

# Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet

Desember 2008



TA-2468/2008 - ISBN 978-82-7655-555-4

# Innhold

Innhold .....	1
Sammendrag .....	2
1. Innledning .....	5
1.1 Nullutslippsarbeidet .....	5
1.2 Radioaktive stoffer i produsert vann .....	6
1.3 Oppdraget .....	6
2. Nullutslippsarbeidet så langt .....	7
3. Bakgrunnsdata for effektvurdering av utslipp .....	9
3.1 Strøm og transportforhold på norsk sokkel .....	9
3.2 Særlig Verdifulle Områder, Spesielt Miljøfølsomme Områder og foreslåtte marine verneområder .....	10
4. Utslipp av produsert vann .....	13
4.1 Utslipp av olje og andre naturlig forekommende stoffer, inkludert radioaktive stoffer .....	14
4.1.1 Utslipp fra petroleumsvirksomheten sammenliknet med nasjonale utslipp .....	17
4.1.2 Norges utslipp sammenliknet med andre lands utslipp .....	18
4.2 Miljøeffekter av produsert vann .....	18
4.2.1 Oljekomponenter .....	19
4.2.2 Tungmetaller .....	19
4.2.3 Radioaktivitet .....	20
4.2.4 Andre stoffer i produsert vann .....	21
4.3 Injeksjon/reinjeksjon av produsert vann. Tekniske muligheter .....	21
4.3.1 Reinjeksjon av produsert vann (PWRI) .....	22
4.3.2 Injeksjon av produsert vann til deponering .....	24
4.4 Kostnader knyttet til injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann .....	26
4.5 Vurderinger .....	31
5. Borekaks .....	33
5.1 Utslipp av borekaks og vannbaserte borevæsker .....	33
5.2 Miljøeffekter ved utslipp av borekaks og borevæske .....	35
5.3 Håndtering av borekaks, alternativer til utslipp .....	36
5.3.1 Injeksjon av borekaks/brukte borevæsker .....	36
5.3.2 Ilandføring og avfallsbehandling av borekaks .....	38
5.4 Økt energibehov/Utslipp til luft .....	39
5.5 Sikkerhetsaspekter .....	39
5.6 Kostnader knyttet til nullutslipp av vannbasert borevæske og borekaks .....	40
5.7 Vurderinger .....	43
6. anbefalinger .....	45

## Illustrasjonsfoto første side:

Produsert vann fra Statfjord B; første flaske ca 400 ppm olje i vann, andre flaske (etter hydrosyklon) ca 40 ppm, tredje flaske etter hydrosyklon med kondensatinjeksjon (C-Tour) ca 5 ppm (kilde: StatoilHydro).

## Sammendrag

I St. meld. nr. 26 (2006-2007) varslet Regjeringen at den i 2009 ville vurdere måloppnåelse og behovet for ytterligere tiltak for å sikre at nullutslippsmålet nås for olje- og naturlig forekommende stoffer i produsert vann fra petroleumsvirksomheten offshore. Regjeringen ville også utrede behovet for tiltak for å redusere utslippene av radioaktive stoffer (TENORM - Technically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials) fra petroleumsvirksomheten.

Miljøverndepartementet (MD) i samarbeid med Olje- og energidepartementet (OED) ga i brev av 29.januar 2008 SFT og Oljedirektoratet (OD) i oppdrag å utrede et grunnlag for å vurdere behovet for nye krav til utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Norskehavet. Statens forurensingstilsyn (SFT) har i samarbeid med Oljedirektoratet (OD) og Statens strålevern, foretatt en vurdering av kostnader og nytte for miljø og samfunn av å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet. Videre har vi vurdert kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om null utslipp av borekaks og borevæske vurderes.

Norge har gjennom OSPAR-arbeidet forpliktet seg til å forhindre radioaktiv forurensning av havet gjennom gradvise og vesentlige reduksjoner av utslipp. Målet er at naturlig forekommende radioaktive stoffer i miljøet skal være nær bakgrunnsnivået innen 2020.

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996-1997). For å følge opp Stortingets målsetning, etablerte SFT et samarbeid med oljeindustrien og OD for å konkretisere denne målsetningen, diskutere muligheter og sørge for å få iverksatt nødvendige tiltak for å møte målene. Dette samarbeidet har vært svært vellykket. Utslippene av miljøfarlige stoffer på prioritetslisten fra produsert vann og borekaks utgjør i dag under 3 % av de nasjonale utslippene av de aktuelle stoffene.

Tiltakene som er gjennomført har ført til betydelige utslippsreduksjoner. Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (kjemikalier i rød og svart kategori) er redusert med over 99 % i perioden 1997 til 2007, og nullutslippsmålet anses som oppnådd for tilsatte kjemikalier. Det er imidlertid fortsatt sterk fokus på substitusjon for å bidra til at også de resterende miljøfarlige kjemikaliene blir byttet ut. SFT har beskrevet fremdriften i nullutslippsarbeidet i rapporter til Miljøverndepartementet (MD) i 2002, 2003, 2005 og 2006.

Målet for utslipp av olje og naturlige forekommende stoffer med produsert vann er ikke nådd i samme grad som for tilsatte kjemikalier. Dette skyldes at vannproduksjonen har økt kraftig i denne perioden og at de planlagte tiltakene på flere felt av ulike årsaker ikke har blitt gjennomført eller blitt sterkt forsinket. Endelig vurdering av måloppnåelse kan derfor tidligst gjøres i 2009.

For å kunne svare på MDs oppdrag ba Strålevernet, OD og SFT operatørene på norsk sokkel om å rapportere data for fremtidige utslipp av produsert vann og boreoperasjoner og forventede kostnader ved tiltak for å injisere/reinjisere produsert vann og injeksjon eller ilandføring og behandling av vannbaserte borevæsker og borekaks boret med denne type borevæske.

De enkelte selskaperes data har blitt sammenstilt for å beregne totale utslippsmengder og kostnader ved injeksjon/reinjeksjon av produsert vann og injeksjon eller ilandføring av vannbaserte borevæsker og kaks. I tillegg er det foretatt en vurdering av teknisk gjennomførbarhet og miljøeffekter av de ulike utslippene generelt og knyttet dette opp mot sårbare områder i Nordsjøen og Norskehavet.

Kostnadene som er beregnet for injisering av produsert vann fra alle felt på norsk sokkel er beregnet til totalt ca 46 milliarder NOK. Usikkerheten til dette tallet er +/-50 %, men det viser at det uansett vil bli svært høye kostnader ved å gjennomføre injeksjon av produsert vann fra alle felt på norsk sokkel.

Kostnadene ved ilandføring av borevæsker og kaks er beregnet til ca 3,1 milliard NOK. Dette tallet er imidlertid beheftet med spesielt stor usikkerhet, primært fordi det ikke er tatt hensyn til kapasitetsbegrensninger på innretning, ved transport, mottak og videre behandling. Det er ikke gjort en fullstendig kost-nytte vurdering av ilandføring av kaks. Det har ikke vært tilgjengelige data for å beregne kostnader ved økt injeksjon av borekaks og borevæske.

Påvirkningen av utslipp av produsert vann på sårbare ressurser er så langt funnet å være små, og det er ikke funnet effekter på fisk eller andre marine ressurser. Det er imidlertid overvåkingsresultater som viser at ressursene eksponeres for ulike stoffer i produsert vann når de plasseres en periode direkte i utslippsstrømmen. Betydningen av denne eksponeringen er foreløpig ikke klarlagt. Det er områder hvor topografien og strømforholdene gjør at forurensning holdes tilbake i lengre tid, eksempler på slike områder er Haltenbanken og Sklinnabanken. Dette er viktig å ta med ved vurdering av miljøeffekter og behov for tiltak.

Per i dag er det ikke påvist direkte effekter av radioaktive stoffer som kan tilbakeføres til utslipp av produsert vann på norsk sokkel. Vi vet ikke nok om langtidseffektene av disse radioaktive stoffene i det marine miljø. Det må derfor forskes mer for å fastslå om radioaktivitet i produserte vann kan gi effekter i biota. Konsentrasjonen av radioaktive stoffer i produsert vann varierer mye fra felt til felt og dette, sammen med store forskjeller i vannmengder som slippes ut, gjør at også mengden radioaktivitet som slippes ut fra de ulike feltene varierer mye. Troll B og C er blant feltene med høyest konsentrasjon og dette sammen med store vannmengder gjør at utslippene blir store fra dette feltet. De totale utslippene av radioaktive stoffer fra Troll B og C utgjør om lag 40 % av utslippene på norsk sokkel.

Kaks boret ut med vannbasert borevæsker kan spres over store områder avhengig av vanddyb og strømhastighet. Det er imidlertid kun innenfor ca 250 meter at utslippene fra riggene sedimenterer med lagtykkelse over 1 cm.

Utslipp av kaks med vedheng av vannbaserte borevesker gir ikke tilsvarende miljøeffekter på bunnsedimentene som de tidligere brukte oljebaserte. Utslippene gir en fysisk nedslamming av havbunnen, men erfaringer fra overvåkingsundersøkelser i etterkant av boringer viser at nedslammede områder raskt rekoloniseres etter avsluttet boring.

Det er antatt at koraller og svamper er følsomme for fysisk nedslamming og at det derfor er viktig å unngå utslipp av kaks i områder med verdifulle svampsamfunn og/eller korallrev. I tillegg kan partikler fra borevæsker og kaks føre til endringer i kornstørrelse i sedimentene på bunnen og dermed påvirke et områdes egenskaper som gyteområde for fisk som legger egg på bunnen (sild). I Norskehavet er det områder med mye koraller og Mørebanken er et viktig gyteområde for sild,

Injeksjon og ilandføring/behandling av vannbasert boreavfall gir økte utslipp til luft sammenlignet med dagens utslippspraksis. Utslippsmengdene vil variere med mengden kaks som skal ilandføres og avstanden til land. Det er også av betydning om det må benyttes ekstra fartøy til denne transporten eller om den kan kombineres med de ordinære forsyningsturene fra basene og ut til innretningene. Transport på land av ilandførte masser vil også medføre betydelige utslipp til luft på grunn av store avstander mellom havner og deponi. Tilsvarende vil virksomheten på deponiene medføre økt kraftbehov og følgelig økt utslipp til luft.

Rapporterte data fra selskapene viser at 81 696 tonn borevæske og kaks ble sendt til land i 2007, mens utslipp til sjø i samme år var 285 686 tonn. Dersom dette er et representativt bilde for mengder og forhold mellom ilandføring og utslipp, kan et krav om fysisk nullutslipp medføre en økning på 250 % i behovet for håndtering av kaks på land. Dette vil medføre store utfordringer for opprettelse av ny deponikapasitet på land.

På bakgrunn av data rapportert fra selskapene og vurderinger av mulige miljøeffekter av utslippene av produsert vann, vannbaserte borevæsker og kaks har vi kommet frem til følgende anbefalinger:

- at radioaktivitet (TENORM – Technically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials) inkluderes i nullutslippsmålet
- at det ikke bør innføres generelle krav til null utslipp av produsert vann og borekaks og borevæske på norsk sokkel
- at det for nye og gamle felt bør gjøres transparente samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvurderinger som også omfatter helhetlige miljøvurderinger av tiltak for å hindre utslipp offshore av produsert vann og/eller borekaks og borevæsker
- at det i spesielle områder med forekomster av sårbar bunnfauna eller hvor fisk gyter på bunnen bør benyttes teknologi for å håndtere kaks og borevæske på en måte som fører til mindre nedslamming enn utslipp direkte fra riggen
- at det på Troll B og C, som representerer omkring 40 % av utslippene av radioaktivitet offshore, bør gjøres nye vurderinger av injeksjon av produsert vann

# 1. Innledning

## 1.1 Nullutslippsarbeidet

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målet er senere presisert og spesifisert i en rekke Stortingsmeldinger, senest i St.meld.nr.26 (2006-2007) om Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand. Nullutslippsmålet ble etablert på et tidspunkt da utslippene av olje og kjemiske stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten økte sterkt. Hensikten var å bidra til at utslipp til sjø av olje og miljøfarlige stoffer ikke skulle kunne medføre helse- eller miljøskadelige effekter (føre var).

De viktigste prinsippene som ble etablert i Stortingsmeldingene er at målet gjelder umiddelbart for alle nye, selvstendige feltutbygginger, og at eksisterende felt skulle ha en trinnvis implementering av tiltak for å nå målet innen utgangen av 2005. Målet gjelder for både tilsatte og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer og for alle aktiviteter i petroleumsvirksomheten. I Stortingsmelding.nr.38 (2003-2004) om petroleumsvirksomheten ble det for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten etablert strengere mål for petroleumsvirksomhet enn for sokkelen for øvrig.

Nullutslippsmål for petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø slik de er spesifisert i Stortingsmelding nr. 26 (2006-2007):

### *Miljøfarlige stoffer:*

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut) og SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon).

### *Andre kjemiske stoffer:*

Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade av:

- Olje (komponenter som ikke er miljøfarlige)
- Stoffer innen SFTs gule og grønne kategori
- Borekaks
- Andre stoffer som kan føre til miljøskade.

### *Særskilte forutsetninger for petroleumsvirksomhet i Barentshavet*

*For utslipp til sjø under normal drift gjelder:*

- Ingen utslipp av borekaks og borevæske. Borekaks fra topphull kan normalt slippes ut, under forutsetning av at utslippet ikke inneholder stoffer med uakseptable miljøegenskaper og bare i områder hvor potensialet for skade på sårbare miljøkomponenter vurderes som lavt
- Ingen utslipp av produsert vann. Maksimalt fem prosent av det produserte vannet kan ved driftsavvik slippes ut etter rensing.
- Ingen utslipp til sjø fra brønntesting.

Umiddelbart etter at St.meld.nr.58 (1996-1997) kom, etablerte SFT et samarbeid med oljeindustrien og Oljedirektoratet (OD) for å konkretisere målsetningen, diskutere muligheter og sørge for å få iverksatt nødvendige tiltak for å møte målene. Senere ble også fiskerimyndighetene invitert med i arbeidet. Dette samarbeidet har vært svært vellykket. Mange tiltak og betydelige utslippsreduksjoner er oppnådd uten spesifikke pålegg fra myndighetene. SFT har beskrevet fremdriften i nullutslippsarbeidet i rapporter til Miljøverndepartementet (MD) i 2002, 2003, 2005 og 2006.

## **1.2 Radioaktive stoffer i produsert vann**

Gjennom OSPAR arbeidet har Norge forpliktet seg til å forhindre radioaktiv forurensning av havet gjennom gradvise og vesentlige reduksjoner av utslipp. Målet er at naturlig forekommende radioaktive stoffer i miljøet skal være nær bakgrunnsnivået. Som part i OSPAR skal Norge innen 2020 sørge for at utslipp av radioaktive stoffer blir redusert til nivåer der bidraget til konsentrasjoner i miljøet utover historiske nivåer som følge av slike utslipp er nær null.

Det er begrenset kunnskap om fremtidige utslippsmengder og hvilke effekter radioaktive utslipp fra petroleumsvirksomheten har. Det eksisterer per i dag ingen renseteknologier som kan fjerne radioaktive stoffer fra produsert vann. Eneste mulige tiltak for å forhindre disse utslippene med produsert vann er derfor injeksjon.

## **1.3 Oppdraget**

Regjeringen bestemte, jf. St. meld. nr. 26 (2006-2007), at den i 2009 ville vurdere måloppnåelse og behovet for ytterligere tiltak for å sikre at nullutslippsmålet nås for olje- og naturlig forekommende stoffer i produsert vann fra petroleumsvirksomheten offshore. Regjeringen ville også utrede behovet for tiltak for å redusere utslippene av radioaktive stoffer (TENORM - Technically Enhanced Naturally Occuring Radioactive Materials) fra petroleumsvirksomheten.

Som et grunnlag for å vurdere behovet for nye krav til utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen og Norskehavet fikk SFT, i samarbeid med OD, i oppdrag å foreta en grundig vurdering av:

1. Kostnader og nytte for miljø og samfunn av å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, og
2. Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å inkludere radioaktive stoffer (TENORM) i nullutslippsmålet, samt
3. Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om at det ikke skal være utslipp av borekaks og borevæske.

Vurderingen av behovet for nye krav skal spesielt ta hensyn til forhold som har betydning for kystnære og særskilt verdifulle områder.

For å få et faglig grunnlag for dette arbeidet ba myndighetene om at operatørene i en rapport skulle vurdere teknisk gjennomførbarhet og beregne kostnader og miljørisiko knyttet til injeksjon av produsert vann og håndtering av borekaks. En fullstendig vurdering for de enkelte feltene er krevende og har ikke vært mulig innenfor tidsfristen for studien. Det er blant annet ikke gjennomført fullstendige beregninger av EIF (Environment Impact Factor)<sup>1</sup> for feltene.

Den foreliggende rapporten er utarbeidet av SFT, OD og Statens Strålevern og oppsummerer resultater og vurderinger fra arbeidet. Oljeindustriens landsforening (OLF), Petroleumstilsynet og Havforskningsinstituttet har vært konsultert i arbeidet.

## 2. Nullutslippsarbeidet så langt

Nullutslippsmålet skulle vært nådd innen utgangen av 2005. De fleste av feltene på sokkelen har implementert tiltak for å redusere utslippene og nå nullutslippsmålet.

I forhold til tiltaksplanene som ble presentert for myndighetene i 2003 har det skjedd mange og til dels store endringer for noen felter. Enkelte felt har endret planene underveis på grunn av feltspesifikke og reservoarmessige forhold. For eksempel er planer for eller drift av system for injeksjon av produsert vann blitt stanset på flere felt, herunder Snorre B og Statfjord C, på grunn av problemer med forsuring av reservoaret. Noen av de planlagte tiltakene har krevd lengre tid å gjennomføre enn forventet og planlagt for. Dette skyldes blant annet at dette har vært ny teknologi med behov for videreutvikling og krevende tilpasninger til det enkelte felt. Et generelt trekk er også at de fleste tiltak har blitt mye dyrere enn forventet. Et godt eksempel på dette er implementeringen av C-Tour på Ekofisk som først var i drift i 2008, flere år etter planen og 900 millioner dyrere enn først beregnet. Noen få felt har av ulike årsaker ikke implementert planlagte tiltak for å redusere utslipp av naturlige forekommende stoffer med produsert vann. Eksempler her er Draugen, Gullfaks A og Gullfaks B. SFT har vært orientert om dette underveis og har uttrykt at dette er beklagelig. Nærmere oppfølging av og eventuelt pålegg for det enkelte felt blir vurdert. For Draugen er det imidlertid nå vedtatt injeksjon av produserte vann med planlagt oppstart i 2012.

Forsinkelser og endringer i planer innebærer at en endelig vurdering av måloppnåelsen for nullutslippsarbeidet først kan gjennomføres i 2009. Vedlegg 1 viser feltspesifikk status per 10. desember 2008 for implementering av nullutslippstiltak.

Tiltakene som er gjennomført har ført til betydelige utslippsreduksjoner. Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (kjemikalier i rød og svart kategori) er redusert med over 99 % i perioden 1997 til 2007 (fra 4160 tonn i 1997 til 24 tonn i 2007). De tilsatte miljøfarlige kjemikaliene som gjenstår er i hovedsak stoffer som inngår i enkelte korrosjonsinhibitorer, avleiringshemmere, emulsjonsbrytere, skumdempere, sementkjemikalier og gjengefett. For disse er det enda ikke funnet alternativer som oppfyller krav til teknisk ytelse og/eller sikkerhet. Basert på de store utslippsreduksjonene som er oppnådd for tilsatte kjemikalier anses nullutslippsmålet som nådd for disse stoffene. Det er imidlertid fortsatt sterk fokus på substitusjon for å bidra til at også de resterende miljøfarlige kjemikaliene blir byttet ut. Bare tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn gir tillatelse til utslipp av miljøfarlige tilsatte stoffer (rød eller svart kategori).

---

<sup>1</sup> Environment Impact Factor (EIF) er et mål på miljørisiko basert på utslippskomponentenes økotoksikologiske egenskaper samt spredning og fortykning i et vannvolum.



Produsert vann inneholder oljekomponenter og andre stoffer som finnes naturlig i reservoaret (tungmetaller, organiske syrer, radioaktive stoffer) i tillegg til rester av kjemikalier tilsatt i prosessen. Målet for naturlige forekommende stoffer i produsert vann er ikke nådd i samme grad som for tilsatte kjemikalier. Endringen i planlagte tiltak sammen med de til dels store forsinkelser i implementeringen har gjort at effekten av tiltakene på sokkelen som helhet ikke var stor nok til å gi forventede utslippsreduksjoner av olje og miljøfarlige naturlig forekommende stoffer innen utgangen av 2005. Dette skyldes primært at mengden produsert vann økte betydelig i samme periode.

