen spesielle tiltak ut over å optimalisere renseanlegget	<i>Boring:</i> Oppfølging av utfasingsarbeidet for kjemikalier <i>Produksjon:</i> Oppfølging av utfasingsarbeidet for kjemikalier		Planlagt nedstengt i 2005. Hvis drift ut over dette skal nullutslippsstrategien gjennomgås på ny og revideres Har fått ny operatør: Pertra (skal bore)
Veslefrikk	Statoil	Olje /gass	02.06.87	26.12.89	<i>Boring:</i> Reinjeksjon av borevæske og kaks siden 1995 <i>Produksjon:</i> Pect-F besluttet testet ut høsten 2003	Pect-F planlegges implementert i 2004 dersom resultatene av testen høsten 2003 er tilfredstillende.	Vannavstengning: Evalueringsarbeid pågår. Syklisk gasseksport: Vurderes implementert i 2003. Tynnhulls boring vil bli vurdert videre i aktuelle brønner fra år 2004.	Forbruket av H ₂ S-fjerner kan bli halvert ved at gass eksporteres annenhver uke, hvor det er behov for H ₂ S-fjerner, og reinjiseres annenhver uke hvor det ikke er behov for H ₂ S-fjerner. Gjennomføring av tiltaket er avhengig av salgssavtale
Vest Ekofisk		Gass /olje	04.05.73	31.05.77				Nedstengt 25.08.98
Vigdis	Statoil	Olje /gass	16.12.94	28.01.97				Produserer mot Snorre TLP
Visund	Statoil	Gass /olje	29.03.96	21.04.99	<i>Boring:</i> Reinjeksjon av kaks og sand	Utfasing av kjemiklaier og optimalisering av eksisterende anlegg.		

					<i>Produksjon:</i> Injeksjon av produsert vann oppstart 1.11.02.			
Yme		Olje	06.01.95	27.02.96	<i>Boring:</i> Alle brønner plugger i løpet av første halvår 2001 <i>Produksjon:</i> Injiserte produsert vann			Nedstengt 17.04.00
Øst Frigg		Gass	14.12.84	01.01.88				Nedstengt 22.12.97
Åsgard	Statoil	Gass /olje /kond.	14.06.96	19.05.99	<i>Boring:</i> Injeksjon av oljeholdig kaks utreder bruk av ilmenitt Saltlake, sjøvann og slop fra komplettering sentrifugeres og filtreres før det slippes til sjø. <i>Produksjon:</i> MPPE testet men besluttet ikke installert EPCON testes ut i 2002 for rensing av slopvann. Framokontaktor installert på Åsgard B Aminanlegg for fjerning av H ₂ S	<i>Boring:</i> Vil gå over til tungmetallholdig gjengefett Fase ut avleiringshemmere og oppløsere i fbm brønnbehandling <i>Produksjon:</i> EPCON CFU på drenasjevannet på Åsgard A og B Optimalisere vannrenseanlegget på Åsgard A og B Øke driftsregulariteten på aminanlegget til 95% på Åsgard B Fase ut rød emulsjonsbryter på Åsgard A		Har midlertidig tillatelse til utslipp av produsert vann. Injeksjon beskrevet i KU. Forholdsvis lav EIF Problemer med lekkasjer av OBF Bruker skumdemper som ikke er silikonbasert Avhengig av resultat fra test vil det bli vurdert å installere EPCON enhet for rensing av evt. prodvann og slopvann på Åsgard A/B De opprinnelige (lave) vannprognosene fra PUD er halvert pr okt. 2002.

Vedlegg 2

Kort beskrivelse av EIF-faktoren

Sammen med DREAM-modellen benyttes EIF-faktoren for å beregne risikoen for miljøskade et utslipp kan ha. Verktøyet er foreløpig bare utviklet for bruk for vurdering av miljørisiko ved utslipp av produsert vann. Det er startet arbeid for å utvikle den til også å omfatte andre områder, bl.a. boreutslipp.