Som en følge av økningen i vannmengden økte også utslippene av dispergert olje via produsert vann fra med 43 % fra 1997 til 2005. Fra 2005 til 2006 ble utslippene redusert med 15 %, mens det i 2007 var en økning igjen til om lag samme nivå som i 2005. Gjennomsnittlig konsentrasjon av olje i produsert vann på sokkelen er imidlertid redusert betydelig i perioden, fra 22,7 mg/l i 1997 til 16,9 mg/l i 2006. Utslippene av PAH har økt med ca 11 % fra 2002 til 2007 mens det for tungmetaller og oktyl- og nonylfenoler har vært en nedgang på 20 – 30 %. En sammenligning av utslippene fra petroleumsvirkningene av miljøgifter på prioritetslisten med de totale norske utslippene viser imidlertid at disse utslippene har utgjort mindre enn 3 % de senere årene.

Kostnadene forbundet med nullutslippsarbeidet så langt er vanskelig å fastslå nøyaktig. Dette skyldes at det er gjort mye arbeid som ikke direkte kan kostnadssettes og at det er gjennomført tiltak som ville vært gjennomført uavhengig av nullutslippsmålet.

Det er forventet økning i utslipp av produsert vann i noen år fremover på grunn av at feltene er eldre og derfor produserer mer vann. Det er fortsatt usikkerhet om mulige langtidsvirkninger av utslippene av olje og naturlig forekommende stoffer, og myndighetene har derfor fortsatt høy fokus på disse utslippene. Det er noen få felt på sokkelen, bl.a. Gullfaks, Statfjord og Troll B og C som hovedsakelig bidrar til de store utslippene med produsert vann. Som grunnlag for å vurdere ytterligere tiltak (krav om injeksjon) på disse feltene og eventuelt for øvrige eksisterende og framtidige er det så langt konkludert med at det må gjennomføres helhetlige kost-nytte vurderinger som inkluderer teknisk gjennomførbarhet, utslipp til luft, sikkerhet og teknologi, jf. SFTs forrige statusrapport til MD, datert 21.11.2006. Her anbefalte SFT at følgende nye generelle mål kunne vurderes:

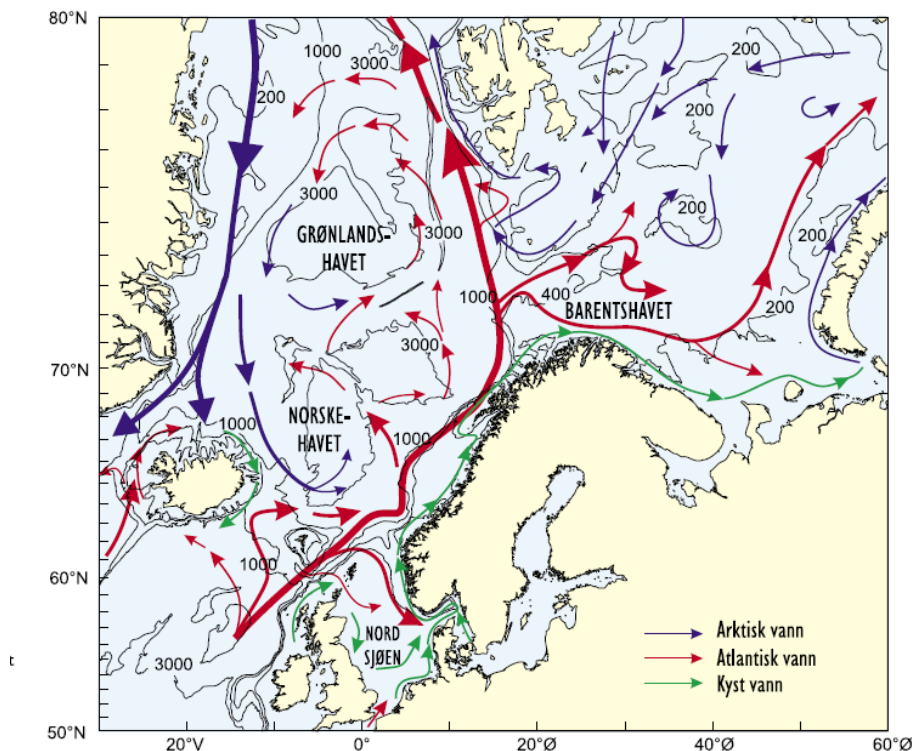
- Alle nye, selvstendige felt skal som hovedregel ikke ha utslipp av produsert vann til sjø under normal drift
- Nye, mindre felt som knyttes opp mot eksisterende felt, skal som utgangspunkt ikke ha utslipp av produsert vann til sjø under normal drift, dersom det ikke er tungtveiende miljømessige, tekniske, sikkerhetsmessige eller økonomiske grunner til ikke å implementere slike tiltak
- Eksisterende felt med store utslipp skal vurdere ytterligere tiltak, dersom effektene av implementerte og optimaliserte rensiltak ikke er tilstrekkelig for å nå nullutslippsmålsetningen. Tiltak skal settes i verk dersom det ikke er tungtveiende miljømessige, tekniske, sikkerhetsmessige eller økonomiske grunner til ikke å gjøre dette.

### 3. Bakgrunnsdata for effektvurdering av utslipp

Som en bakgrunn for vurderingene og anbefalingene som er gjort senere i rapporten har vi i dette kapitlet gitt en generell beskrivelse av strøm- og transportforhold i Nordsjøen og Norskehavet og en kort omtale av spesielt sårbare og /eller verdifulle områder på norsk sokkel.

#### 3.1 Strøm og transportforhold på norsk sokkel

Langs norskekysten er det to vannmasser som dominerer, Atlanterhavsvann og Kystvann, se figur 3.1.



Figur 3. 1. Hovedtrekkene i strømforholdene utenfor norskekysten (kilde: Havforskningsinstituttet)

Atlanterhavsvannet, som strømmer inn i Norskehavet gjennom Færøy-Shetland-renna og fortsetter som Den norske Atlanterhavsstrøm, er salt og varmt. En gren av Atlanterhavsvannet følger norskekysten fra Stadt og nordover, mens en mindre del går inn i Nordsjøen langs vestkanten av Norskerenna. Kystvannet, som har lavere saltholdighet, har hovedsakelig sitt opphav i overskudd av ferskvann som tilføres Skagerrak fra Østersjøen og sørlige Nordsjøen. Langs norskekysten er den årlige ferskvannstilførslen fra land omkring  $400 \text{ km}^3$  per år. Kystvannet blander seg med det dypere liggende salte Atlanterhavsvannet, slik at saltholdigheten øker nordover langs kysten. Blandingen fører også til at forskjellen i temperatur og saltholdighet mellom overflaten og de dypere lagene blir mindre jo lenger nordover langs kysten vi kommer.

I tillegg til at Nordsjøen mottar Atlanterhavsvann fra Norskehavet i nord er det også tilførsel av Atlanterhavsvann gjennom Den engelske kanal i sør.

Vanmassene i Nordsjøen sirkulerer mot klokken og det aller meste passerer Skagerrak før det transporteres nordover langs norskekysten med Den norske kyststrøm.

Strømmene i Nordsjøen er for en stor del styrt av vind og tidevann, men også dypet er av stor betydning for strømhastighetene. Strømhastighetene går ned i områder med økende dyp, og dette har betydning for sedimentasjon av partikler som transporteres med strømmene. Et eksempel på dette finner vi i Skagerrak hvor det i de dype delene av Norskerenna er registrert sedimentasjon av partikler fra utslipp av finpartikulært materiale fra oljeinstallasjonene i Nordsjøen.

I området nord for Stadt er sokkelen vid og med komplisert topografi som influerer på strømforholdene. Langs kyststrekningen i dette området er vannmassenes midlere bevegelse mot nord og nordøst. Om vinteren vil Kyststrømmen følge meget nær kysten, og gå på innsiden av bankene. Helt inne ved kysten er strømmen relativt sterk (gjennomsnittshastighet på 25 cm/s) og retningsstabiliteten er høy. Lenger ute på plataet er strømmen svakere og mindre retningsstabil. Langs Eggakanten er det igjen sterkere og mer retningsstabil strøm. Vest av Grip deler Kyststrømmen seg i to grener. Den ene går på innsiden av bankene, mens den andre følger Eggakanten og blandes etter hvert med det utenforliggende Atlanterhavsvannet. Denne oppsplittingen av Kystvannet er først og fremst en effekt av bunntopografien.

En annen markert effekt av bunntopografien er dannelsen av storstilte stabile virvelsystemer over enkelte av bankområdene. Dette er bl.a. tilfelle over Haltenbanken. Dette fører til at oppholdstiden for forurensninger som transporteres med vannmassene forlenges, og det fører også til at konsentrasjonen av fiskelarver og yngel kan være høy i disse områdene.

### **3.2 Særlig Verdifulle Områder, Spesielt Miljøfølsomme Områder og foreslåtte marine verneområder**

Det gjennomføres for tiden en revurdering av kriterier for vurderinger av miljøverdi og sårbarhet til bruk i arbeid med oppfølging av forvaltningsplaner og miljørisikoanalyser.

Særlig Verdifulle Områder (SVO`er) er det begrepet som brukes i forvaltningsplanarbeidet, og dette er avledet av konseptet for Spesielt Miljøfølsomme Områder (SMO`er). I arbeidet med SMOene ble det i sin tid utviklet kriterier for akutt oljeforurensning på ressursene strand, fisk, sjøfugl og pattedyr. Dagens konsept dreier seg om å utarbeide kriterier for avgrensning og klassifisering innen de fire hovedgruppene naturtyper/benthos, fisk/egg/larver/plankton, sjøfugl og marine pattedyr.

Et SVO er definert som "et geografisk område som inneholder en eller flere særlige betydelige forekomster av naturressurser, verdisatt etter andel av internasjonal, nasjonal og regional bestand, bestandsstatus og rødlistestatus". Kriteriene for å velge ut marine verneområder er i store trekk de samme som anvendes for SVO og SMO.

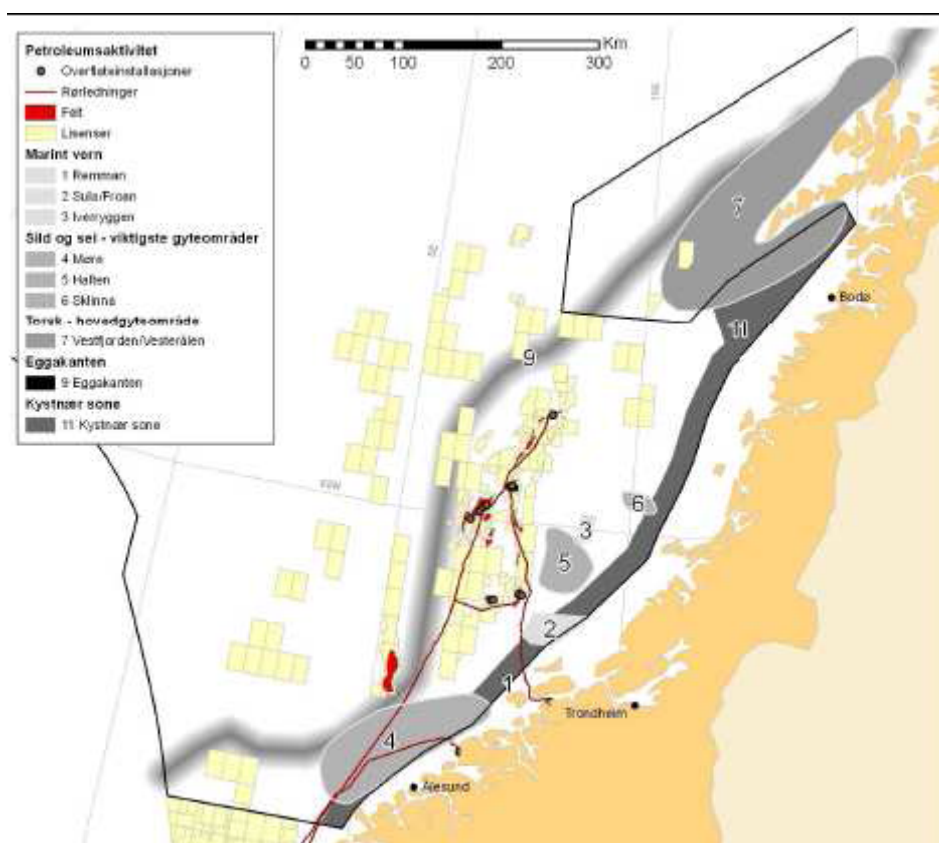
Nedenfor gis en kort beskrivelse av utvalgte SVOer, SMOer og foreslåtte verneområder fra grensen mellom Barentshavet og Norskehavet og sydover til norsk territorialgrense i Nordsjøen. Hovedvekten er lagt på havområdene og noen områder på ytre kyst. Beskrivelsene for Norskehavet er hentet fra arealrapporten laget som faktagrunnlag for arbeidet med

forvaltningsplanen<sup>2</sup>. For Nordsjøen vises det til vedtatte og foreslåtte marine verneområder jf, Direktoratet for naturforvaltnings marine verneplan.

I beskrivelsen av de aktuelle områdene er det lagt vekt på sårbarhet for regulære utslipp fra petroleumsvirksomhet. Det vil si mulig påvirkning fra nåværende og framtidige utslipp av produsert vann og borekaks.

## Norskehavet

Kartet i figur 3.2 viser SVOer som er identifisert i arbeidet med den kommende forvaltningsplanen for Norskehavet.



Figur 3.2: Hovedinndeling av SVO opp mot plassering av felt og lisenser (Kilde: Arealrapport med miljø- og ressursbeskrivelse, Ottersen og Auran 2007)

Eggakanten (9) er et frontområde med sterke strømmer, stor primærproduksjon og høy biodiversitet. Videre er det et viktig gyteområde med larvedrift og beiting for fiskebestander som igjen trekker til seg sjøfugl og sjøpattedyr. Lang Eggakanten er det registrert flere korallrev som er vurderes som bla a sårbart for oljeforurensning.

- Petroleumsvirksomheten i dag og i framtidsbildet foregår langs deler av Eggakanten, med muligheter for påvirkning spesielt fra operasjonelle utslipp av borekaks.

Vesterålen, Røstbanken og Vestfjorden (7) er områder med meget høy biodiversitet. Viktige gyte, oppvekst og overvintringsområder for flere viktige kommersielle fiskearter, samt sjøfugl

<sup>2</sup> Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse, Ottersen og Auran 2007

og sjøpattedyr. Mest kjent er området som gyteområde for Norsk arktisk torsk, nå mer nord for Vesterålen enn i Vestfjorden. Det er antydning blant forskere at gyteområdene for torsk vil forskyves ytterligere nordover som følge av klimaendringen. Hele området er også viktig gyteområde for hyse og på Røstbanken har silda et viktig gyteområde. Sørvest for Røst i skråningen nord for Trænadypet ligger det største kjente revet av dypvannskorallen *Lophelia pertusa*.

- Områdene er imidlertid lokalisert i betydelig avstand fra dagens petroleumsvirksomhet og det er derfor ikke forventet effekter av operasjonelle utslipp.

Sklinna (6), Halten(5) og Mørebankene(4) er de sentrale bankene sør i Norskehavet som først og fremst er verdifulle i kraft av at de er gyte- og oppvekstområde for Norsk Vårgytende Sild (NVG). Kjerneområdet for stabil gyting er bankene utenfor Møre, men på både Halten og Sklinnabanken er det gyting og tidvis høye konsentrasjoner av larver og yngel. I den oppdaterte regionale konsekvensutredningen for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen (RKU) er kysten utenfor Nordmøre satt opp som nasjonalt SMO for sild (NVG) i gyteperioden.

- Dagens petroleumsvirksomhet er lokalisert lenger vest enn Sklinnabanken, men rett utenfor Haltenbanken. På Mørebankene er det pr. i dag begrenset boreaktivitet. Konsekvenser fra dagens petroleumsvirksomhet i forbindelse med drift vurderes som ”ubetydelig” på alle tre bankområdene med hensyn på effekter på fisk, jf utredning av konsekvenser av petroleum og energi, Norskehavet.

Iverryggen(3) er et sokkelområde i nordøstskråningen på Haltenbanken. Dette er et foreslått verneområde med viktige forekomster av korallrev (*Lophelia pertusa*) og det er beskyttet mot bunntråling. Sularevet (2) er også et viktig *Lophelia* korallrev som ligger på sokkelen sørvest for Iverryggen og revet er en del av det foreslåtte vernede transektet fra Froan og ut forbi Eggakanten.

Korallrevene langs midtnorsk sokkel er komplekse med mange fastsittende og frittlevende arter tilknyttet revet. Det er stor variasjon i habitater med tilhørende høyt artsmangfold. Områdene kan derfor være sårbare for effekter av partikkelutslipp fra petroleumsvirksomheten samt fiskeriaktivitet. Områdene ligger imidlertid et stykke unna dagens petroleumaktivitet og det forventes heller ikke noe aktivitet i den nærmeste framtid.

- Av de kystnære SVOene og foreslåtte marine verneområdene er det ingen som forventes berørt av operasjonelle utslipp fra petroleumsvirksomheten, basert på det fremtidsbilde som beskrives i *Statusbeskrivelse for petroleumsvirksomhet i Norskehavet*.

## **Nordsjøen**

Grensen mellom Nordsjøen og Norskehavet er satt til 62. breddegrad som går igjennom Tampenområdet og inn til kysten rett syd for Stadlandet. Flere foreslåtte verneområder og SMOer ligger langs den sør og vestnorske kysten av Nordsjøen, men vi vil kun trekke fram tre områder i denne sammenheng. Når det gjelder dypvannskoraller i Nordsjøen er de lokalisert inne ved kysten og i fjordene.

Korsfjorden er et foreslått marint verneområde som ligger relativt eksponert til på kysten av Hordaland. I området er det stor spennvidde av marine naturtyper som er godt undersøkt.

Jærstrendene er et foreslått marint verneområde i Rogaland med morene- og løsmasse avsetninger fra istiden som strekker seg ned til 30 – 40 meters dyp.

Listalandet i Vest Agder, med mange forskjellige strandtyper innen et stort landskapsvernområde, er et nasjonalt SMO for sjøfugl i høst og vinterhalvåret (SMO 14). Det ligger også Ramsarområder innenfor begge delområdene,

- Det er imidlertid ikke sannsynlig at disse tre områdene berøres av operasjonelle utslipp fra petroleumsvirksomheten som per i dag ligger langt utenfor kysten.

Fiskebankene Tampen og Vikingbanken ligger nord i Nordsjøbassenget. Førstnevnte delvis over i Norskehavet. Vikingbanken ligger omtrent midt i den norske Nordsjødelen. Områdene, spesielt Tampen, er sterkt utbygd med petroleumsvirksomhet. Begge bankene er viktige gyteområder for hyse, torsk, sei og øyepål som alle er bestander i dårlig forfatning.