Miljørisiko uttrykkes ved EIF (Environmental Impact Factor). Ut fra feltspesifikk sammensetning av utslippsvannet, lokale strømdata/fortynning, samt fysisk/kjemiske data for komponentene i utslippsvannet, beregnes konsentrasjonen av hver komponent i sjøen rundt plattformen. Denne konsentrasjonen sammenliknes så med grenseverdier i forhold til potensielle biologiske effekter. I de områdene hvor konsentrasjonen i sjøvann overskrider grenseverdien, sier vi at vi har risiko for miljøskade. Ved å addere opp risikoen for hver enkelt komponent i utslippet kommer vi fram til et volum sjøvann med forhøyet risiko. Etter så å ha vektet bidraget fra enkelte komponenter i utslippsvannet pga. høyt potensiale for bioakkumulering og lav bionedbrytbarhet kommer vi fram til en EIF-verdi. EIF tallet er dimensjonsløst og er dermed en relativ verdi.

I og med at kunnskapen om sammensetning av produsert vann, de ulike komponentenes skjebne i sjøen, samt deres eventuelle biologiske effekter stadig oppdateres er det viktig å understreke at metoden kun er et styringsverktøy, den tar ikke mål av seg til å gi et absolutt svar på om det er risiko for miljøskadelige effekter i områdene rundt plattformene. Ut fra kunnskap om utslipp og mulige konsekvenser av dem, er dette imidlertid det beste verktøy vi har tilgjengelig pr. i dag. Det er også viktig å understreke at sammenlikninger av EIF-verdier fra år til år må bygge på samme standardiserte input til modellen.

Tabell 1. Inngangsdata for EIF-beregninger

Parameter
Prognoser for produsert vann volum
Konsentrasjon av olje i vann
Konsentrasjon av naturlige komponenter
Konsentrasjon av tilsatte kjemikalier
Oversikt over aktuelle tiltak
Miljøgevinst av tiltak

Vedlegg 3

Kostnader og samlet reduksjon av risiko for miljøskade ved utslipp av produsert vann

Operatørselskapene har utviklet et redskap for beregning av risiko for miljøskade (DREAM/EIF) ved utslipp av produsert vann som de blant annet benytter for å vurdere og rangere tiltak for å redusere utslippene. Reduksjon i risiko for miljøskade ved utslipp av produsert vann kan uttrykkes som reduksjon i en relativ faktor (EIF, se Vedlegg 2). Nedenfor presenteres beregninger over kostnader ved reduksjon av miljørisikoen i utslippene. Tiltakene som er kostnadsberegnet bidrar resultatoppnåelse som omfatter mer enn reduksjon av stoffer på prioritetslisten i St.meld.nr.25 (2002-2003).

I løpet av arbeidet med SFTs rapport har Oljeindustriens landsforening (OLF) bidratt med sammenstillinger av selskapenes tall. Oljedirektoratet (OD) har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (OED) sammenstilt data for utslippsreduksjoner og kostnader fra selskapenes rapporter. Det er gjort enkelte tilleggforutsetninger utover det selskapene selv har rapportert. Sammenstillingen er sjekket ut med selskapene. Tiltakene er rangert etter kostnadseffektivitet. Kostnadseffektiviteten er beregnet som nåverdien av kostnadene over tiltaket levetid / summen av utslippsreduksjonene over tiltakets levetid.

Ut fra ODs beregninger kan en 70 % reduksjon i EIF i 2006, i forhold til forventet utvikling uten tiltak, nås til en kostnad målt i nåverdi på omlag 830 mill. kr. En kostnadseffektiv måloppnåelse innebærer at tiltak med kostnadseffektivitet opptil om lag 50.000 kr pr EIF blir satt i verk.

En 77 % reduksjon i risikoen for miljøskade i forhold til forventet utvikling i 2006 kan nås til en kostnad på omlag 1,5 mrd. kr. Det innebærer at tiltak med kostnadseffektivitet opp til cirka 95.000 kr pr EIF blir gjennomført.