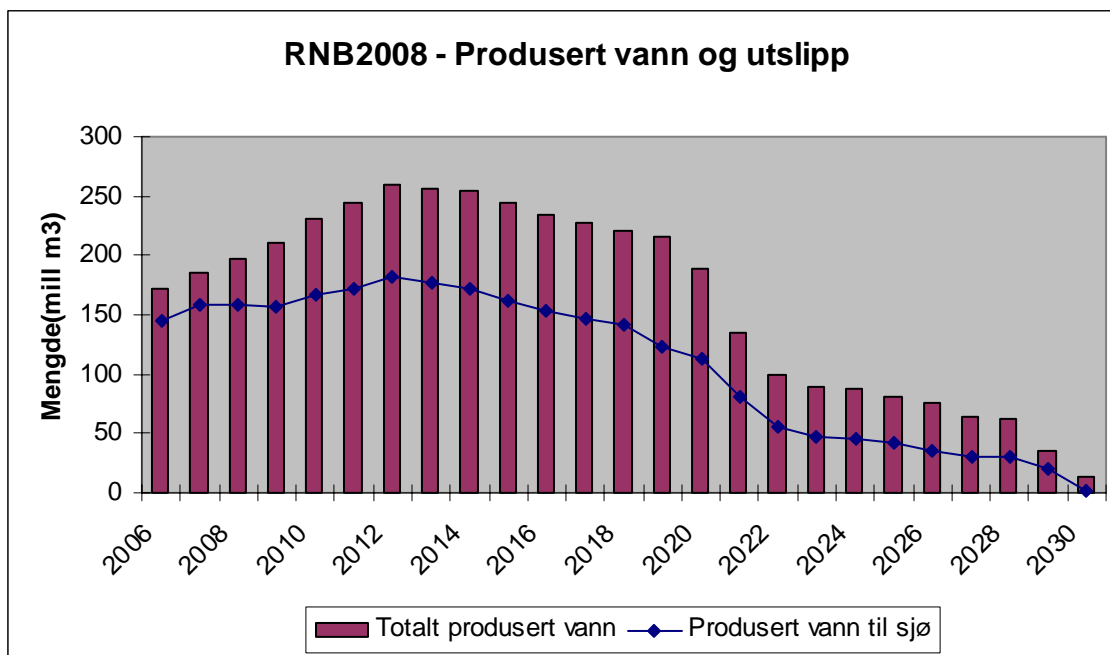
Fladengrunnen ligger midt i Nordsjøbassenget mens Fiskebankene (store og lille) samt Egersundbanken ligger i sørøstre del av Nordsjøen mot ytre Skagerrak. Disse bankområdene sammen med spesielt Doggerbank lenger sør, er viktige gyteområder for makrell og tobis.

I dag er deler av disse bankområdene kraftig utbygd, delvis med oljefelter som produserer mye vann. Egersundbanken brukes nå som referanseområde mht tilstandsovervåking av fisk da det ikke er aktivitet så kystnært per i dag.

- Disse fiskebankene nord og sør i Nordsjøen ligger innenfor potensielle influensområder fra petroleumsvirksomheten.

## 4. Utslipp av produsert vann

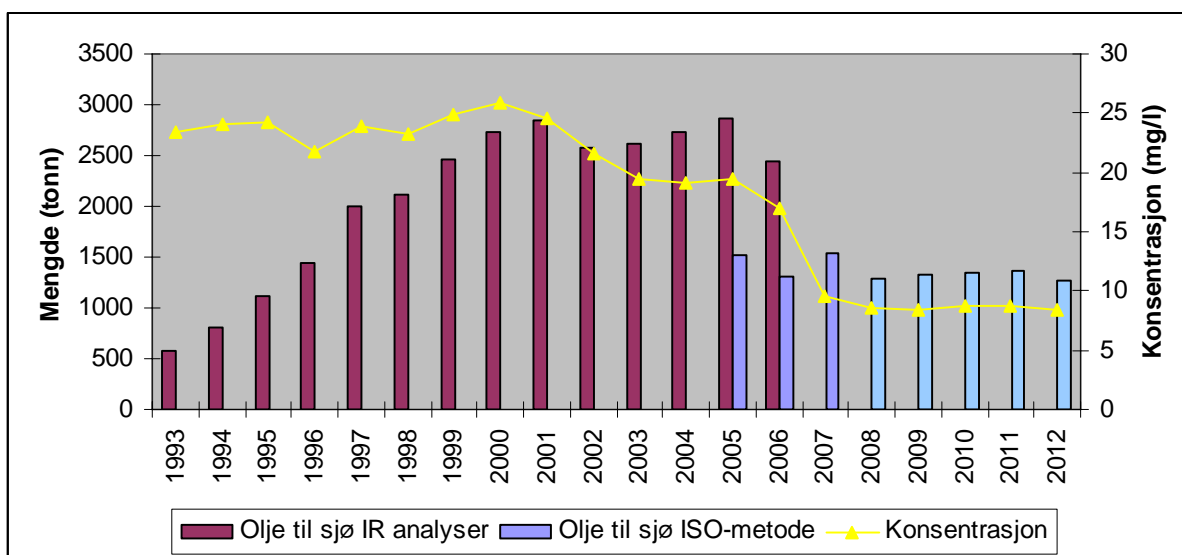
De største operasjonelle utslippene fra olje- og gassproduksjonen offshore er knyttet til produsert vann. Det produserte vannet inneholder olje og andre naturlig forekommende stoffer, samt kjemikalier som tilsettes i prosessen. I figur 4.1 er utslippene av produsert vann for 2006 og 2007 vist sammen med forventede utslipp frem til 2030. Figuren viser at det vil bli en økning i mengden produsert vann på norsk sokkel i årene fremover. Selv om andelen vann som injiseres også vil øke noe, vil utslippene av produsert vann øke i de nærmeste årene.



Figur 4.1: Historiske tall og prognoser for utslipp av produsert vann på norsk sokkel (data fra Oljedirektoratet)

#### 4.1 Utslipp av olje og andre naturlig forekommende stoffer, inkludert radioaktive stoffer

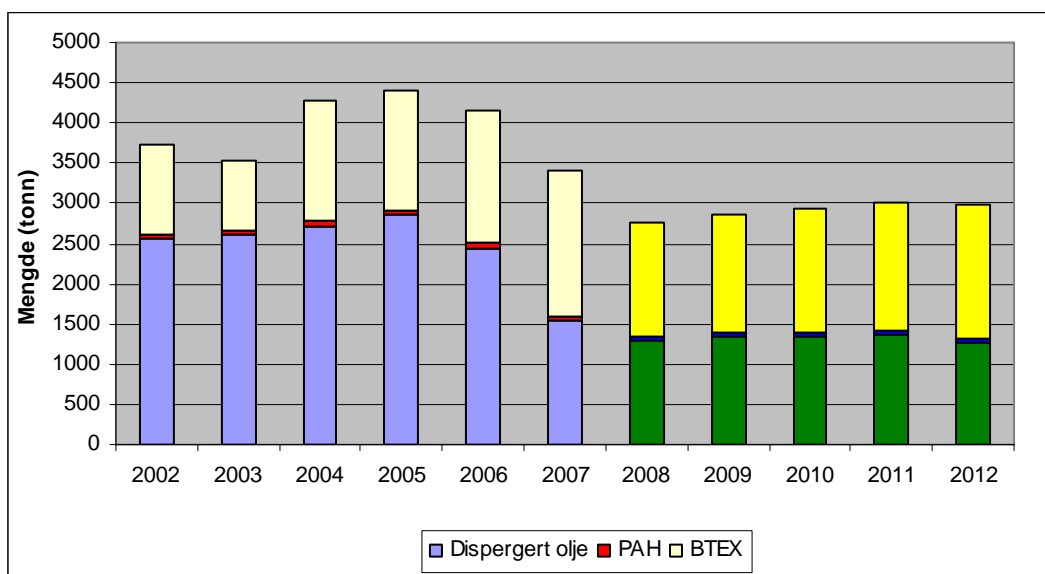
Olje som slippes ut med produsert vann finnes både i form av små oljedråper (dispergert olje) og løst i vannet. Mengden dispergert olje som er sluppet ut på norsk sokkel i perioden 1993 – 2007 og prognoser frem til 2012, sammen med den målte konsentrasjonen av dispergert olje i vann i perioden 1993 – 2005 er vist i figur 4.2.



Figur 4.2: Utslipp av dispergert olje med produsert vann og oljekonsentrasjoner for perioden 1993 – 2007 og prognoser for 2008 - 2012.

Frem til 2006 ble utslipp av dispergert olje rapportert på bakgrunn av en metode kalt IR-metoden. Denne metoden baserte seg på bruk av kjemikalier med svært dårlige miljøegenskaper og ble derfor forbudt. Selskapene ble derfor pålagt å benytte en ny referansemetode (ISO-9377 – 2). Verdiene ble så, ved hjelp av selskapsspesifikke omregningsfaktorer, omregnet til tilsvarende verdier etter IR-metoden. Analyseområdet for disse metodene var C<sub>10</sub> – C<sub>40</sub>. Fra og med 2007 er det innført nye krav til analyse av olje i produsert vann (ISO 9377 – 2 mod.) som utvider analysegrunnlaget fra området C<sub>10</sub> – C<sub>40</sub> til C<sub>7</sub> – C<sub>40</sub>. Dette gjør at tallene for 2007 og prognosene ikke kan sammenlignes direkte med tidligere års resultater. For de to årene 2005 og 2006 er det vist to søyler for utslipp av dispergert olje. For de laveste søylene er analysemetoden ISO 9377 – 2 benyttet. Denne analysemetoden er lik den som er benyttet for 2007 verdiene og i prognosene med unntak av analyseområdet som forklart ovenfor.

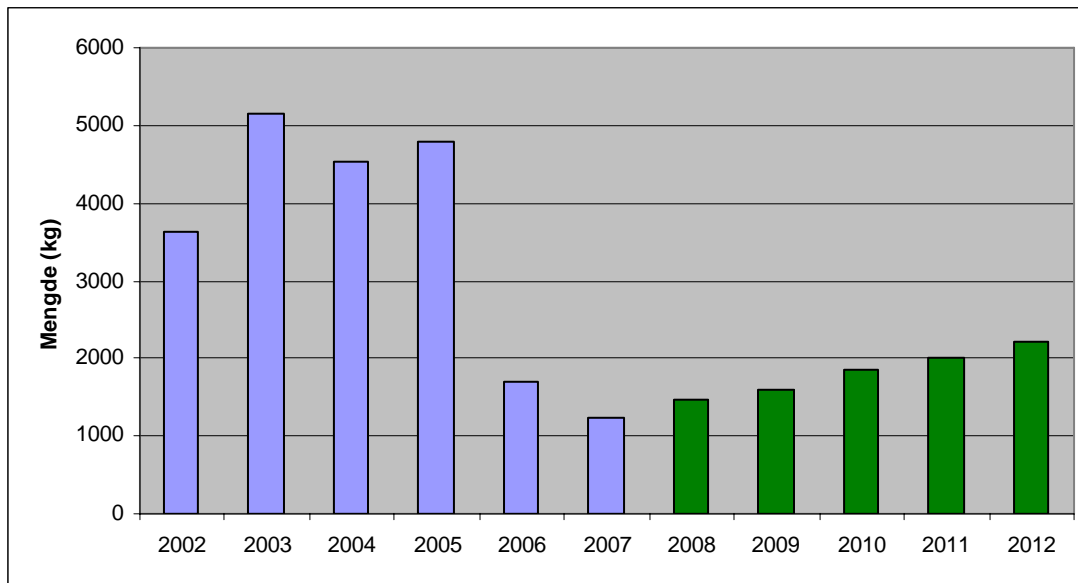
I tillegg til dispergert olje slippes det også ut andre naturlig forekommende stoffer til sjø. Dette gjelder bl.a. PAH (polysykliske aromatiske hydrokarboner), NPD (naftalen, phenantren og dibenzotiofen), BTEX (benzen, toluen, etylbenzen og xylen) og alkylfenoler. Av disse er det særlig fokus på PAH og alkylfenolene oktylfenol (C<sub>8</sub>) og nonylfenol (C<sub>9</sub>), som står på prioritetslisten. I figur 4.3 er utviklingen i utslippene av aromater med produsert vann for perioden 2002 – 2007 og prognoser frem til 2012 vist sammen med totalutslippet av dispergert olje.



Figur 4.3: Utvikling i utslippene av dispergert olje og løste komponenter i perioden 2002 – 2007 og prognoser for 2008 – 2012.

Utslippene av produsert vann fører også til utslipp av naturlig forekommende tungmetaller i varierende mengder, se figur 4.4. For årene 2006 og 2007 viser dataene utslippene av tungmetaller som er betydelig lavere enn i de foregående årene. I perioden 2002 - 2004 ble det registrert høye utslipp av kobber og i 2005 viste resultatene for noen felter høye utslipp av krom uten at det foreligger noen god forklaring på disse høye verdiene. Det var ingen slike uforklarlige høye verdier i 2006 og 2007. Utslippene av kvikksølv har ligget på under 10 kg per år i hele perioden. Tallene for 2008 – 2012 gjenspeiler den forventede utviklingen i utslipp av produsert vann da konsentrasjonene for de ulike komponentene er satt lik verdiene fra analysene av innholdet i produsert vann i 2007.





Figur 4.4: Utslipp av tungmetaller med produsert vann i perioden 2002 – 2007 og prognoser for 2008 - 2012

I tabell 1 er vist forventet utslipp av dispergert olje, BTEX og stoffer på prioriteringslisten i 2020. Verdiene er beregnet ved å benytte forventet utslippsmengde av produsert vann og multiplisere med midlere konsentrasjoner for 2007. Dette er valgt fordi det i 2020 vil være flere felt i produksjon som det per i dag ikke foreligger kjente konsentrasjoner.

Tabell 4.1: Beregnede utslipp av dispergert olje, BTEX og stoffer på prioritetslisten i 2020.

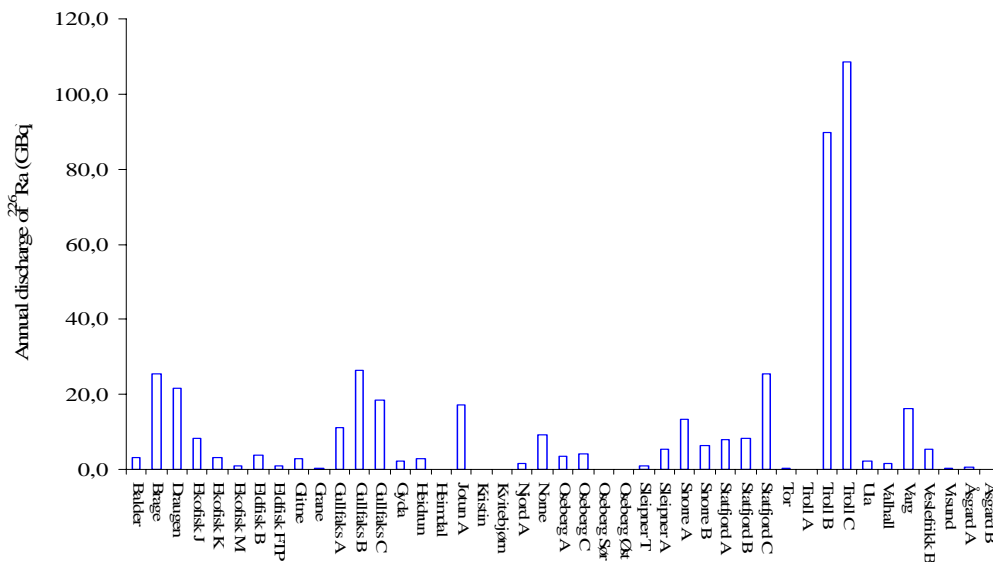
Komponent(er)	Utslipp
Dispergert olje	1066 tonn
EPA-PAH	35,9 tonn
BTEX	1268 tonn
Oktyl- og nonylfenol	42 kg
Arsen	449 kg
Bly	180 kg
Kadmium	19 kg
Kobber	71 kg
Krom	112 kg
Kvikksølv	4 kg

En sammenligning med resultatene som er presentert i foregående figurer viser at det vil være en nedgang i utslippene i forhold til 2012. Dette er en direkte følge av at utslippet av produsert vann er gått ned i denne perioden, siden konsentrasjonene er holdt uforandret.

Petroleumsvirksomheten bidrar med betydelige utslipp av radioaktive stoffer, spesielt radium. Radium er et naturlig forekommende radioaktivt grunnstoff, som dannes kontinuerlig i naturen ved henfall av thorium og uran. Det er store variasjoner av radiumkonsentrasjonen i sjøvann. Det naturlige bakgrunnsnivået av radium i sjøvann er vanskelig å fastslå, men med den kunnskapen vi per i dag har, antas det å være ca 1-2 mBq/l for Atlanterhavsvann. I kystnære områder kan konsentrasjonene være noe høyere, rapporterte verdier ligger fra 0.5 til 5 mBq/l. Dette skyldes naturlig høyere konsentrasjoner nær land, tilførsel av uran og radium fra elver og liten blanding av kystvann og Atlanterhavsvann. Da det er vanskelig å fastsette bakgrunnsnivå blir det også vanskelig å måle korrekt tilførsel av radium fra produsert vann.

Aktivitetskonsentrasjonene av radium i produsert vann er omtrent 1000 ganger høyere enn for sjøvann. Til nå har ikke produsert vann blitt renset for radioaktive stoffer.

Konsentrasjonen av radium i produsert vann kan variere i løpet av livsløpet til en brønn, både i forhold til den naturlige forekomsten av radioaktive stoffer i brønnen og i forhold til injeksjon av sjøvann for trykkstøtte. Dette vil være et usikkerhetsmoment i utarbeidelser av utslippsprognoser. Produsert vann fra Troll B- og Troll C-plattformene står for ca 40 % av totalaktiviteten som slippes ut på norsk sektor, se figur 4.5.



Figur 4.5: Rapporterte utslipp av <sup>226</sup>Ra med produsert vann fra petroleumsindustrien i 2006

#### 4.1.1 Utslipp fra petroleumsvirksomheten sammenliknet med nasjonale utslipp

Bidraget fra utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten av stoffer på prioritetslisten i forhold til de nasjonale utslippene i 2006 (som er det siste året vi har tall for alle bransjer for) er vist i tabell 2. Det fremgår av tabellen at utslippene offshore er relativt små sammenliknet med de nasjonale utslippene, og for alle stoffene er den prosentvise andelen under tre prosent med unntak av oktyl- og nonylfenoler som utgjør 3,7 prosent av de totale norske utslippene.

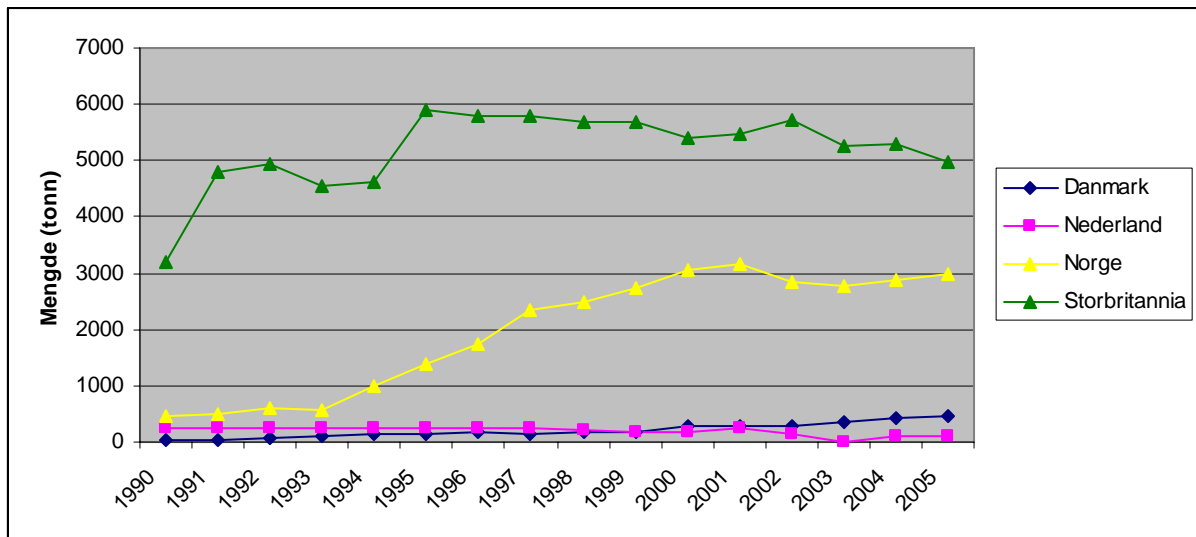
Når det gjelder de PAH-forbindelsene som slippes ut fra offshoresektoren er disse petrogene og ikke pyrogene (fra forbrenningsprosesser), og de er ikke like miljøfarlige.

Tabell 4.2: Utslipp av stoff på prioritetslisten på norsk sokkel og nasjonale utslipp i 2006

	Totale norske utslipp (tonn)	Norsk sokkel	
		Utslipp (tonn)	Prosentvis andel av norske utslipp
PAH (eks naftalen)	203	3,9	1,9
Oktyl- og nonylfenol	1,6	0,06	3,7
Arsen	30	0,4	1,3
Bly	261	0,35	0,1
Kadmium	1,4	0,03	2,1
Kobber	1250	0,7	0,06
Krom	41	0,2	0,5
Kvikksølv	0,9	0,007	0,8

#### 4.1.2 Norges utslipp sammenliknet med andre lands utslipp

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 4.6: 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 er avtagende 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 2006, som er det siste året vi har data fra OSPAR-landene for, er dette endret og midlere oljekonsentrasjon i produsert vann på britisk sokkel var 20,2 mg/l, mens tilsvarende tall på norsk sokkel var 16,9 mg/l. Det er også 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.