En 80 % reduksjon i risikoen for miljøskade kan nås til en kostnad på om lag 2,2 mrd kr, med en kostnadseffektivitet på om lag 187 000 kr pr EIF.

En 83 % reduksjon i risikoen for miljøskade kan nås til en kostnad i underkant av 2,3 mrd. kr og med en kostnadseffektivitet om lag 190.000 kr pr EIF. ODs analyse indikerer at 83 % utslippsreduksjon er nær en grense der tiltakskostnadene ved ytterligere tiltak stiger kraftig. Eksempelvis vil en 85 % utslippsreduksjon innebære en kostnad på om lag 2,9 mrd. kr og til en kostnadseffektivitet på om lag 400.000 kr pr EIF. Det må understrekes at det er knyttet stor usikkerhet til anslagene.

Det må understrekes at kostnadseffektivitetstallene ikke gir noe direkte og eksakt svar på hvilke tiltak som bør gjennomføres. Noen grunner er:

- Utslipp av de mest miljøfarlige stoffene skal stanses når det er mulig, uavhengig av kostnader
- Det kan være fordeler og ulemper ved de ulike tiltakene som ikke fremkommer av kostnadsberegningen, f eks sikkerhetsaspektet

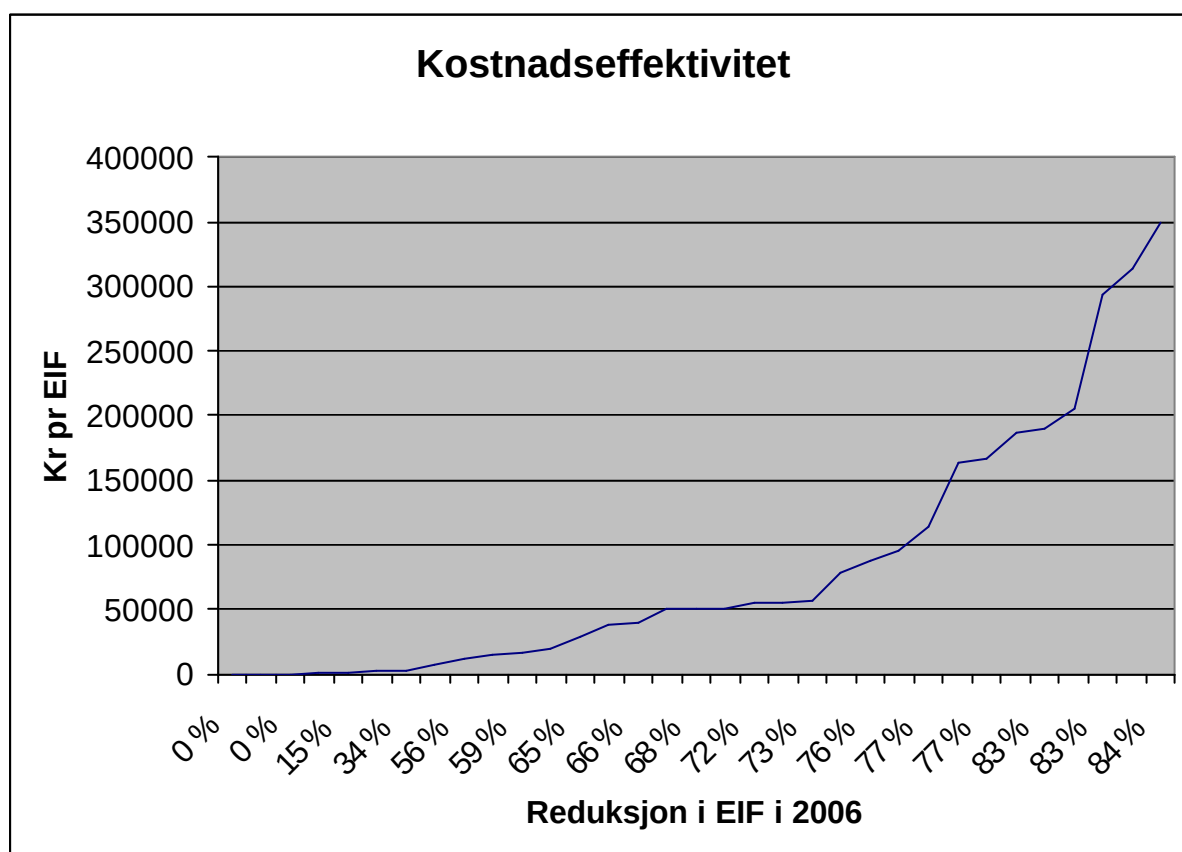
- Usikkerhet i beregningene. Det kan være god grunn til å velge et tiltak med dårligere beregnet kostnadseffektivitet, dersom alternativet har vesentlig høyere usikkerhet
- Lokale resipientforhold. Det kan være riktig å rette ekstra innsats mot områder der den lokale resipienten er svært sårbar.