#### 4.2 Miljøeffekter av produsert vann

Kunnskap om miljøeffekter av produsert vann er skaffet til veie gjennom forskning og overvåking. Overvåking med fokus på effekter av produsert vann på organismer i vannsøylen ble en del av SFTs overvåkingskrav i 1999. Den er todelt med tilstandsovervåking (av villfisk i norske havområder) og effektovervåking (av blåskjell og fisk i bur) rundt installasjoner. Effektovervåking skal i henhold til nye retningslinjer gjøres i minst en region per år mens tilstandsovervåkingen gjennomføres hvert tredje år. Fra 2007 ble overvåking av radioaktive stoffer inkludert i overvåkingsprogrammet.

#### 4.2.1 Oljekomponenter

Det er forsket relativt mye på effekter av oljekomponentene i produsert vann. Det var lenge fokus på skadelige effekter av alkylfenoler, og flere prosjekter hadde fokus på dette. Konklusjonen er imidlertid at det er noen få av alkylfenolene som er spesielt miljøskadelige og disse finnes i svært lave konsentrasjoner i produsert vann. Disse konsentrasjonene er godt under det nivået som forventes å gi effekt. Ellers har det og er fortsatt fokus på PAH-er i vannet. Det arbeides fortsatt med utvikling av biomarkører for å se etter effekter av PAH-eksponering spesielt på fisk.

*Tilstandsovervåkingen* har så langt ikke påvist oljekomponenter i villfisk som brukes til konsum. Di- og polyaromerte hydrokarboner (NPD/PAH) ble analysert i fiskekjøtt fra torsk og hyse i flere områder i 2005 og målbart. Likeledes viste analyser av alkylfenoler (AP) i torskelever, hyseliver og sildemuskel at nivåene lå under deteksjonsgrensen.

Tilstandsovervåkingen har også analysert på biomarkører i fisk og det er vist forhøyede nivåer for noen av disse. Tilstandsovervåkingen i 2005 viste forhøyede nivåer av NPD/PAH-metabolitter i hyssegalle fra Tampen sammenliknet med prøver fra Egersundbanken. Også DNA-addukter i hyseliver fra Tampenområdet tilsier en mulig (genotoksisk) effekt sannsynligvis fra PAH-eksponering. Det diskuteres hvorvidt disse responsene skyldes påvirkning fra produsert vann eller at hysa har beitet på bunnen ved gamle kakshauger med oljebasert borevæske. En ny runde i tilstandsovervåkingen er utført i 2008 og rapporteres 1. april neste år.

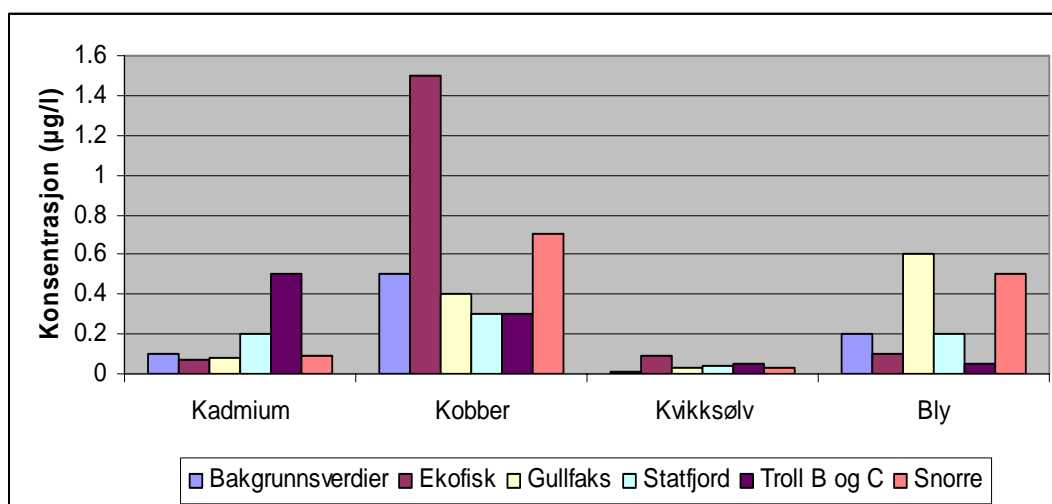
Det ble gjennomført *effektovervåking* både i 2006 og i 2008 på Ekofiskfeltet hvor blåskjell og torsk ble satt ut i bur i forskjellige avstand fra utslippene. Resultatene fra 2006 viste at organismene hadde blitt eksponert for moderate nivåer av komponenter fra produsert vann. I burene nærmest utslippskilden ble det observert biologiske responser med avtagende respons lenger vekk fra utslippskilden. Slike responser kan tolkes som moderate negative effekter, men det er ikke påvist noen helseeffekter på disse organismene og derfor vanskelig å konkludere med at denne eksponeringen har betydning for enkeltindivider eller bestander. Det er et generelt problem å kunne si noe om reell betydning av utslag for sensitive biomarkører.

- Det er imidlertid lite som tyder på effekter av betydning av utslippene av produsert vann. SFTs ekspertgruppe konkluderer i sin evaluering av vannsøyleovervåkingen frem til og med 2006 at ”utslipp av produsert vann ikke har gitt effekter på fisk, heller ikke akkumulering”.

#### 4.2.2 Tungmetaller

Tungmetaller i produsert vann foreligger i relativt lave konsentrasjoner som ikke er vesentlig høyere enn de som finnes i naturlig sjøvann. Målte tungmetallverdier i fisk fra åpne havområder er generelt lave. Bruk av biomarkører for metalleksponering i effektovervåkingen ble tidlig utprøvd uten at det ga noe utslag.

Bakgrunnsverdier for metaller i sjøvann varierer mye innen forskjellige regioner i et havområde og i litteraturen angis bakgrunnsintervallene med stort sprik. Størst er de for verdiene av kvikksølv og kobber. Som det fremgår av figur 4.7 som viser utslipp av noen tungmetaller med produsert vann på Statfjord, Gullfaks, Troll, Snorre og Ekofisk feltene er det store variasjoner i verdiene.



Figur 4.7: Utslipp av noen tungmetaller med produsert vann på Statfjord, Gullfaks, Troll, Snorre og Ekofisk sammenlignet med bakgrunnsverdier.

Til tross for denne variasjonen, og dermed også usikkerheten i tallmaterialet, kan 2007 resultatene fra de fem store oppsummeres som følger: *Bly*: over bakgrunnsnivå (10 – 100), men variasjoner innen samme felt, *Kadmium*; de fleste litt over bakgrunnsnivå variasjoner innen samme felt. *Kobber*: de fleste litt over bakgrunnsnivå, med noen høyere unntak, *Krom*: stort sett 10 ganger bakgrunnsnivå og *Kvikksølv*; rundt 10 ganger bakgrunnsnivåene.

- Vurderingene over er basert på de strengeste/laveste bakgrunnsintervallene, så konsentrasjonene i de fleste utslippene ligger innenfor et bakgrunnsintervall for metaller i sjøvann. Metallutslippene fra produsert vann er derfor ikke regnet som noe miljøproblem.

#### 4.2.3 Radioaktivitet

Det er vanskelig å påvise direkte effekter i miljøet av utslipp av radioaktive stoffer i produsert vann. Som for tungmetaller vil biotilgjengelighet av radioaktive stoffer være avhengig av stoffenes fysiske og kjemiske tilstand. Overføring til planter skjer via overflater og til dyr hovedsakelig via næring. For eksempel får bunnsamfunn høyere stråledosene enn andre arter. Det er påvist radioaktive stoffer i flere marine arter, men det er foreløpig ikke forsket tilstrekkelig på eventuelle konsekvenser av stråledoser.

- Per i dag har vi ikke tilstrekkelig kunnskap om langtidseffekter av radium i det marine miljø. Det må forskes mer for å fastslå om radioaktivitet i produsert vann kan gi effekter i biota.

På flere felte benyttes kjemikalier (avleiringsinhibitorer) for å hindre at det dannes avleiringer i produksjonsutstyr. Radiumisotopene danner komplekser med inhibitoren og følge med produsert vann ut i sjøen. Dette fører til høyere utslipp av radiumisotoper og mindre partikler slik at isotopene spres over større havområder. Slike forbindelser kan lagres i fettvev og bidra til at konsentrasjonen øker oppover i næringskjeden (biomagnifisering). Inhibitorene vil således påvirke radionuklidenes tilstandsformer, mobilitet, opptak og akkumulering i marine organismer. Det er svært begrenset kunnskap om hvilke effekter nedbrytningsproduktene av mange kjemiske stoffer har på marine organismer.

Når det gjelder samvirkende effekter generelt, er det svært mangelfull kunnskap om hvordan totalbelastningen av stressfaktorer virker på arter og økosystemer. Dette gjelder blant annet hvordan miljøgiftene virker sammen og hvordan de virker sammen med andre påvirkninger.

- Det er behov for å undersøke effekten av radioaktive stoffer, også i kombinasjon med andre påvirkninger som for eksempel UV, forsuring, organiske miljøgifter, temperatur, klimaendringer osv. I denne sammenheng er det blant annet behov for eksperimentelle data for radioaktive isotoper av radium, bly og polonium fra produsert vann i forhold til sedimenteringshastighet, distribusjon i vannsøylen, opptak i organismer og overføring i næringskjeden.

#### **4.2.4 Andre stoffer i produsert vann**

Mye av forskningen på effekter av produsert vann har vært knyttet til oljekomponentene og da særlig PAHer og alkylfenoler. Operatørens analyser av det produserte vannet viser blant annet at det inneholder større mengder organiske syrer, som ikke antas å ha effekter av betydning for marint miljø. Videre er det en større fraksjon av stoffene i det produserte vannet som ikke kan identifiseres, den såkalte UCM-fraksjonen (Unresolved Complex Mixture). Det er gjort noen studier med denne fraksjonen som viser at den inneholder toksiske komponenter, men man vet lite om eller eventuelt hvordan denne fraksjonen bidrar til miljørisiko.

#### **4.3 Injeksjon/reinjeksjon av produsert vann. Tekniske muligheter**

Med *reinjeksjon* menes at vannet pumpes tilbake til det oljeproduserende reservoar for trykkstøtte til produksjonen. Det produserte vannet kan da erstatte annet vann som ellers ville ha blitt injisert, vanligvis sjøvann. Slik reinjeksjon vil da vanligvis ikke medføre økt kraftbehov og økte utslipp til luft.

Med *injeksjon* av produsert vann mener vi at vannet deponeres i annet reservoar enn det olje/gassprodukerende reservoaret.

Historisk har produsert vann blitt injisert/reinjisert når produksjonen har foregått i miljø-sensitive områder, først og fremst fra innretninger på land. Offshore har produsert vann tradisjonelt blitt rensert og sluppet til sjø. I sammenheng med økende produserte mengder vann og større oppmerksomhet rundt utslippene er krav til innhold i utslippsvannet blitt stadig strengere. Injeksjon/reinjeksjon er dermed kommet opp som et mulig kostnadseffektivt alternativ til rensing og utslipp. På norsk sokkel kom injeksjon/reinjeksjon av produsert vann inn som et viktig tiltak i forbindelse med nullutslippsarbeidet midt på 1990-tallet.

I 2007 er produsert vann blitt injisert/reinjisert på 17 felt på norsk sokkel. Totalt injiserte vannmengder var 27 millioner Sm<sup>3</sup>. Dette utgjør ca. 15 % av totalt produserte mengder. Av disse 17 feltene har de fleste en kombinasjon av injeksjon/reinjeksjon og utslipp, mens noen få har null fysisk utslipp av produsert vann. I tillegg planlegger flere operatører å implementere dette tiltaket eller å øke kapasitet og regularitet på eksisterende injeksjon/reinjeksjon. Av felt som kom i drift i 2008, planlegges injeksjon på Alvheim når det er tilstrekkelig produsert vann til å drive injeksjonspumpene. Volve bruker vann fra Utsiraformasjonen til trykkstøtte, men vil spe på med produsert vann etter som det kommer vann i produksjonsstrømmen.

En oversikt over feltenes status er vist i tabell 4.3 og 4.4 nedenfor. Tabell 4.3 viser hvilke felt som har rapportert injeksjon/reinjeksjon i 2007, samt volumer injisert og andel av totalt produserte vannmengder. Tabell 4.4 viser felt som planlegger injeksjon/reinjeksjon av produsert vann. Tabell?? viser felt som planlegger injeksjon/reinjeksjon.

Tabell 4.3 Felt som hadde injeksjon/reinjeksjon av produsert vann i 2007.

Felt	Operatør	Volumer 2007 (Sm <sup>3</sup> )	2007 (Sm <sup>3</sup> /dag)	% injisert (av total)	Injeksjon/ reinjeksjon
Balder	ExxonMobil	2 620 836	7180	78	PWRI
Brage	StatoilHydro	3 411 358	9346	39	PWRI
Glitne	StatoilHydro	1 429 938	3918	54	PWRI
Grane	StatoilHydro	3 364 555	9218	99	PWI (Utsira)
Heidrun	StatoilHydro	3 721 023	10195	91	PWRI
Heimdal	StatoilHydro	6 035	17	100	PWI (Utsira)
Jotun	ExxonMobil	4 330 390	11864	65	PWRI
Kvitebjørn	StatoilHydro	17 580	48	100	PWI (Utsira)
Norne	StatoilHydro	167 791	460	3	PWRI (kun v/brønnoperasjoner)
Oseberg F	StatoilHydro	1 501 706	4037	98	PWI (Utsira)
Oseberg Øst	StatoilHydro	2 573 270	7050	100	PWRI
Oseberg Sør	StatoilHydro	1 997 344	5472	100	PWRI
Ringhorne	ExxonMobil	1 287 060	3526	100	PWRI
Snorre (B)	StatoilHydro	15 198	42	0,1	PWRI (stanset 2007)
Ula	BP	666 925	1827	36	PWRI (siden 1995)
Valhall	BP	151 020	414	28	PWRI
Visund	StatoilHydro	718 651	1969	88	PWRI

Tabell 4.4: Felt som planlegger injeksjon/reinjeksjon.

Felt	Operatør	Beslutning
Alvheim	Marathon	Feltet er nylig startet opp. Foreløpig ikke vannproduksjon.
Draugen	Shell	Besluttet fullskala PWRI oktober 2008. Planlagt oppstart januar 2012.
Sleipner	StatoilHydro	Anlegg som skal injisere alt produsert vann fra Sleipner A og T planlegges igangsatt i løpet av 1Q 2009
Troll C	StatoilHydro	Planlegger PWI i Framfeltet, 14 000 Sm <sup>3</sup> vann/dag
Ula	BP	Ny injeksjonspumpe installeres i 2009. Skal øke injeksjonsgraden til > 90%.
Yme	Talisman	Feltet planlegges nyåpning 4Q 2009. Fullskala PWI planlegges.
Frøy	Det Norske	Feltet planlegger reinjeksjon med vann fra Utsiraformasjonen
Volve	StatoilHydro	Feltet er nylig startet opp. Foreløpig ikke vannproduksjon.

#### 4.3.1 Reinjeksjon av produsert vann (PWRI)

Reinjeksjon av produsert vann er bare aktuelt for oljeproduiserende felt som har trykkstøtte i form av vanninjeksjon. Fordelen med dette konsept er at det produserte vannet erstatter annet

trykkstøttevann, i hovedsak sjøvann. Dermed trengs ingen ekstra kraft for å drive injeksjonspumpene, som ellers ville ha pumpet sjøvann.

### **Problemstillinger med vanninjeksjon som trykkstøtte**

På felt som har injisert sjøvann fra tidlig produksjonsfase kan det være aktuelt å erstatte sjøvann med produsert vann etter som dette øker i produksjonsstrømmen. Dette er imidlertid sjeldent uproblematisk. Sjøvann inneholder sulfat (ca 2700 mg/liter). Sulfat i sjøvannet kan skape utfellinger når det møter det opprinnelige reservoarvannet som inneholder varierende konsentrasjoner av ioner som kan danne tungtoppløselige sulfatsalter (barium, strontium og kalsium). I tillegg kan dette medføre økt reservoarforsuring. Reservoarforsuring oppstår ved at sulfat i sjøvannet bakterielt under anaerobe betingelser, reduseres til sulfid eller  $H_2S$ .

Produsert vann inneholder oppløste organiske syrer, som er nedbrytningsprodukter fra hydrokarboner. Størst konsentrasjon finner en gjerne av maursyre og eddiksyre. Disse organiske syrene virker som organisk næring for bakterier i reservoaret som reduserer sulfat til sulfid (kalt SRB = Sulphate Reducing Bacteria). På denne måten kan produsert vann virke som en gjødsling av reservoaret og gi hurtigere vekst av disse bakteriene, noe som igjen øker forsuringen betydelig ut over det som rent sjøvann gir. Ved et pilotforsøk med injeksjon av innblandet produsert vann i en sjøvannsinjektor på Statfjord C ble det ved tilbakestrømming av brønnen dokumentert en betydelig økning av  $H_2S$ -innhold sammenlignet med sjøvannsinjeksjon. Da ny dreneringsstrategi for Statfjordfeltet ble vedtatt, noe som innebærer stopp i all trykkstøtte, ble tiltaket avsluttet (mars 2005) på grunn av dokumentert økt reservoarforsuring. Tilsvarende problemstilling gjelder også for andre felt med store vannvolumer som for eksempel Gullfaksfeltene.

Produsert vann inneholder vanligvis faste partikler som vil kunne skape problemer i injeksjonsbrønnen. Dette vil være avhengig av reservoarets beskaffenhet. Partiklene vil kunne tette igjen porer i reservoaret slik at injektiviteten avtar. Dette kan føre til trykkoppbygging som igjen kan medføre oppsprekking av reservoaret. Dersom en slik oppsprekking skjer ukontrollert, kan det injiserte vannet ta helt andre retninger enn det som er ønskelig, slik at vanninjeksjonen får mindre betydning for å øke oljeproduksjonen.

Reinjeksjon av produsert vann, etter at sjøvann har vært injisert tidligere, reiser også problemstillinger for produksjons- og transportanlegg. Avhengig av materialkvalitet på sjøvannsinjeksjonsanlegget må det bygges alternative PWRI-anlegg da det produserte vannet vil være mer korrosivt enn sjøvann. Produsert vann inneholder korrosive gasser som  $H_2S$  og  $CO_2$ . Erfaring fra pilotforsøk har vist at pumper som injiserer sjøvann, relativt raskt vil få problemer om en bytter ut sjøvannet helt eller delvis med produsert vann. Dette ble erfart i forbindelse med pilot for PWRI på Statfjord C i 2000 – 2001. Korrosjonsproblemer kan også oppstå i prosessanlegget når slike gasser følger med brønnstrømmen. Videre er det strenge krav til innholdet av  $H_2S$  i eksportgass. Dersom den produserte  $H_2S$  overstiger kravene til eksportgassens salgsspesifikasjon, må den fjernes fra eksportstrømmen på installasjonen. Dette gjøres i hovedsak ved tilsetning av kjemikalier. Dette vil igjen medføre økt bruk av kjemikalier på norsk sokkel.

En måte å unngå problemer som beskrevet ovenfor, er å unngå sjøvann som trykkstøtte, og planlegge feltutbygginger som skal ha trykkstøtte i reservoarene, med bruk av annet vann som ikke inneholder sulfat. Formasjonsvann som ikke har hatt sjøvannsinjeksjon inneholder vanligvis ikke sulfat. Det er flere felt på norsk sokkel som har planlagt trykkstøtte i form av injeksjon av produsert vann, uten å gå veien om sjøvannsinjeksjon. Da produksjonen i den



første tiden etter oppstart av et felt vanligvis inneholder lite produsert vann, kan dette vannet eventuelt hentes fra annen kilde som inneholder lite sulfat. Det har vært vanlig å hente injeksjonsvann fra Utsiraformasjonen til trykkstøtte i tidlig fase av produksjonen. Etter hvert som feltet begynner å produsere vann, blandes dette vannet inn i injeksjonsvannet fra Utsira, og kan etter hvert erstatte alt eller deler av dette. I et slikt regime vil vannet i reservoaret ikke tilføres sulfat, og man unngår problemene med avleiringer og forsuring. Eksempler på felt som gjør dette i dag, er Volve (oppstart 2008), Jotun, Brage, Oseberg Sør og Oseberg Øst.