Tabellen nedenfor summerer opp beregningene.

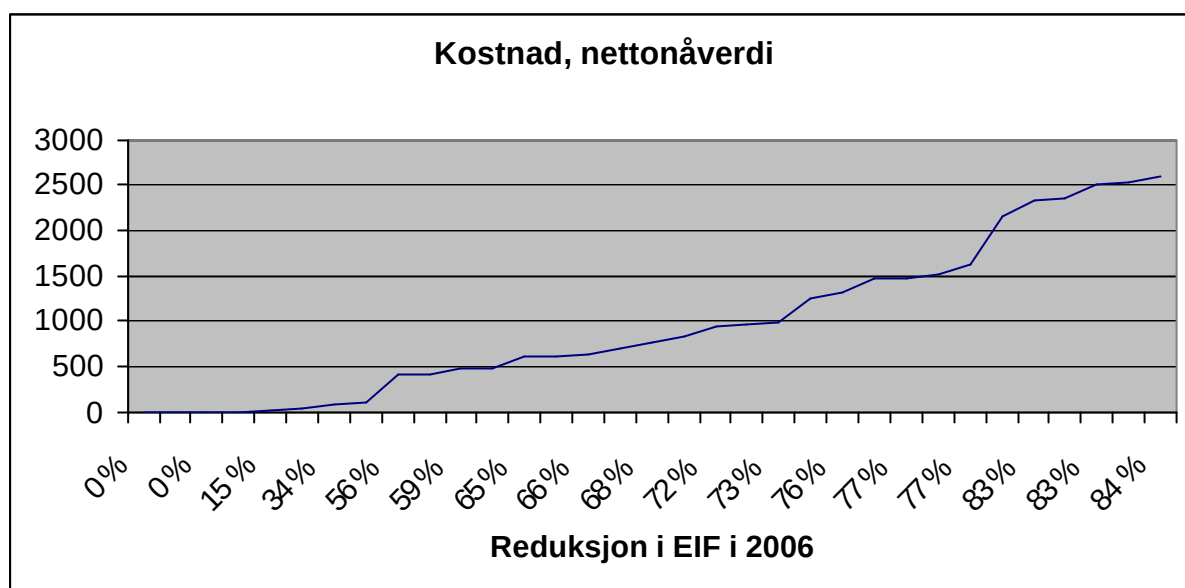
Tabell 1. Oversikt over reduksjon i EIF og kostnader for produsert vann.

Reduksjon i EIF	Kostnad over tiltakets levetid i nåverdi	Kostnadseffektivitet 2006
70 %	830 mill kr	50.000 kr/EIF
77 %	1,5 mrd kr	95.000 kr/EIF
80 %	2,2 mrd kr	187.000 kr/EIF
83 %	2,3 mrd kr	190.000 kr/EIF
85 %	2,9 mrd kr	400.000 kr/EIF

Diagrammene nedenfor gir en grafisk fremstilling av kostnader og kostnadseffektivitet.