#### **4.3.2 Injeksjon av produsert vann til deponering**

For felt som ikke kan reinjisere produsert vann tilbake til det reservoaret det kom fra, har det i noen tilfeller vært mulig å injisere i grunnere vannfylte reservoarer. Mens reinjeksjon av produsert vann vanligvis erstatter injeksjon av annet vann til trykkstøtte, vil injeksjon til deponi imidlertid kreve ekstra kraft.

Det viktigste reservoar på norsk sokkel har vært Utsiraformasjonen, men også andre vannfylte reservoarer kan være aktuelle. Utsiraformasjonen er en geologisk formasjon av porøs sandstein som strekker seg over et stort område i den søndre norske delen av Nordsjøen. Figur 4.7 viser utstrekningen av Utsiraformasjonen. Figuren viser også Johansenformasjonen som er et annet grunt vannfylt reservoar.

Utsira reservoaret strekker seg over et område som inkluderer viktige felt som Sleipner-, Frigg-, Oseberg- og Tampen. De fleste feltene innenfor dette området bruker Utsiraformasjonen til injeksjon av ulike produktstrømmer, deriblant produsert vann.

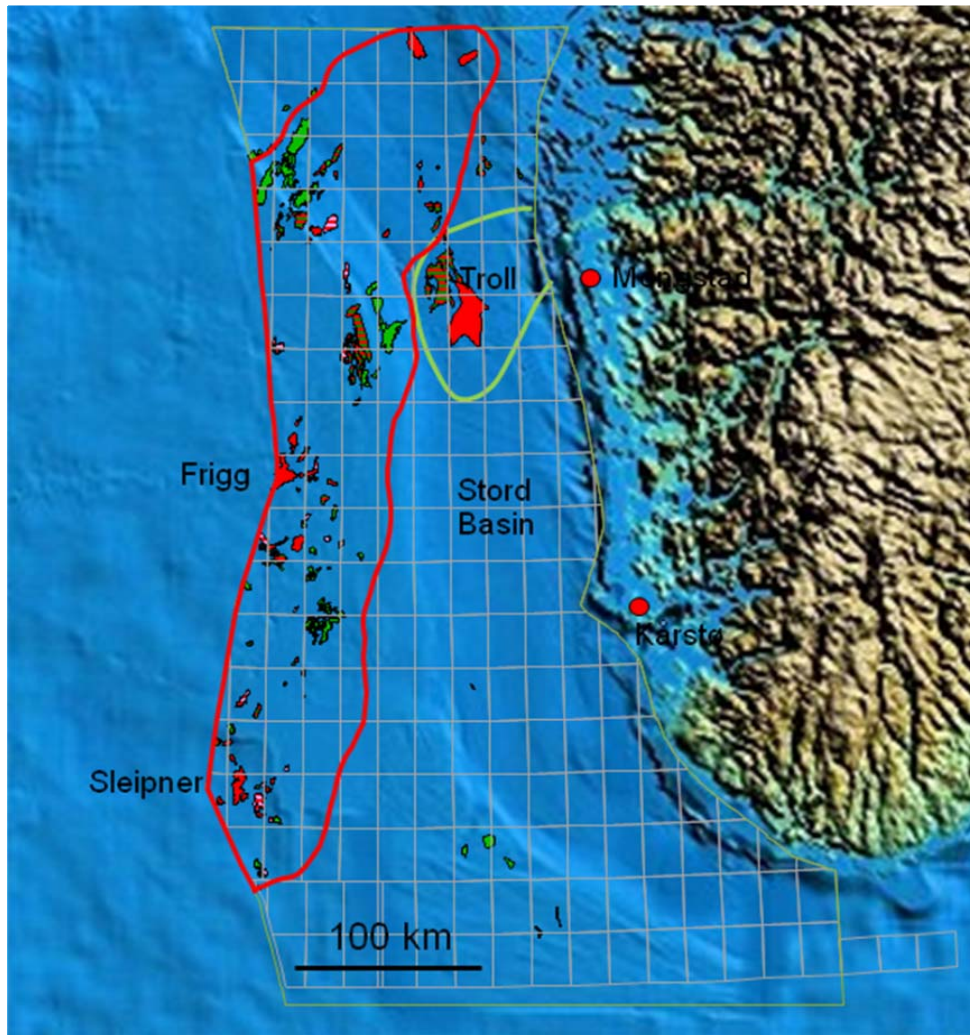
Utsiraformasjonen brukes også til injeksjon av CO<sub>2</sub> fra gassproduksjonen på Sleipner. Dette er en prosess som har pågått i 12 år, og det er injisert over 10 millioner tonn CO<sub>2</sub> der. Både Utsira og Johansen formasjonen vurderes som framtidige mottakere for CO<sub>2</sub> i forbindelse med fangst og injeksjon fra CO<sub>2</sub> fra gasskraftverk.

Selv om Utsiraformasjonen har en betydelig utstrekning, og det historisk er deponert betydelige mengder produsert vann og andre stoffer i den, er det ikke alle deler av formasjonen som egner seg like godt for injeksjon. Formasjonen varierer i tykkelse og permeabilitet og et ugjennomtrengelig tak som hindrer vannet i å unnsnippe, fins ikke over alt.

I de grunnere delene av Utsiraformasjonen øker risikoen for at oppsprekninger kan nå opp til havbunnen. Slike uønskede hendelser har forekommet. Våren 2008 ble det oppdaget oljefilm på havet nær det StatoilHydro-opererte Tordisfeltet i nordlige Nordsjøen. Tordisfeltet hadde da drevet injeksjon av produsert vann til Utsiraformasjonen fra et nytt havbunnsseparasjonsanlegg siden desember 2007. Det ble funnet flere kratere på havbunnen nær disse havbunnsanleggene hvor vann strømmet opp. Hendelsen skyldtes at økt trykkoppbygging i reservoaret hadde ført til oppsprekninger som gikk helt opp til havbunnen. Det har også vært lignende hendelser tilknyttet annen injeksjon i Utsira. Dette er beskrevet i kapittel 5.3.1 om injeksjon av borekaks.

Det har vært knyttet store forventninger til Utsiraformasjonen som deponireservoar. Men de volumer som er blitt injisert hittil, er små sammenlignet med de store felt på norsk sokkel hvor slik injeksjon kan være aktuelt, som Statfjord, Gullfaks og Snorre. I forbindelse med PUD for Statfjord senfase (2004) hvor all trykkstøtte opphører og reinjeksjon av produsert vann dermed er uaktuelt, er injeksjon av produsert vann i Utsiraformasjonen vurdert. Tiltaket

ble forkastet av økonomiske grunner, og det ble derfor ikke gjort studier på hvorvidt injeksjon av slike store volumer er mulig reservoarteknisk.



Figur 4.8: Utsiraformasjonen med rød avgrensning og Johansenformasjonen med grønn avgrensning.

Som nevnt ovenfor er vann fra Utsiraformasjonen brukt med suksess til trykkstøtte i forbindelse med oljeproduksjon. Utsiraformasjonen inneholder ikke sulfat, og vil derfor ikke medføre avleiringer eller forsuring når det injiseres i produserende reservoar. Injeksjon av store mengder produsert vann i Utsiraformasjonen kan derfor påvirke framtidig bruk av reservoarvannet fra slike deponireservoarer.

Grunne vannfylte reservoarer som kan brukes til deponi, er ikke funnet i Norskehavet. Her kan eventuelt reservoarer der produksjon av olje eller gass er avsluttet, benyttes som deponi. Slike reservoarer ligger vanligvis langt dypere enn reservoarer som Utsiraformasjonen. Dette vil kreve ekstra kraft etter som trykket er større i de dypere reservoarene. Dersom avstanden til slike injeksjonssoner i tillegg er langt fra den aktuelle produsenten, vil kraftbehovet øke betydelig.

Tabellen nedenfor viser ulike årsaker til at felt har utslipp til sjø og derfor ikke har injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann.

Tabell 4.5: Oversikt over årsaker til at injeksjon eller reinjeksjon ikke er blitt gjennomført.

Felt	Status 2007		Begrunnelse for ikke PWI/PWRI				
	Utslipp Sm <sup>3</sup>	% inj/reinj	Reservoar problemer	Mangl. reservoar	Kapasitet/regularitet	Kost/nytte	Mangler kraft
Åsgard	558 323	0		x			
Balder/Ringhorne	733 019	78			x		
Brage	5 419 759	39			x		
Ekofisk	8 342 533	0	X			x	
Glitne	1 197 214	54					x
Gullfaks	30 588 087	0	X				
Gyda	1 231 177	0	X				
Jotun	2 355 912	65			x		
Kristin	209 134	0				x	
Njord	91 564	0				x	
Norne	6 180 540	3	X				
Oseberg C	975 228	0	X			x	
Snorre	11 950 517	0,13	X				
Statfjord	52 908 531	0				x	
Troll A	29 264	0				x	
Troll B	9 414 296	0				x	
Troll C	12 267 398	0			x		
Valhall	382 392	28	X				
Varg	1 683 501	0	X		x		
Veslefrikk	5 672 619	0	X				
Visund	94 758	88			x		

#### 4.4 Kostnader knyttet til injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann.

Operatørene har blitt bedt om å rapportere data for alle felt i drift og felt under planlegging med godkjent Plan for Utbygging og Drift (PUD). Tilbakemeldingene inneholder status med hensyn til håndtering av produsert vann samt gjennomførbarhet, kostnader og utslipp til luft knyttet til tiltak for injeksjon eller reinjeksjon. Tiltak er relevant for de feltene som i dag ikke injiserer eller reinjiserer minst 95 % av det produserte vannet. Operatørene har også gitt anslag for endringen i EIF over feltets levetid ved injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann.

En fullstendig teknisk og økonomisk vurdering av ulike tiltak for fysisk nullutslipp for det enkelte felt, er krevende og tar relativt lang tid. Dette var ikke mulig innenfor den tidsfristen selskapene hadde for rapporteringen. Det er derfor knyttet svært stor usikkerhet både til anslagene og til gjennomførbarheten av tiltakene. Det er ikke urimelig å anta en usikkerhet på minst +/- 50% på kostnadsanslagene. Det er viktig å understreke at det for mange felt ikke vil være mulig å injisere eller reinjisere produsert vann enten på grunn av mangel på egnet reservoar eller på grunn av ulike negative konsekvenser for det produserende reservoaret (se kapittel 4.3).

Det har ikke vært mulig for selskapene å utføre fullstendige EIF beregninger for alle feltene. For de feltene der disse beregningene mangler, er det foretatt en forenklet estimering av EIF. Denne metoden er utviklet av StatoilHydro i samarbeid med SINTEF og innebærer at EIF

projiseres ved endringer i vannmengden. Denne tilnærmingen forutsetter at det er en lineær sammenheng mellom utslippsmengde og EIF. Dette kan gi et avvik i forhold til en fullstendig analyse av miljørisikoen, og det vil derfor være usikkerhet knyttet til EIF beregningene. Det er imidlertid mulig å ta hensyn til forventede endringer i bruk og sammensetninger av kjemikalier i utslippene. Dette er blant annet gjort for Gullfaks og Statfjord. Her antas det at H<sub>2</sub>S-fjerner vil bli injisert.

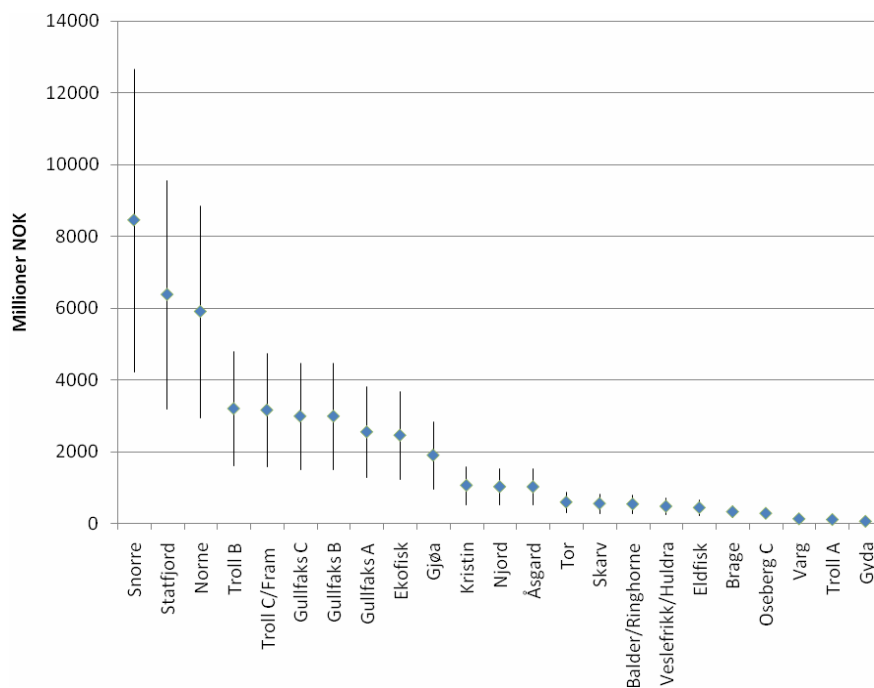
EIF som indikator for miljøeffekt er ikke uproblematisk. Dette skyldes blant annet at EIF ikke inkluderer mulig risiko knyttet til komponenter i den fraksjonen av det produserte vannet som ikke er identifisert, den såkalte UCM-fraksjonen (Unresolved Complex Mixture). Enkelte forskningsresultater tyder på at denne fraksjonen inneholder toksiske komponenter. EIF inkluderer heller ikke mulige effekter av de radioaktive komponentene. Det er uvisst om og i hvor stor grad disse komponentene vil kunne øke miljørisiko.

Tabellen nedenfor viser anslag for totale kostnader, endring i EIF over feltets levetid og kostnader per endring i EIF for injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann for de feltene som i dag slipper ut eller planlegger å slippe ut produsert vann. Det er knyttet stor usikkerhet (minst +/- 50%) til tallene i tabellen. Anslaget for de totale kostnadene knyttet til injeksjon og reinjeksjon av produsert vann er om lag 46 milliarder NOK (23 milliarder NOK til 70 milliarder NOK). Tiltak kan medføre utsettelse av produksjon på grunn av kapasitetsproblemer eller tap av produksjon som følge av tidligere nedstengning eller negativ effekt på reservoar. Dette er ikke medregnet i de totale kostnadene. Investeringene antas å gjennomføres fra 2010. Kostnadene er gitt som nåverdier med en diskonteringsfaktor på 7 %. Dagens kostnadsbilde på norsk sokkel ligger til grunn for beregningene. Netto nåverdi av tapt produksjon er beregnet for de av feltene der tiltak for fysisk nullutslipp anses umiddelbart som ikke gjennomførbart. Dette er tilfelle for feltet Norne. For de av feltene der det åpenbart ikke er lønnsomt å iverksette tiltak for nullutslipp, er tilsvarende beregning foretatt. Dette er tilfelle for feltet Tor.

Tabell 4.6: Totale kostnader, endringer i EIF over feltets levetid og kostnader per endring i EIF.

Felt	Total kostnad Mill NOK	EIF reduksjon	Kostnad per reduksjon EIF NOK
Snorre	8446	4063	2 078 671
Statfjord	6371	9897	643702
Norne	5899	351	16 805 431
Troll B	3192	343	9 306 991
Troll C/Fram	3151	204	15 445 964
Gullfaks C	2979	499	5 970 028
Gullfaks B	2979	534	5 578 734
Gullfaks A	2542	250	10 169 298
Ekofisk	2448	4070	601 443
Gjøa	1892	76	24 898 111
Kristin	1054	207	5 092 534
Njord	1017	0	n/a
Åsgard	1013	386	2 625 300
Tor	585	0	n/a
Skarv	546	55	9 923 365
Balder/Ringhorne	531	124	4 279 513
Veslefrikk/Huldra	469	473	991 793
Eldfisk	431	613	703 168
Brage	317	373	849 088
Oseberg C	272	305	892 444
Varg	119	489	243 079
Troll A	99	0	n/a
Gyda	49	297	165 689
<b>Totalt</b>	<b>46401</b>		

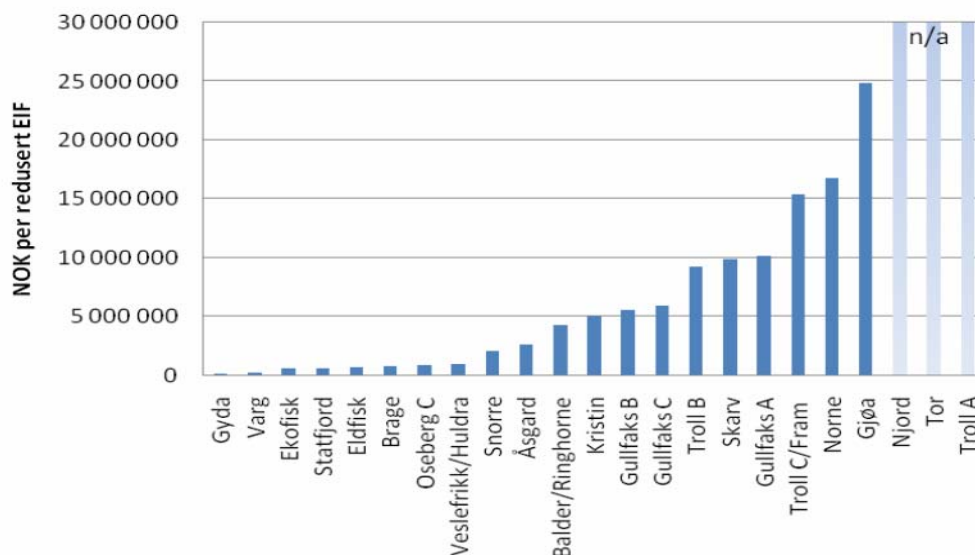
I figuren nedenfor er feltene rangert etter totale kostnader for injeksjon eller reinjeksjon av produsert vann. Figuren indikerer store kostnadsforskjeller mellom feltene. Kostnadene for de enkelte feltene varierer mellom om lag 8 milliarder NOK til om lag 50 millioner NOK. Det er imidlertid viktig å understreke at usikkerheten knyttet til anslagene og gjennomførbarhet er svært stor. I figuren er det lagt til grunn et usikkerhetsspenn på 50 %.



Figur 4.9: Totale feltvise kostnader for injeksjon/reinjeksjon.

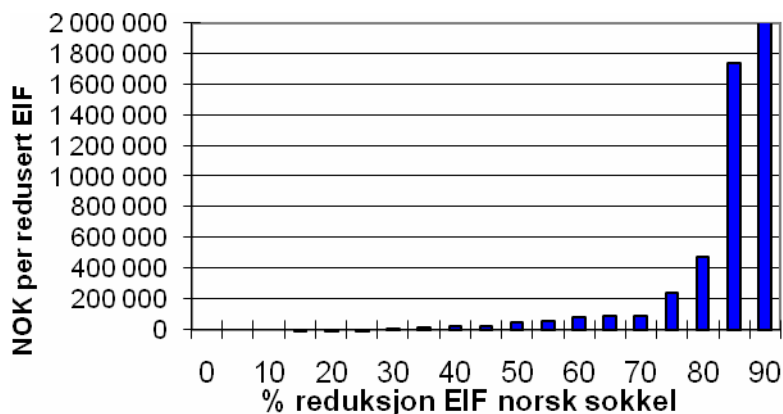
En samfunnsøkonomisk kostnytte vurdering av fysisk nullutslipp av produsert vann vil ikke være fullstendig uten å trekke inn miljøeffekten, i tillegg til kostnadsbildet. Kostnader per redusert EIF (Environment Impact Factor) er i så måte den best tilgjengelige indikator til dette formålet. Det er uansett vanskelig å trekke konklusjoner om kostnadseffektivitet med så stor usikkerhet knyttet til både effektbildet og kostnadene. Sett i sammenheng med nullutslippsrapporteringen som ble gjennomført i 2003 er det imidlertid nyttig med en vurdering av kostnader opp mot EIF, selv om det ikke kan trekkes noen konklusjoner basert på dette.

Figuren nedenfor rangerer feltene etter kostnad per redusert EIF. Kostnaden varierer fra 166 000 NOK/reduert EIF til ekstremt høye tall. Det sistnevnte skyldes at tiltak ikke medfører noen endring i EIF.



Figur 4.10: Kostnader per redusert EIF ved injeksjon/reinjeksjon.

Figuren viser at kostnaden per redusert EIF er svært høy for de aller fleste feltene. Dette kan også illustreres ved å sammenligne med resultatene fra en tidligere analyse utført av SFT og Oljedirektoratets fra 2003. Analysen fra 2003 viser at kostnaden per redusert EIF er svært høy for en prosentvis reduksjon i EIF på norsk sokkel på mer enn 80 % (se figur 4.11). I vår analyse har vi vurdert kostnadene ved å redusere utslippene med minst 95 %. Våre resultater vil følgelig typisk ligge ytterst til høyre i figuren fra 2003-analysen. Marginalkostnaden per redusert EIF utover 90 % reduksjon er således svært høy. Dette kan bety at feltene allerede har tilpasset seg kostnadseffektivt, og at et krav om reinjeksjon eller injeksjon medfører svært høye kostnader og liten miljøgevinst.



Figur 4.11: Kostnad per prosentvis reduksjon i EIF på norsk sokkel (2003).

Tiltak for å redusere utslipp til sjø vil medføre økt utslipp til luft. Tilbakemeldingene fra selskapene viser et økt CO<sub>2</sub> utslipp over feltenes levetid på 2,24 millioner tonn og et økt NO<sub>x</sub> utslipp på 11,57 tusen tonn. Det totale nettoutslippet tar hensyn til at Norne og Tor nedstenges som følge av et krav om fysisk nullutslipp. Dersom nedstengning ikke er aktuelt vil det totale utslippet bli i overkant av 5,59 millioner CO<sub>2</sub> og 22,74 tusen tonn NO<sub>x</sub>.

Det kan være vanskelig å få et begrep om størrelsen på dette utslippet. En måte å fremstille det økte utslippet til luft er å vurdere det økte utslippet i 2015 med Oljedirektoratets prognose for totalutslipp for forventet aktivitet på norsk sokkel samme år. Denne er prognostisert til å være 13,78 millioner tonn CO<sub>2</sub>-utslipp og 39,4 tusen tonn NO<sub>x</sub>-utslipp. Således vil økt utslipp til luft som følge av injeksjon og reinjeksjon av produsert vann som i dag slippe ut til sjø, gi en økning i utslippene i 2015 på henholdsvis 2% økning i CO<sub>2</sub>-utslippet og 2,5% økning i NO<sub>x</sub>-utslippet. Dersom vi antar at Norne og Tor ikke nedstenges vil de tilsvarende økningene være i overkant av 3,7% og 5%.

Tabellen nedenfor viser det årlige anslaget for det samlede utslipp til luft som et krav om injeksjon og reinjeksjon av produsert vann, vil medføre.

Tabell 4.7: Totale utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> som følge av tiltak for injeksjon/reinjeksjon av produsert vann.

Felt	CO <sub>2</sub> -utslipp mill tonn	NO <sub>x</sub> -utslipp 1000 tonn
Statfjord	0,917	4,176
Snorre	1,268	7,920
Ekofisk	0,000	0,000
Norne	-3,262	-10,286
Gullfaks C	1,100	2,640
Gullfaks B	0	0
Gullfaks A	1,100	1,980
Troll B	0,0003	1,318
Troll C/Fram	0,0001	0,745
Gjøa	0,444	0,342
Kristin	0,045	0,056
Njord	0,003	0,002
Åsgard	0,063	0,048
Tor	-0,117	-0,904
Skarv	0,011	0,00001
Balder/Ringhorne	0,049	1,775
Veslefrikk/Huldra	0,478	0,368
Eldfisk	0,000	0,000
Brage	0,065	0,050
Oseberg C	0,044	1,317
Varg	0	0
Troll A	0,001	0,0002
Gyda	0	0
<b>Totalt</b>	<b>2,208</b>	<b>11,547</b>

## 4.5 Vurderinger

Feltene vil få en økende vannproduksjon i noen år framover som følge av at de blir eldre. Høy oljepris vil kunne bidra til økt levetid av feltene og dermed økte mengder produsert vann. Dersom det ikke settes i verk flere tiltak, vil vi derfor kunne oppleve en økning i utslippene av olje og naturlig forekommende stoffer i produsert vann, også etter at alle planlagte tiltak er iverksatt. I henhold til vannprognosene vil utslippene av produsert vann øke med 15 % fra 2007 til 2012, som er det året hvor de forventede utslippene av produsert vann vil bli størst.



Videre fremover vil imidlertid vannmengdene som slippes ut gå ned og i 2020 er det forventet at utslippene er omkring 30 % lavere enn i 2007.

I 2007 er det noen få av de eksisterende feltene, og da spesielt Gullfaks, Statfjord og Troll B og C, som alene bidrar med 65 % av de totale utslippet av produsert vann og 50 % av utslippet av dispergert olje. Disse feltene har eller er i ferd med å installere renseteknologier som vil kunne redusere utslippene av dispergert olje og naturlig forekommende organiske stoffer, men som ikke har noen effekt på utslippene av tungmetaller eller radioaktive stoffer.

Troll B og C har høye konsentrasjoner av radioaktivitet. Dette sammen med de store vannvolumene fra Troll B og C medfører derfor at disse to feltene står for ca 40 % av de totale utslippene av radioaktivitet på norsk sektor. Injeksjon på disse to feltene kan bidra til vesentlig reduksjon av utslipp av radioaktive stoffer.

Det er gjort betydelige utslippsreducerende tiltak i forbindelse med nullutslippsarbeidet hittil. For ytterligere å redusere utslippene i et større omfang fra de feltene som bidrar mest vil injeksjon eller vannavstengningstiltak være nødvendig.

Totalkostnadene for å innføre krav om injeksjon for hele sokkelen er veldig høye. Våre anslag knyttet til injeksjon og reinjeksjon av produsert vann er om lag 46 milliarder NOK. For de feltene som i dag bidrar mest er kostnadene for injeksjon anslått til om lag 8,5, 6,4 og 6,3 milliarder NOK for hhv Gullfaks, Statfjord og Troll B og C. Det er viktig å understreke at det er stor usikkerhet knyttet til kostnadsanslagene og gjennomførbarheten av tiltakene.

Det er vanskelig å påvise effekter av det produserte vannet selv rundt de største kildene. Det er derfor også vanskelig å vurdere nytteeffekten av å bruke så store ressurser på å injisere vannet selv fra disse feltene. De største kildene ligger innenfor et område med fiskebestander som er i dårlig forfatning. Haltenbanken og Sklinnabanken er områder hvor topografien og strømforholdene gjør at forurensning holdes lenger tilbake i området. Her vil også f.eks gyteprodukter også ha lenger oppholdstid med følgelig større sannsynlighet for eksponering fra utslippene. Det er imidlertid ingen store utslippskilder i dette området. Så selv om det er usikkerhet knyttet til effektene av utslipp av produsert vann er det uansett viktig å jobbe for videre utslippsreduksjoner og at det foretas grundige vurderinger av potensielle effekter for hvert felt.

Praksis viser at selv nye utbygginger har fått godkjent PUD med utslipp av produsert vann, jf Skarv og Gjøa. Det kan være vanskelig å starte med injeksjon/reinjeksjon i første fase av produksjonen pga små vannmengder, jf Alvheim. Det er ikke nødvendigvis egnede reservoarer for injeksjon der hvor nye utbygginger planlegges. Et krav om injeksjon vil kunne være utslagsgivende for om nye felter kan bygges ut eller ikke.

Vi mener det er svært viktig at nye virkemidler for utslipp til sjø fra petroleumssektoren vurderes i et helhetlig perspektiv der for eksempel luftutslipp, avfallsproblematikk, sikkerhetsaspekter og kostnader vurderes opp mot miljøgevinsten for det marine miljø. Klimautfordringer og de betydelige utslippene til luft fra norsk sokkel bør tillegges større vekt når eventuelle nye nullutslippsmål til sjø diskuteres. Mye arbeid er lagt ned for å møte nullutslippsmålene og det er viktig at effekten av tiltakene som er eller blir installert blir verifisert før det vurderes behov for nye tiltak for disse feltene. Det er tidligere meldt at en fullstendig vurdering av måloppnåelse først kan gjøres i 2009 for at effekten av alle

implementerte tiltak kan sees. Det er også tiltak som fortsatt vurderes og som er planlagt implementert etter 2008.

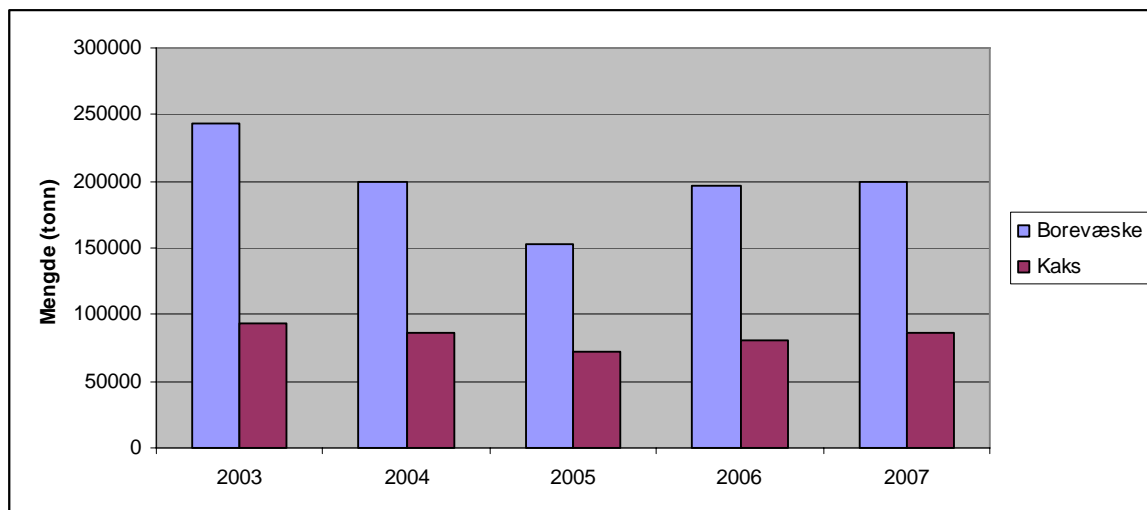
## 5. Borekaks

### 5.1 Utslipp av borekaks og vannbaserte borevæsker

Boreoperasjoner medfører to typer boreavfall; borekaks som er utboret steinmasse, og brukt borevæske. Det vil alltid være et vedheng av borevæske på borekaksen når den slippes ut eller på annen måte blir tatt hånd om. Myndighetsinnførte krav til oljevedheng i forbindelse med utslipp av borekaks fra 1991 har i praksis ført til at utslipp av borekaks tilknyttet boring med oljebasert borevæske er opphørt. Dette kravet som ikke tillater utslipp av kaks med oljevedheng som overskrider 1 vekt %, har blant annet ført til utvikling og bruk av vannbaserte borevæsker. Disse borevæskene inneholder i dag stort sett bare grønne og/eller gule kjemikalier. Utslipp av borekaks med slike vannbasert borevæsker er i utgangspunktet tillatt og blir ikke spesifikt regulert i feltenes utslippstillatelser. Unntatt er boreoperasjoner i Barentshavet hvor det kun tillates å slippe ut borekaks i forbindelse med boring av topphull. Ved topphulls boring er borevæsken ofte sjøvann.

Kaks boret med vannbasert borevæske slippes hovedsakelig direkte ut på havbunnen. Kaksen fra seksjoner under topphull bringes først opp på boreriggen hvor borevæske blir mekanisk fjernet fra kaksen i ristemaskiner før den slippes ut. I tillegg er det utslipp av brukt vannbasert borevæske som av forskjellige grunner ikke lengre kan benyttes.

Figur 5.1 viser utslipp av borevæske og kaks boret med vannbaserte borevæsker på norsk sokkel i perioden 2003 – 2007, mens tabell 5.1 viser mengder borevæsker og borekaks for 2007 fordelt på ulike disponeringsalternativer som operatørselskapene har rapportert til myndighetene.



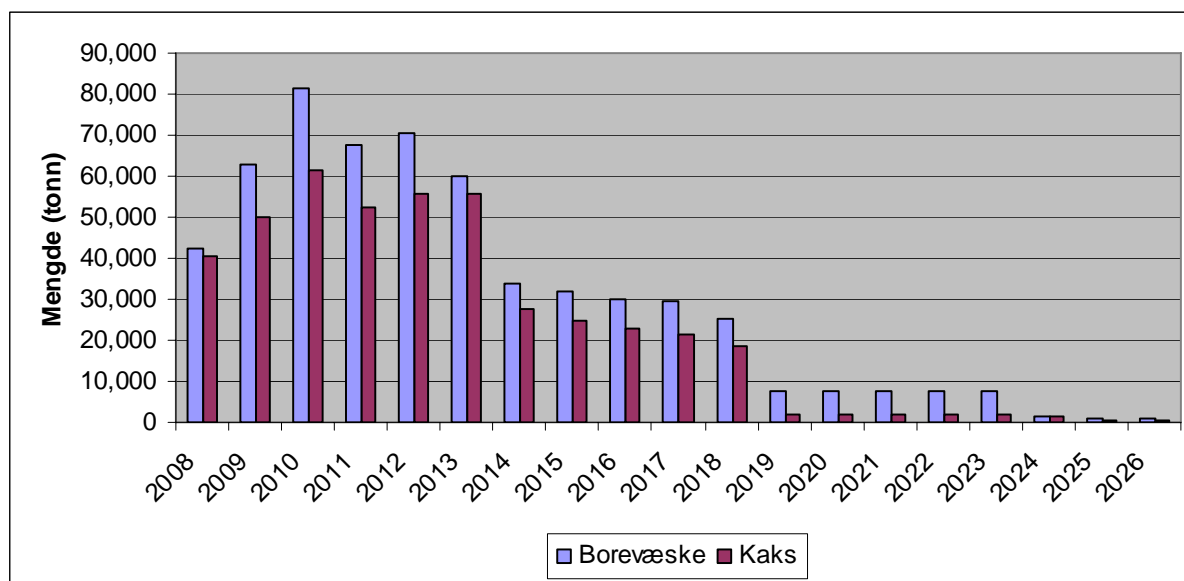
Figur 5.1: Utslipp av vannbaserte borevæsker og kaks 2003 – 2007

Tabell 5.1: Disponering av borevæsker og borekaks fra norsk sokkel for 2007

	Utslipp	Injisert	Sendt i land
Vannbasert borevæske	199 281	27 243	9 439
Vannbasert borekaks	86 405	1 191	722
Oljebasert borevæske	0	53 301	42 660
Oljebasert borekaks	0	50 321	28 875
Sum	285 686	132 056	81 696

Prognoser for utslipp fra felt i produksjon og funn med godkjent PUD er vist i figur 5.2. Verdiene i disse to figurene er ikke direkte sammenlignbare fordi det i figur 5.1 også er tatt med utslipp fra letevirksomheten de enkelte årene.

Figuren viser at utslipp av borevæske og kaks når en topp i 2010 med utslipp av henholdsvis 81 634 tonn borevæske og 61 418 tonn kaks. I årene 2011 – 2013 viser prognosene at utslippene også vil ligge relativt høyt før det er en markant nedgang videre utover i perioden. Tallene er imidlertid beheftet med stor usikkerhet. Hovedårsak til usikkerheten er at flere av selskapene kun har rapportert utslipp fra vedtatte borer, og det er derfor rimelig å anta at anslag for utslipp er altfor lavt. For flere av feltene er det bare rapportert om at det planlegges boring av et visst antall brønner i resten av feltets levetid uten å angi hvordan disse fordeler seg i tid. I disse tilfellene er det forsøkt innhentet tilleggsopplysninger og foretatt en noe skjønsmessig fordeling av boreoperasjonene på de gjenstående årene. En slik fordeling fører til økt usikkerhet i utslippstallene for de enkelte årene. Totaltallene for utslipp frem til 2026 på henholdsvis 576 150 tonn borevæske og 441 766 tonn kaks vil imidlertid være dekkende for operatørens planer for fremtidige borer med utslipp til sjø.

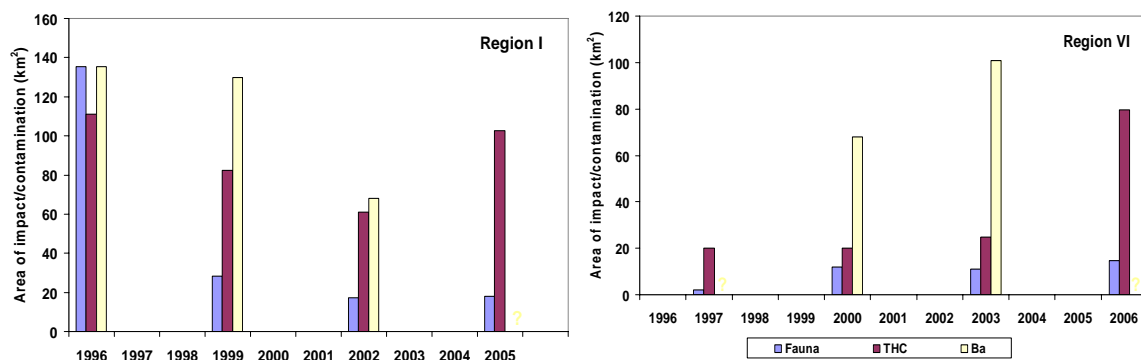


Figur 5.2: Prognoser for utslipp av vannbaserte borevæsker og kaks fra eksisterende felt.

Vannbaserte borevæsker inneholder gjerne leire, diverse salter og ved boring i seksjoner under topphullet også vektstoffer som barytt. Disse stoffene er klassifisert i SFTs gule og/eller grønne kategori. Mineralbaserte kjemikalier som f. eks barytt inneholder også små mengder tungmetaller som forurensning. Samlet utslipp av miljøfarlige stoffer på prioriteringslisten (tungmetaller) har vært relativt stabilt de senere årene på tross av variasjoner i antall borede brønner. Samlet utslipp i 2007 var ca 5 tonn, hvorav utslipp av bly utgjør ca 2,2 tonn og kobber ca 1,9 tonn.

## 5.2 Miljøeffekter ved utslipp av borekaks og borevæske

Det er få områder hvor havbunnen er så godt undersøkt som rundt de norske petroleumsinstallasjonene. Operatørene har etter krav fra myndighetene overvåket kjemisk innhold og biodiversitet i sedimentene siden tidlig på 1980-tallet. Mye av fokus har vært rettet mot de installasjonene som har hatt utslipp av kaks og oljebasert og syntetisk borevæske. Den finkornige kaksdelen, med vedheng av det oljebaserte boreslammet spredte seg langt vekk fra plattformene. Det ble da målt forhøyede konsentrasjoner av barium (Ba) og totale hydrokarboner (THC) flere mil fra plattformene. En kombinasjon av kjemisk og fysisk (slampartikler) påvirkning førte videre til forstyrrelser i bløtbunnsfaunaen. Etter at det ble forbudt å slippe ut oljebaserte/syntetiske borevæsker har sedimentovervåkingen offshore vist en bedring av miljøforholdene i flere av regionene som overvåkes. Rapporten ”Offshore sedimentovervåking på den norske sokkel 1996 – 2006” konkluderer med at mindre enn 0.1% av sokkelens areal er kontaminert og områdene med påvirket bunnfauna er ennå mindre. Figur 5.3 viser utviklingen av areal kontaminert med Ba, THC og areal av påvirket bunnfauna fra hhv Ekofisk- og Tampenområdene. Eksemplet under er hentet fra overnevnte rapport.



Figur 5.3: Utviklingen i areal kontaminert med hhv Ba og THC samt areal påvirket bunnfauna. Til venstre er Ekofiskområdet sør i Nordsjøen og til høyre er Trøndelagsområdet/Tampen i Norskehavet.

Utslippspunkt – ved overflaten eller ved havbunn - har betydning for hvor borekaks og borevæske føres. Videre vil egenskapene til borekaks og væske, vanddyb, strømforhold og topografi være avgjørende for spredning og nedbrytning av både gamle kakshauger og nytt tilført materiale. Nye modelleringer viser en generell spredning av partikler fra boring (vektmaterialer og borekaks) 5-10 km ut fra borested<sup>3</sup>. Men det er kun innenfor ca 250 meter at utslippene fra riggene sedimenterer med lagtykkelse over 1 cm.