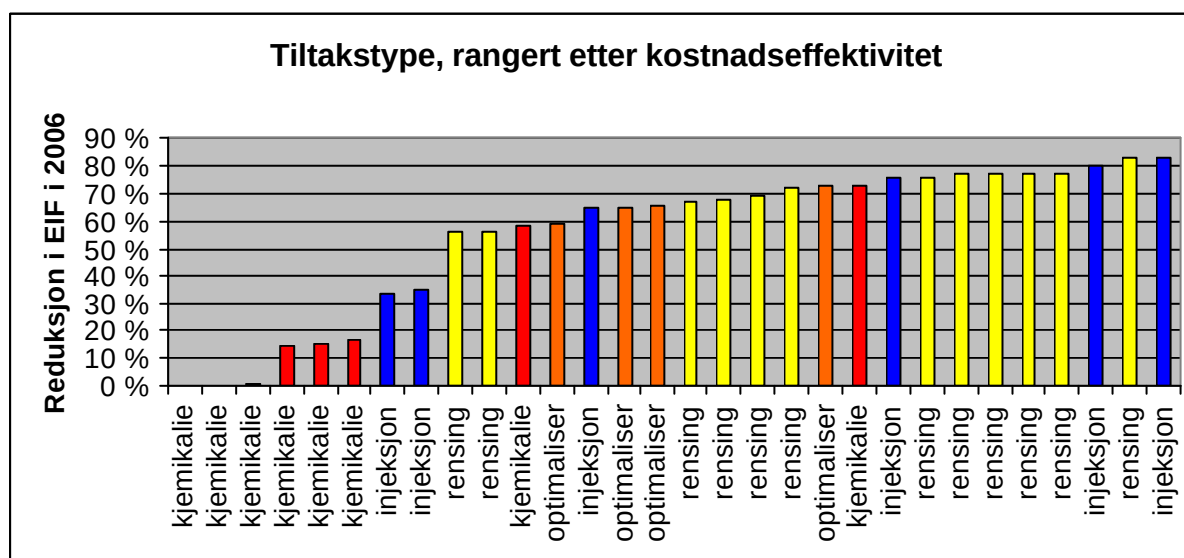
Figur 1. Kostnadseffektivitet ved reduksjon av risiko for miljøskade i produsert vann, målt som reduksjon i EIF



Figur 2. Kostnad ved reduksjon av risiko for miljøskade, netto nåverdi

Bidrag fra de ulike tiltakstypene

Tiltakene kan deles inn i 4 hovedgrupper: Reinjeksjon/injeksjon, optimalisering av prosessene, rensetiltak og substitusjon av kjemikalier. Generelt er det slik at de aktuelle tiltakene vil ha effekt på flere av de utslippstypene som inngår i EIF. Det er derfor ikke mulig å lage egne kostnadsberegninger for de enkelte utslippstypene. Ved en kostnadseffektiv reduksjon av EIF på 83 % vil tiltak som går på injeksjon/reinjeksjon bidra med om lag 36 % av reduksjonen i EIF. Rensing vil bidra med om lag 38 % av reduksjonene. Kjemikalietiltak vil utgjøre om lag 23 % og optimalisering om lag 3 %.



Figur 3. Tiltakstype rangert etter kostnadseffektivitet, tiltak på enkeltinnretninger. Søylene representerer tiltak på enkeltfelt.