Utslipp av kaks med vedheng av vannbaserte borevæsker gir ikke tilsvarende miljøeffekter på bunnsedimentene som de tidligere brukte oljebaserte. De vannbaserte borevæskesystemene har høyt saltinnhold og inneholder lett nedbrytbare organiske komponenter. Kjemikaliene som brukes gir derfor minimal virkning på det marine miljø. Risiko for effekter knyttet til utslipp av vannbaserte borevæsker er lite sannsynlig. I tidligere undersøkelser er det funnet at organismesamfunn i en radius på om lag 50 meter fra borehullet er lett forstyrret. Dette innebærer at artsmangfoldet avviker fra nærliggende og antatt uforstyrrede områder. Dette er mest sannsynlig effekter av den fysiske nedslammingen.

<sup>3</sup> Konsekvenser av regulære utslipp til sjø, Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFNH), Program for utredning av konsekvenser, Sektor Petroleum og Energi, Sintef 2008

NIVA har i et PROOFNY-finansiert prosjekt gjennomført eksperimenter hvor kaks med vannbaserte (med ilmenitt) og olefinbaserte (med barytt) borevæsker er tilsatt ”kasser med sediment/ bunnfauna”. Resultatene viser at bionedbrytbare organiske faser i begge typene av boreslam gir økt sediment respirasjon og oksygenforbruk. Det er ikke påvist spesielle skader på fauna, men enkelte arter viser nedgang i artsantall. Resultatene utelukker ikke toksisk effekt, men størrelse og form på partiklene i slamtypene er mest sannsynlig årsaken til de observerte effektene. Enkelte arter vil være mer følsomme for den fysiske påvirkningen, så som filtrerende og rørbyggende arter som lever i og på sedimentet. Erfaringer fra overvåkingsundersøkelser i etterkant av boringer viser imidlertid at nedslammede områder raskt rekoloniseres etter avsluttet boring.

Det er antatt at koraller og svamper er følsomme for fysisk nedslamming. Det derfor er viktig å unngå utslipp av kaks i områder med verdifulle svampsamfunn og/eller korallrev. Det er krav om at aktuelle bore-områder skal undersøkes med tanke på slike forekomster før boreaktiviteten kan finne sted. Dersom undersøkelsene viser tilstedeværelse av koraller eller annen følsom bunnfauna, kan myndighetene stille krav om alternativ håndtering av borekaks og borevæske. Endring i bunnsstrat vil også kunne påvirke fisk som gyter på bunn (f.eks. sild).

Den tradisjonelle sedimentovervåkingen viser at det er en gjennomgående tendens til noe forhøyede THC konsentrasjoner rundt felt som startet opp på slutten av 1990-tallet og etter 2000. Dette er felter som kun har hatt utslipp av kaks med vedheng av vannbasert borevæske. De forhøyede konsentrasjonene sees imidlertid kun på de nærmeste stasjonene (500 – 250 meter), og flere av feltene som har hatt oppstart i samme periode viser en rask nedgang etter noen år med borestans. Man observerer ikke noen effekt på bunnfaunaen rundt nye felt, heller ikke på de innerste stasjonene ved 250 m. Mulige forklaringer på økte THC verdier kan være olje fra boring av reservoarseksjoner, nedfall av jettesand eller partikler fra produsert vann.

### **5.3 Håndtering av borekaks, alternativer til utslipp**

En vurdering av alternative håndteringsmetoder for borekaks må inkludere kostnader ved annen håndtering, utslipp til luft, transport, sikkerhetsaspekter ved håndtering, helse og kjemisk eksponering i tillegg til de nevnte miljøeffekter.

Alternativ håndtering av utslipp av borekaks og -væske til sjøbunn er injeksjon, transport til land, eller lagring i spesialdesignede ”bager” (Subsea bigbag) på havbunnen. Metodene krever et håndteringssystem for kaks om bord på riggen. Dette er allerede på plass på de fleste rigger for å kunne gjenbruke borevæske og ta vare på kaks boret med oljebasert borevæske. Bruk av subsea bager er ikke vurdert i denne studien da slike bager ikke har vært benyttet ved boring på norsk sokkel. De er imidlertid benyttet flere steder ved opprensning av forurensede sedimenter på havbunn.

#### **5.3.1 Injeksjon av borekaks/brukte borevæsker**

Borekaks som skal injiseres må ha egenskaper som tillater pumping. Det er utviklet teknologier hvor borekaks blir knust og tilsatt væske slik at dette blir en flytende masse (slurry) som kan injiseres ned i vannførende permeable formasjoner under havbunnen.

Utsiraformasjonen, men også andre formasjoner, er brukt til injeksjon av borekaks. Denne form for injeksjon har foregått på norsk sokkel siden midten av 1990-tallet.

Injeksjonen av borekaks kan foregå via ringrom (annulus) i produserende brønner. Dette gjøres blant annet på Statfjord og Gullfaks. Her injiseres borekakset i Utsiraformasjonen. Ekofiskfeltet som ikke ligger over Utsiraformasjonen, injiserer borekakset i dedikerte brønner

Det ble injisert ca 130 000 tonn boreavfall i 2007 på norsk sokkel. Dette er fordelt på både brukte borevæsker og borekaks. Det er også injisert betydelige mengder brukte vannbaserte borevæsker selv om utslippet var 7 ganger større.

Det har vært flere hendelser relatert til injeksjonsbrønner og oppsprekking til havbunn som viser at det er behov for grundigere kartlegging av hvilke geologiske formasjoner som kan benyttes og hvilke kriterier som skal ligge til grunn for valg av disse. Mangel på permeable soner å injisere i har vært et hovedproblem.

I Åsgardområdet har StatoilHydro forsøkt å injisere i leirskifer, pga. manglende permeable soner. Men det har vist seg vanskelig å injisere kontinuerlig i leirskifer, noe som kan føre til trykkoppbygning. StatoilHydro har derfor håndtert dette ved ilandsending fra innretningene i Norskehavet.

Injeksjon av borekaks til Utsiraformasjonen er heller ikke risikofritt. I 2007 rapporterte StatoilHydro om en hendelse på Visund etter at oljeholdig borekaks ble oppdaget på havbunnen. Senere undersøkelser har vist at lokket over injeksjonssonen hadde sprukket opp slik at injisert slurry har lekket opp til havbunnen. Det har også vært en tilsvarende hendelse på Ringhornfeltet i 2004. Slik oppsprekking til havbunnen kan i tillegg til å gi uønskede utslipp på havbunnen, få langt mer alvorlige konsekvenser dersom sprekkene skulle ende opp like under innretninger som er plassert på havbunnen. Dette og andre hendelser har vist at injeksjon i grunne reservoarer må følges opp meget grundig, og at den store Utsiraformasjonen ikke er like lett tilgjengelig for injeksjon over alt. Dersom det ikke finnes en egnet sandformasjon må det derfor tas særlige forholdsregler, og injeksjonen må foregå mer skånsomt slik at sprekkdannelse mot overflaten unngås.

Injeksjon av kaks gjennom havbunnsinstallasjoner er mer kompleks og kostnadskrevenne enn injeksjon fra faste overflateinstallasjoner. Teknologien for å reinjisere fra flytere er ikke like godt utviklet, og det har derfor vært begrenset bruk av reinjeksjon fra flytere samt på store dyp (OGP 2003).

Ved leteboring er det normalt ikke tilgjengelig eksisterende brønner for injeksjon av kaks. Da må kaks injiseres tilbake i brønnen eller det må bores en egen brønn for injeksjon. I slike tilfeller vil dette medføre mellomagring av kaks.

Tabell 5.1 viser at mengdene av kaks og borevæske som slippes ut offshore er betydelige. Dersom de samme mengdene må injiseres vil dette medføre store utfordringer med hensyn til å finne egnede reservoarer for deponi. Videre vil et slikt krav også medføre store utfordringer for de enkelte installasjonene med hensyn til å finne tilgjengelig areal til egnet utstyr for injeksjon. Borevæsker og knust borekaks injiseres i reservoaret ved hjelp av kraftige pumper. Dette krever ekstra energi, og vil medføre økte utslipp til luft.

### 5.3.2 Ilandføring og avfallsbehandling av borekaks

I 2007 ble det totalt ilandsendt ca 80 000 tonn oljeholdig boreavfall fra innretningene på norsk sokkel. Dette omfatter oljekontaminert borekaks, utbrukt oljebasert borevæske samt mindre mengder vannbasert borekaks og -væske. Dette avfallet klassifiseres stort sett som farlig avfall, og må i så tilfelle håndteres som dette. Et forbud mot utslipp på hele norsk sokkel, tilsvarende kravet i Barentshavet, vil medføre ilandføring av økte mengder borekaks kontaminert med vannbaserte borevæsker

Håndtering av borekaks er styrt av HMS-forskriftene, Forurensningsloven og forskrift om farlig avfall. Som farlig avfall regnes alle typer boreavfall som er oljeholdig eller inneholder farlige stoffer. Borekaks med vedheng av vannbasert borevæske kan deponeres som ordinært avfall dersom avfallet ikke inneholder farlige stoffer i mengder som overskrider grenseverdiene. Bariumsulfat, som eneste salt av Barium, er ikke omfattet av bestemmelsene for farlig avfall. Boreavfall med vedheng av barytt vil dermed ikke håndteres som farlig avfall. Det er fylkesmannen som gir tillatelse til deponering av vannbasert borekaks.

Den utstrakte bruken av vannløselige salter i borevæsker representerer en problemstilling i forhold til kontaminering av grunnvann og ferskvannsressurser, og en eventuell videre deponering eller bruk av materialet vil i mange sammenhenger kreve en behandling (avsaltning) av borekaket før sluttdeponering eller sluttbruk. Det er en forutsetning at borekaksen har et lavt vanninnhold (eller lavest mulig) når det deponeres, for å unngå at vannet medfører økt utvasking av vannløselige miljøfarlige stoffer fra avfall som er deponert lenger ned i deponiet og for å unngå at deponeringen blir i strid med forbudet mot deponering av flytende avfall. Det bør derfor stilles krav til avvanning av avfallet før det legges på deponi for mellomlagring eller sluttdeponering. Vannbasert borekaks inneholder mye salter og kan ikke behandles som inert avfall for landdeponi. Innholdet av salt og løst organisk karbon må reduseres dersom vannbasert borekaks med vedheng skal deponeres på land. Oppslemming av boreavfallet med ferskvann er en måte å fjerne salt og løst organisk materiale på. Vannfasen må renses dersom innhold av organisk materiale overskrider utslippskrav.

Det er i dag gitt to tillatelser til deponering av vannbasert borevæske og -kaks. Fylkesmannen i Troms har gitt tillatelse til at vannbasert borekaks fra Barentshavet kan benyttes som tettende lag i toppdekke på deponi på Stormoen avfallsplass. Utlekkingstester som er foretatt på kaks fra Barentshavet har vist at disse massene ikke kan deponeres på deponi for inert avfall. FM i Troms har derfor vurdert at borekaket ikke kan benyttes som fyllmasse til utfyllingsformål eller bakkeplanering utenfor godkjent deponi. Fylkesmannen i Finnmark har gitt tillatelse til deponering av vannbasert borekaks i Repparfjord kobbergruver i Kvalsund kommune. I denne tillatelsen er det gitt unntak fra krav om dobbel bunntetting av deponi. Fylkesmannen i Finnmark har samtidig avslått søknad fra Finnmark Ressurselskap om å benytte vannbasert borekaks som en del av tetningssjiktet i toppdekket på Grøtnes deponi. Begrunnelsen er at Grøtnes ikke tilfredsstiller dagens krav til bunntetting og oppsamling av sigevann.

Tabell 5.1 viser at 81 696 tonn borevæske og kaks ble sendt til land i 2007, mens utslipp til sjø i samme år var 285 686 tonn. Dersom dette er et representativt bilde for mengder og forhold mellom ilandføring og utslipp, kan et krav om fysisk nullutslipp medføre en økning på 250 % i behovet for håndtering av kaks på land. Dette vil medføre store utfordringer for opprettelse av ny deponikapasitet på land.

Det er gjennomført flere studier for å finne måter å nyttgjøre seg borekaks på.

Ved Norsk Hydros boring av brønner på Nukulafeltet utenfor Finnmarkkysten og Loshavn utenfor Lindesnes ble borekaks oppmalt på riggen og tilsatt nye kjemikalier. Denne nye væsken ble benyttet ved topphulls boring på Trollfeltet og på Snøhetta. Det er imidlertid små mengder som kan benyttes på denne måten.

Innblanding i asfalt, annen form for veidekke, jordforbedring, tildekking av deponier er eksempler på annen mulig bruk. I forbindelse med ilandføring av borekaks utboret med vannbaserte borevæsker i Barentshavet er innblanding i betong en mulig nyttegjøring av materialet. Det er gitt tillatelse til å benytte borekaks kontaminert med vannbasert borevæske i betongproduksjon i Hammerfest. Pilotproduksjon vil igangsettes i 2009<sup>4</sup>.

#### **5.4 Økt energibehov/Utslipp til luft**

Ilandføring av borekaks vil føre til økte energikostnader og økte utslipp til luft i forbindelse med behandling, forsinkelser, transport og disponering, samt føre til økt behov for sluttdeponeringsalternativ. Deponering av kaks på land vil medføre økt transport, og dermed økt energiforbruk, som igjen vil bidra til utslipp av klimagasser, herunder CO<sub>2</sub>. Også injisering av kaks medfører økt energibruk og dermed økte utslipp til luft<sup>5</sup>. I tillegg vil det ved transport til land være økte kostnader i forbindelse med økt personellbehov både på rigg, båt og på land.

I forbindelse med ilandføring av kaks er forbruk av diesel i følge operatørene beregnet til 92 kg per tonn kaks, hvilket betyr utslipp av 305 kg CO<sub>2</sub> per tonn kaks. Tallene tar utgangspunkt i Statoils operasjon på Uranus, og inkluderer dieselforbruk i forbindelse med overføring av kaks til forsyningsfartøy, forsyningsfartøyets liggetid ved rigg og transport til deponi.

Injeksjon av borekaks vil medføre øket utslipp til luft pga kraftbehov. ConocoPhillips har undersøkt totalt energiforbruk ved å injisere borekaks på Eldfisk Alpha og sammenlignet med energiforbruk ved å ta borekaks til land. Ved injeksjon av borekaks kreves det kraftige energikrevende høytrykkspumper i tillegg til andre pumper, kverner og shakere for å lage slurry som kan reinjiseres. Totalt energiforbruk ble beregnet til 899 784 kJ per tonn. Ved transport av borekaks til land var energiforbruk 1 875 159 kJ per tonn, dvs mer enn 2 ganger så høyt energiforbruk som ved injeksjon.

#### **5.5 Sikkerhetsaspekter**

Håndtering av større væske- og kaks volum på plattform/rigg vil kunne være krevende mhp personellsikkerhet og arbeidsmiljø. Dersom borevæske og -kaks skal flyttes/transporteres i containere vil dette i seg selv representere en vesentlig økning i risiko. Risikonivået for håndtering av kaks om bord på rigg er høyere ved transport til land enn ved injeksjon (Akvaplan-Niva). Oppsamling av kaks i transportkonteinere krever utstrakt bruk av kraner for flytting av lagringskonteinere om bord, samt økning i laste- og losseoperasjoner. Dette øker risikoen for uhell og personskader betydelig, og i dårlig vær vil også riggstabiliteten påvirkes. Håndtering av borekaks kan også medføre negative effekter på arbeidsmiljø ved støy, støv, lukt hudkontakt og innånding. Ved transport og deponering av kaks på land vil det også kunne oppstå ulemper i form av støy og støv. Kaks kan imidlertid transporteres med vanlige

---

<sup>4</sup> Ref. Advanced Cuttings Treatment AS

<sup>5</sup> Akvaplan-NIVA og Acona rapport 2003, Muligheter for og konsekvenser ved deponering av borekaks på land og konsekvenser ved reinjeksjon (grunnlagsstudie til ULB)



transportsystem (båt, jernbane, bil), og det vil derfor ikke forventes at det oppstår støy på grunn av spesielle transportmåter/behov knyttet til transporten.

I følge Statoils rapportering til petroleumstilsynet, 11.4.06, ang erfaringer fra ilandføring av vannbasert kaks fra brønnene Guovca, Uranus og Snøhvit i Barentshavet ble totalt antall kranløft av kaks beregnet til 750. Totalt mengde ilandført kaks var ca 1500 tonn, dvs ett kranløft pr 2 tonn kaks til land. Det ble ikke registrert uhell eller uønskede hendelse i forbindelse med disse løfteoperasjonene men sikkerheten rundt kran- og løfteoperasjoner har fått betydelig oppmerksomhet de senere år, ikke minst på grunn av at de fleste dødsulykkene som har skjedd i forbindelse med arbeid på innretningene de siste 10 år har involvert bruk av løfteutstyr<sup>6</sup>.

Indikasjoner fra operatører og kjemikalieleverandører dersom Barentshavkrav blir innført på resten av sokkelen er at flere operatører vil vurdere å bytte ut vannbasert med oljebasert borevæske. Dette fordi fordelene med å kunne slippe ut vannbasert vil falle bort og oljebasert borevæske har bedre tekniske og sikkerhetsmessige egenskaper.

Separasjon av borekaks fra borevæske spesielt ved bruk av oljebaserte borevæsker genererer betydelige arbeidsmiljøutfordringer som kjemisk eksponering med høye konsentrasjoner av oljedamp og oljetåke og støyeksposering hvor områdestøynivå ofte ligger omkring 90-95dB(A) (høyere enn krav). Ved håndtering av vannbasert borevæske/kaks vil yrkeshygienisk risiko være forbundet med hudkontakt irritasjoner og inhalering av fast stoff. Aerosoler som dannes ved mekanisk løsrivelse ved siktemaskin kan også inneholde helsefarlige kjemikalier fra borevæsken. Foreløpig vet man ikke om eller hvor skadelig dette kan være. Oppbevaring og håndtering av borekaks på plattformen fremfor å slippe ut til sjø vil også øke risikoen for yrkeshygienisk skade på personell ved økt eksponering.

Sammenligninger av fare- og risikoelementer ved reinjeksjon og ilandføring for deponering av kaks viser at injeksjon medfører betydelig lavere risiko for skader. Dette skyldes hovedsakelig at ved injeksjon skjer mye av prosessene i lukkede systemer, mens ved ilandføring må kaksen omlastes og transporteres i flere omganger.

### **5.6 Kostnader knyttet til nullutslipp av vannbasert borevæske og borekaks**

Selskapene har blitt bedt om å rapportere data for alle felt i drift og under planlegging med godkjent Plan for Utbygging og drift. Rapporten skal gi status med hensyn til håndtering av vannbasert borevæske og borekaks samt gjennomførbarhet, mengder, kostnader og utslipp til luft ved tiltak for fysisk nullutslipp av vannbasert borevæske og –kaks. For feltene innebærer dette at injeksjon, reinjeksjon eller ilandføring av vannbasert borevæske og – kaks skal vurderes. Tiltakene gjelder for de feltene som i dag har utslipp til sjø.

Det er knyttet stor usikkerhet til selskapsdataene. I likhet med innrapportering for nullutslipp av produsert vann, vil en fullstendig teknisk og økonomisk vurdering av tiltak være krevende og kreve relativt lang tid. Dette har ikke vært mulig innenfor tidsfristen for prosjektet. Det er derfor knyttet stor usikkerhet både til gjennomførbarheten og kostnadsanslagene. Det er spesielt stor usikkerhet med hensyn på de totale mengder vannbasert borevæske- og kaks. De fleste selskapene har basert sine tall på boringer som er vedtatt i utvinningstillatelsen og ikke

---

<sup>6</sup> Se [www.ptil.no](http://www.ptil.no)

et forventet estimat for antall boringer over feltets gjenværende levetid. Det er derfor rimelig å anta at anslag for mengder er konservativt.

Det har ikke vært grunnlag for å beregne kostnader ved injeksjon av borekaks i dette arbeidet på grunn av manglende data. Av tidligere vurderinger beregninger som er gjort kan vi vise til Akvaplan-Nivas rapport til forvaltningsplanen for Barentshavet. Deres beregninger viser at dersom det må bores en ny brønn vil det koste det samme som å bore en produksjonsbrønn ca 200 – 250 MNOK. Anskaffelses- og installasjonskostnader for utstyr på havbunnen og riggen beløper seg til ca 20 – 25 MNOK, i tillegg til driftskostnader på mellom 1 og 2 MNOK per år (driftskostnadene er basert på injeksjon i 6 brønner). Kostnader for selve injeksjon er beregnet til mellom 3100 og 11 200 NOK per m<sup>3</sup> kaks injisert. Tallene her er også beheftet med stor usikkerhet.

For å lette arbeidet for de enkelte selskapene har OLF beregnet et gjennomsnittsestimat for kostnader knyttet til ilandføring av borevæske og – kaks. Estimateret er i hovedsak basert på erfaringer som StatoilHydro har fra ilandføring av borevæske og –kaks i Barentshavet. Gjennomsnittskostnaden for ilandføring og behandling av kaks i Nordsjøen er beregnet til 9.000 NOK/tonn, mens den tilsvarende for Barentshavet er 10.000 NOK/tonn. Anslaget inkluderer behandling på dekk, konteinertransport med båt, basekostnader og behandling av kaks. Anslaget anses som konservativt siden ulike overheadkostnader (som for eksempel transport av mannskap, mat og overnatting) og kapasitetsbeskrankninger med hensyn til lager på installasjoner, fartøy og deponi ikke er medregnet.

Kostnadene for ilandføring og deponering av kaks vil variere avhengig av muligheter for samseiling. Kostnader knyttet til forsyningsskip i normal rute vil være forskjellig fra kostnadene knyttet til dedikerte båter for kakstransport. Videre vil kostnadene for behandling på installasjon avhenge av installeringskostnader for håndteringsutstyr samt lagringskapasiteten for kaks og borevæske på riggen. Under normal boreoperasjon vil lagringskapasiteten på riggen ikke være tilstrekkelig for flere døgn oppsamling av kaks, og det vil som regel være behov for å skipe kakscontainere hver eller annenhver dag. Lossing og lasting på feltet er avhengig av været. Dårlig vær kan føre til at boringen må stanses eller reduseres på grunn av manglende lagerkapasitet. Hvilke kostnader dette medfører vil i tillegg til avhendingskostnaden avhenge av verdien av tapt eller utsatt olje samt riggleien.

Det er videre viktig å understreke at anslaget til OLF heller ikke tar hensyn til utfordringer og kostnader for opprettelse av nye deponier. Det er derfor stor sannsynlighet for at de faktiske kostnadene ligger langt over de beregnede kostnadene. OLF antar at ilandføring av borevæske alene vil ha tilsvarende kostnadsestimat som for kaks med vedheng av borevæske. Den faktiske kostnaden vil imidlertid variere mye avhengig av sluttdisponeringsløsning.

Selskapenes innrapporterte kostnader knyttet til injeksjon eller reinjeksjon av borevæske og borekaks for de av feltene som i dag har utslipp til sjø, er svært mangelfull. I beregningene har vi derfor lagt til grunn ilandføring av borevæske og – kaks, og benyttet OLFs kostnadsestimat.

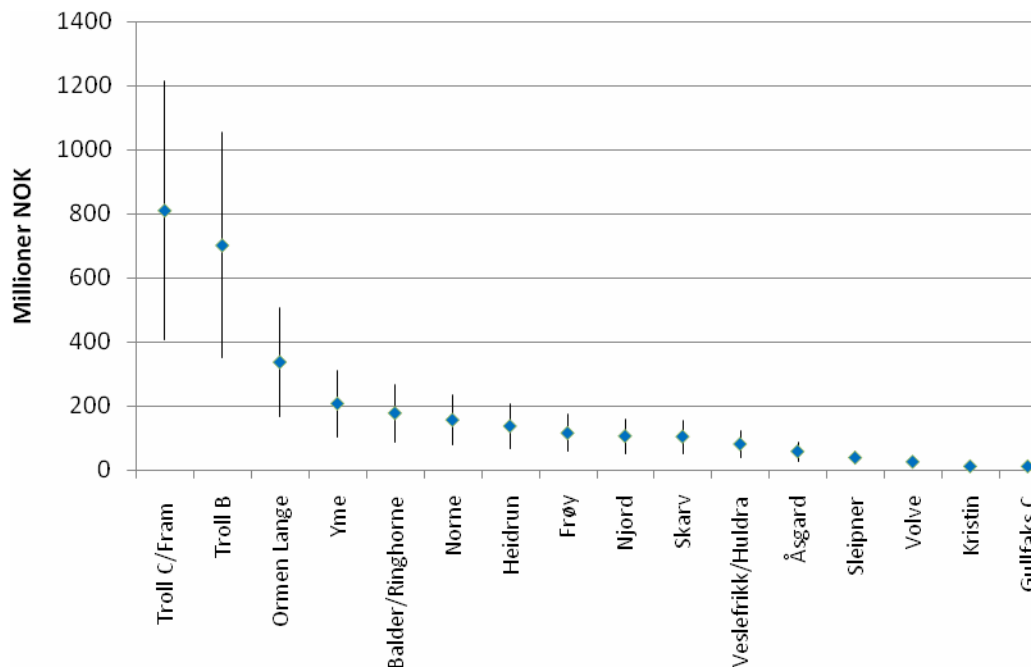
Tabell 5.2 gir anslag for de totale kostnadene for ilandføring av vannbasert borevæske og – kaks generert ved boring under topphull. De totale kostnadene er anslått til 3,1 milliarder NOK. Tiltakene antas å tre i kraft fra og med 2010. Kostnadene er angitt i nåverdier med en diskonteringsfaktor på 7 %. Tabellen viser også tilhørende feltvise mengder av vannbasert borevæske og – kaks knyttet til topphullseksjoner og seksjoner under topphull over feltenes gjenværende levetid, som blir sluppet til sjø. De totale kostnadene er i hovedsak basert på

vedtatte planer for boring, og følgelig ikke antatte boringer over feltenes og utvinningstillatelsenes levetid. Tabellen viser ikke anslag for framtidige funn og letevirsomhet i areal som ikke er omfattet av utvinningstillatelsene for feltene i tabellen.

Tabell 5.2: Anslag for de totale kostnadene for ilandføring av vannbasert borevæske og –kaks generert ved boring under topphull.

Felt	Kostnader ilandføring borekaks/-væske under topphull mill NOK	Topp hull		Under topphull	
		Borevæske mill tonn	Kaks mill tonn	Borevæske mill tonn	Kaks mill tonn
Troll C/Fram	811	204	117	63 608	58 896
Troll B	702	188	108	59 865	55 431
Ormen Lange	337	0	0	39 150	6 687
Yme	208	0	0	14 454	13 779
Balder/Ringhorne	178	1 299	390	18 837	7 056
Norne	157	6 374	3 663	13 365	12 375
Heidrun	137	0	2 117	0	23 936
Frøy	116	6 227	3 579	8 169	9 819
Njord	106	0	0	7 020	6 500
Skarv	105	18 722	10 760	8 438	6 240
Veslefrikk/Huldra	81	0	0	2 560	10 384
Åsgard	58	1 009	580	6 491	1 300
Sleipner	39	617	3 312	2 589	3 807
Volve	26	4 291	9 282	476	3 500
Kristin	12	3 967	2 280	864	800
Gullfaks C	11	3 480	2 000	520	750
Ula/Tambar	0	8 000	4 000	0	0
Valhall/Hod	0	13 000	6 500	0	0
Ekofisk	0	4 000	1 200	0	0
Eldfisk	0	4 000	1 200	0	0
Alvheim	0	13 413	8 483	0	0
Draugen	0	1 836	948	0	0
Grane	0	6 604	58 000	0	0
Oseberg Feltsenter	0	3 500	1 000	0	0
Snorre	0	15 108	9 216	0	0
Visund	0	8 595	11 025	0	0
<b>Totalt</b>	<b>3 084</b>	<b>124 435</b>	<b>139 760</b>	<b>246 405</b>	<b>221 260</b>

Figur 5.4 nedenfor viser feltene rangert etter de totale kostnader knyttet til ilandføring av vannbasert borevæske og –kaks under topphull. Det er lagt til grunn et usikkerhetsspenn på +/- 50 % på de feltvise kostnadsanslagene.



Figur 5.4 Feltene rangert etter de totale kostnader knyttet til ilandføring av vannbasert borevæske og –kaks (usikkerhetsspenn +/- 50 %).

Igjen understrekes det at det knyttet stor usikkerhet til anslagene. Usikkerheten er knyttet til valg av metode for å unngå utslipp, mengder av vannbasert borevæske og –bore samt kostnadsanslaget for ilandføring.

Det er ikke foretatt beregninger for utslippsmengder til luft. Det antas at disse mengdene kan være betydelige. Utslippene vil være knyttet til transport med båt fra feltene til havn samt transport med trailer fra havner til og mellom ulike deponier.

Kostnadsbildet som her er vist gir ikke et riktig bilde av de samfunnsøkonomiske konsekvenser av et krav om fysisk nullutslipp av borekaks og -væske. En samfunnsøkonomisk kostnytte vurdering av fysisk nullutslipp vil ikke være fullstendig uten å trekke inn miljøeffekten, i tillegg til kostnadsbildet. I motsetning til produsert vann finnes det ennå ikke noe egnet indikator for miljøeffekten. Forskning viser imidlertid til at miljøeffekten av utslipp til sjø av vannbasert kaks og borevæske er svært liten og kun nedslammingseffekten kan ha betydning for områder med spesielt sårbar bunnfauna.

Store kostnader og liten miljøeffekt kan bety høye netto samfunnsøkonomiske konsekvenser ved innføring av krav om fysisk nullutslipp av vannbasert borekaks og -væske.

## 5.7 Vurderinger

Resultatene fra miljøovervåkingen på norsk sokkel de senere årene viser at det er begrenset effekt av utslipp av borekaks boret med vannbasert borevæske og at det ikke kan påvises faunaeffekter selv på den innerste stasjonen 250 meter fra installasjonene. Komponenter fra utslipp av borekaks og borevæske kan imidlertid spores ganske langt fra utslippskilden, men da i konsentrasjoner som ikke forventes å gi noen effekt. Imidlertid vil nedslamming og

endring av bunnsbunnet kunne få større konsekvenser i spesielle områder med forekomster av koraller eller annen sårbar bunnfauna og gyteområder for fisk som legger egg på bunnen. Dette vil blant annet gjelde korallområdene langs Eggakanten og Møtebanken som er et viktig gyteområde for sild.

Mulige tiltak for å unngå utslipp av borekaks og borevæske til sjøbunn er injeksjon eller transport til land. I dag injiseres det større mengder borekaks med oljebasert borevæske, men lite borekaks med vannbasert borevæske. Injeksjon av all borekaks, inkludert topphullet, vil kunne medføre en dobling av mengden som injiseres i dag. Det er allerede kapasitetsproblemer på innretningene og i injeksjonsbrønnene som benyttes i dag, og det vil derfor måtte bores mange flere dedikerte brønner for å behandle denne mengden. I tillegg er det i enkelte områder, som for eksempel Haltenbanken, vanskelig å finne egnede reservoarer for injeksjon.

For ilandføring av slike store mengder borekaks foreligger det ikke noen endelig behandlingsløsning hverken for deponering eller alternativ anvendelse i ulike produkter. Kaksen inneholder store mengder salter som vanskeliggjør så vel deponering som annen anvendelse uten forutgående utvasking. Avløp fra en slik prosess vil da måtte slippes til sjø fra land og på den måten flyttes utslipp fra sokkelen til kysten hvor resipienten kan være vel så følsom for de stoffene som slippes ut.

I denne studien er det ikke gjort beregninger av økte utslipp til luft som transport til land av kaks boret med vannbasert borevæske, vil medføre. Det er imidlertid rimelig å anta at det vil bli betydelige ekstra utslipp til luft både fra transport inn fra feltene og videre transport og behandling på land.

På grunn av manglende datamateriale er det ikke beregnet kostnader for økt injeksjon av kaks og borevæsker i denne studien. De totale kostnadene for ilandføring av kaks og borevæske er beregnet til ca 3 milliarder NOK. Dette tallet er beheftet med svært stor usikkerhet, primært fordi det ikke er tatt hensyn til kapasitetsbegrensninger på innretning, ved transport, mottak og videre behandling. Det er ikke gjort en fullstendig kost-nytte vurdering av ilandføring av kaks. Det er imidlertid vanskelig å se at det er forsvarlig ut fra miljøhensyn å pålegge operatørene på norsk sokkel de betydelige kostnader et generelt krav om nullutslipp av kaks og borevæske trolig vil medføre. Dette baseres på de lokale og kortvarige miljøeffektene som er registrert fra utslippene offshore og antagelser om betydelige økte utslipp til luft fra transport og behandling på land.

## **6. Anbefalinger**

**Basert på våre vurderinger av kostnader og miljøeffekter, jf kap 4.5 og 5.6 vil vi anbefale at:**

- radioaktivitet (TENORM- Technically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials) inkluderes i nullutslippsmålet
- det ikke bør innføres generelle krav til null utslipp av produsert vann og borekaks og borevæske på norsk sokkel
- det både for både nye og gamle felt bør gjøres transparente samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadsvurderinger, inkludert helhetlige miljøvurderinger av tiltak for å hindre utslipp offshore av produsert vann og/eller borekaks og borevæsker
- det i spesielle områder med forekomster av sårbar bunnfauna eller hvor fisk gyter på bunnen bør benyttes teknologi for å håndtere kaks og borevæske på en måte som fører til mindre nedslamming enn utslipp direkte fra riggen
- det på Troll B og C, som representerer omkring 40 % av utslippene av radioaktivitet offshore, bør gjøres nye vurderinger av injeksjon av produsert vann

## Annex 1

### Zero discharge measures – Produced water - Status 2007

Field	Operator	Type	PW 2007 m3	PW discharge 2007	Oil discharge tonnes	OiW mg/l (ISO)	Implemented and planned measures
<b>Balder</b>	Exxon Mobil	Oil /gas	3 353 855	733 019	16,5	22,5	62 % of produced water injected in 2007
<b>Brage</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	8 835 101	5 419 759	108	20	Injection of 39 % in 2007 New injection pump installed in 2008 to increase injection rate
<b>Draugen</b>	Shell	Oil /gas	6 239 660	6 239 660	71,1	11,4	Full PWRI is decided in 4Q 2008 with implementation in 2012
<b>Ekofisk</b>	Conoco Phillips	Oil /gas	8 507 462	8 342 533	162	19,4	Implementation of CTour for Ekofisk field in January 2008. Expected OIW 2 mg/l. >1,2 billion NOK investments.
<b>Eldfisk</b>	Conoco Phillips	Oil /gas	940 362	910 064	14	15,4	Very low EIF. Specific measures not cost-effective.
<b>Embla</b>	Conoco Phillips	Oil /gas					Processed at Eldfisk.
<b>Glitne</b>	Statoil-Hydro	Oil	2 627 888	1 197 214	3,1	2,6	64 % PW injected in 2007
<b>Grane</b>	Statoil-Hydro	Oil	3 458 335	24 086	0,74	30,5	PWRI: 99,3 % regularity in 2007
<b>Gullfaks</b>	Statoil	Oil /gas	24 347 591	30 588 087	194	6,3	Upgrading existing cleaning facilities on GFA, GFB and GFC. Epcon CFU installed at Gullfaks C in 2007, but does not work as planned. The operator is now evaluating additional measures.
<b>Gyda</b>	Falisman	Oil /gas	1 232 835	1 231 177	9,1	7,4	PWRI possible in 2009. Water shut-off in some wells.
<b>Heidrun</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	4 133 156	354 881	13,5	38,1	PWRI > 90 % including water from jetting EPCON.
<b>Heimdal</b>	Statoil-Hydro	Gas /condensate	6 035	0			Full scale PWRI

## Annex 1

Field	Operator	Type	PW 2007 m3	PW discharge 2007	Oil discharge tonnes	OiW mg/l (ISO)	Implemented and planned measures
Huldra	Statoil-Hydro	Gas/ oil	198 324				Producing at Veslefrikk
Jotun	Esso	Oil /gas	6 686 302	2 355 912	32,8	13,9	Injection of 64% PW in 2007
Kristin	Statoil-Hydro	Gas /condensate	212 775	209 134	7,5	35,9	Cetco Crudesorb filter installed, but experiencing operational problems. Installation of new Epcon unit as part of the Tyrihans development is planned in 3 Q 2008. Ongoing modifications of process utility systems.
Kvitebjørn	Statoil-Hydro	Gas /condensate	17 580	0			Full scale PWRI.
Njord	Statoil-Hydro	Oil	93 570	91 564	0,9	9,4	No specific measures, small volumes of PW. EIF=0, OIW < 10 mg/l in 2007
Norne	Statoil-Hydro	Oil /gas	5 777 504	6 180 540	41,1	6,7	Epcon installed and working.
Oseberg Feltcenter + C	Statoil-Hydro	Oil /gas	2 485 948	1 003 655	16,5	16,4	PWRI at Oseberg Feltcenter 2007: 98,1 % Cleaning and discharge of produced water at Oseberg C
Oseberg Sør	StatilHydro	Oil /gas	2 022 169	4 598	0,1	22,2	PWRI. Regularity 2007 - 99,8 %
Oseberg C	Statoil-Hydro	Gas /oil					Discharge values reported with Oseberg Feltcenter.
Oseberg Øst	Statoil-Hydro	Oil /gas	2 576 863	0	0		PWRI 100 %
Ringhorne	Exxon-Mobil	Oil /gas					PWRI approx. 100 %
Sigyn	Exxon-Mobil	Gas /condensate	94 323	-	-	-	Producing at Sleipner.
Skirne /Byggve	Statoil-Hydro	Gas					Producing at Heimdal
Sleipner Vest	Statoil-Hydro	Gas /condensate	214 637	214 637	1,25	5,8	PWRI 2008



## Annex 1

Field	Operator	Type	PW 2007 m3	PW discharge 2007	Oil discharge tonnes	OiW mg/l (ISO)	Implemented and planned measures
<b>Sleipner Øst</b>	Statoil-Hydro	Gas /condensate	391 881	391 883	6,9	17,7	
<b>Snorre A</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	12 031 796	11 950 517	150	12,5	Epcon at Vigdis stage 2. since 2003, and C-Tour at Vigdis stage 1. 2008. C-Tour at Snorre A 2007.
<b>Snorre B</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	-	-	-	-	81% PWRI in 2005, but stopped in 2006 due to souring of the reservoir. New measures are being evaluated..
<b>Statfjord</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	52 908 531	52 908 531	342	6,5	Reinjection at Statfjord C stopped in 2005 due to probable souring of the reservoir. C-Tour installed at Statfjord C: Nov 2005, Statfjord B: May 2006, Statfjord A: August 2006. C-Tour will be installed for produced water from Statfjord Satellites at Statfjord C in 2008.
<b>Tor</b>	Conoco Phillips	Oil /gas	187 837	187 225	1,9	10	No specific measures, small volumes of PW. EIF= 8 at the highest discharge level.
<b>Tordis</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	-	-			PW processed at Gullfaks.
<b>Troll A</b>	Statoil-Hydro	Gas	29 264	29 264	0,05	1,7	No specific measures, small volumes of PW
<b>Troll B og Troll C</b>	Statoil-Hydro	Gas /oil	21 786 970	21 681 694	227	10,5	Epcon installed at Troll B in 2006, and injection of part of PW from Troll C started in 2006
<b>Ula</b>	BP	Oil /gas	1 870 279	1 184 419	8,4	7,1	PWRI for pressure support. 36% injected in 2007 due to shut down caused by installation of new injection pumps
<b>Valhall</b>	BP	Oil /gas	590 110	382 392	2,9	7,7	Converting well F10 4Q 2008 injection of PW, predicted 95% PWRI in 2011
<b>Varg</b>	Talisman	Oil	1 680 976	1 683 501	15,6	9,3	In steady state OIW is in single figures. Work is going on to reduce impact on OIW of non routine planned events such as scale squeezes.
<b>Veslefrikk</b>	Statoil-Hydro	Oil /gas	5 474 295	5 672 619	70,8	12,5	First planned mitigations measure (Pect-F) cancelled. Ongoing modifications of process system (2007), incl. modification of chemical injection system, internals of separators and upgrade of hydrocyclones. New Epcon unit planned start up in august 2008. This will also include modifications on process utility systems.

## Annex 1

Field	Operator	Type	PW 2007 m3	PW discharge 2007	Oil discharge tonnes	OiW mg/l (ISO)	Implemented and planned measures
Vigdis	Statoil-Hydro	Oil /gas	-	-			PW processed at Snorre A.
Visund	Statoil-Hydro	Gas /oil	812 179	94 758	0,76	8,1	PWRI 87,6 % in 2007
Åsgard	Statoil-Hydro	Gas /oil /condensate	558 323	558 323	6,9	12,4	Water treatment facility at Åsgard A remove 75-78 % oil and plans to implement C-Tour or Epcon rejected. 5 mg/l OIW at Åsgard B in 2006 using existing cleaning technology.