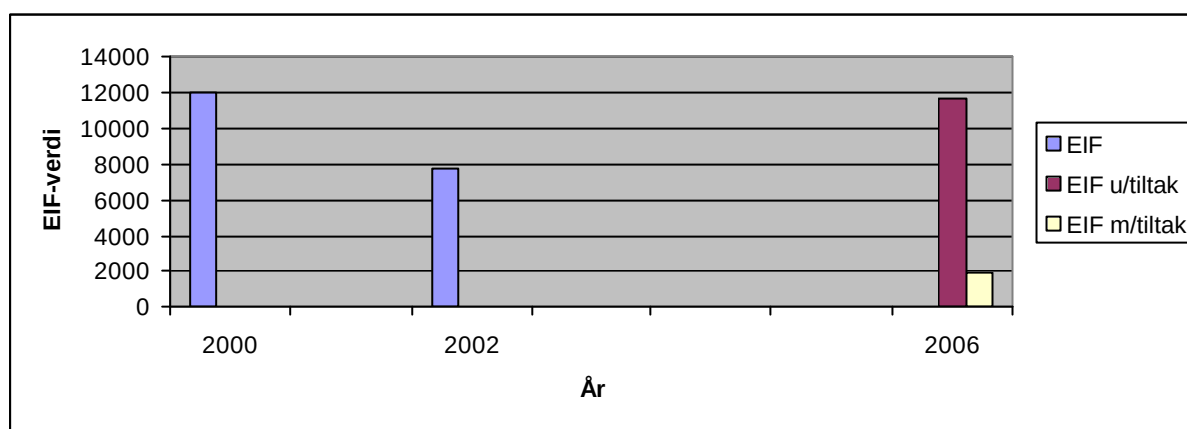
På ett par felt utmerker injeksjon seg som kostnadseffektivt. Arbeidet med reduksjon av utslipp av kjemikalier er åpenbart fornuftig. Ut over det er det svært stor variasjon fra felt til

felt når det gjelder hvilke type tiltak som bør vurderes implementert, og det er ikke mulig å gi noen generell konklusjon.

Bare rensetiltak og reinjeksjon/injeksjon vil ha betydning for OSPAR-målsetningen om 15 % reduksjon fra 2000-nivå i de totale oljeutslippene fra produsert vann. Av kostnadene på om lag 2,3 mrd kr for å nå 83 % reduksjon i EIF, er i overkant av 2,2 mrd knyttet til rensetiltak og reinjeksjon/injeksjon.

Risikoen for miljøskade

Dersom operatørenes planlagte tiltak knyttet til utslipp av produsert vann og tilhørende kostnadsestimer legges til grunn vil miljørisikoen på norsk sokkel uttrykt i EIF kunne reduseres med 80 % i forhold til om det ikke blir iverksatt ytterligere tiltak. Figur 4 viser EIF for sokkelen i 2000, 2002 og 2006 med og uten de planlagte tiltakene. Det framgår ikke av figuren at en rekke utslippsreduserende tiltak på sokkelen allerede var implementert før 2000.



Figur 4. Utviklingen i risiko for miljøskade i perioden 2000-2006, målt som EIF, med og uten nullutslippstiltak

EIF i 2006 med planlagte tiltak har en verdi på ca 2000 for sokkelen som helhet. Tiltakene som i hovedsak bidrar til reduksjonen i EIF er kjemikaliesubstitusjon/reduksjon og implementering av renseteknologier for produsert vann. I 2006 vil det fortsatt være noen få kjemikalier som bidrar til risikoen. Da renseteknologiene ikke reduserer utslippene 100 %, vil det fortsatt være noe PAH, alkylfenoler, metaller og dispergert olje som vil bidra til risikoen for miljøskade etter 2005.

OLF har også sammenstilt data for utslippsreduksjoner fra selskapenes rapporter. Sammenstillingen viser at samlet utslipp i 2006 uten tiltak vil være om lag 11700 EIF. Med tiltak som selskapene har besluttet å gjennomføre og tiltak som er til vurdering, kan det anslås at de samlede utslippene i 2006 kan reduseres til om lag 1900 EIF, det vil si en reduksjon på 80 % i forhold til forventet utvikling uten tiltak.

Tiltak som er besluttet gjennomført av selskapene innebærer en utslippsreduksjon på om lag 15 %. De resterende 65 % er tiltak som er til vurdering. Usikkerheten omkring tiltakene som er til vurdering er betydelig.