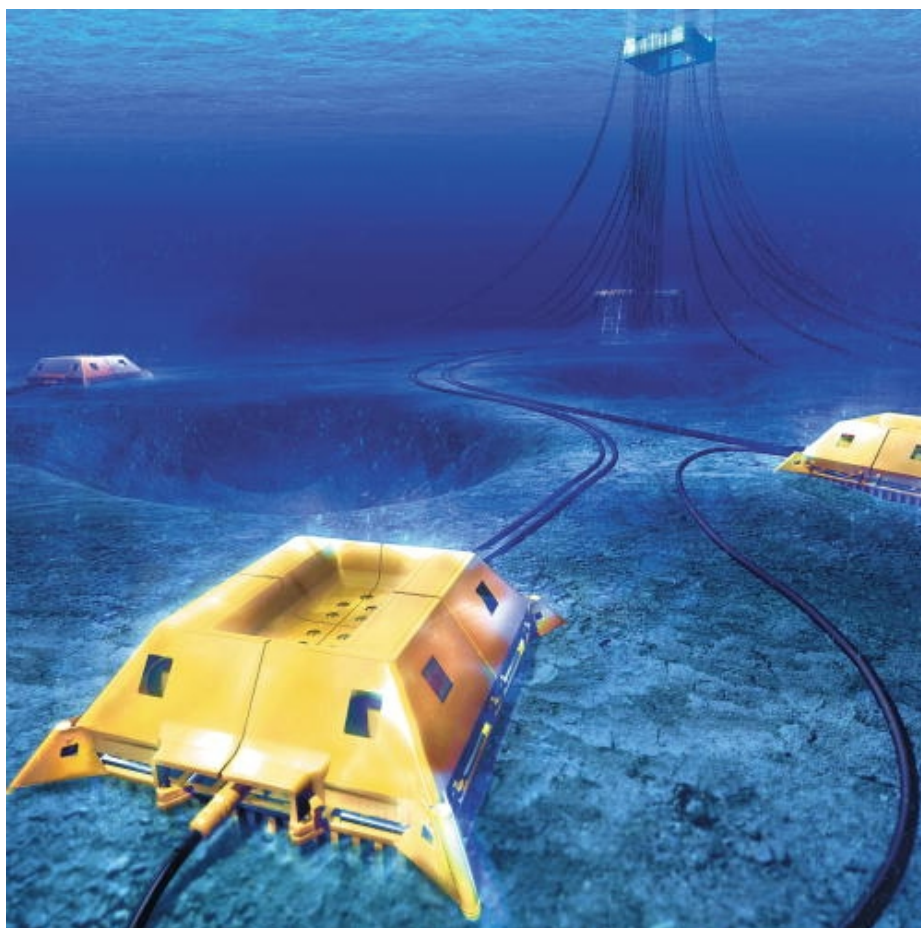


Beskrivelse av miljøteknologi

*Delutredning til sektorutredning Petroleum og energi, Helhetlig forvaltningsplan for
Norskehavet
Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi*



OLJEDIREKTORATET
NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE

April 2008

Forord

Regjeringen har igangsatt et arbeid med en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Arbeidet ledes gjennom en interdepartemental styringsgruppe og det er nedsatt en faggruppe for å koordinere den faglige gjennomføringen av arbeidet, og 4 arbeidsgrupper som skal utarbeide sektorvise konsekvensutredninger for de fire sektorene petroleum og energi, fiskeri, skipstrafikk og ytre påvirkning.

Oljedirektoratet har hatt ansvaret for å utarbeide en oversikt over dagens status på ulike miljøteknologier som skal inn som underlagsmateriale i sektorutredning for Petroleum og energi. Denne rapporten tar for seg ulike miljøteknologier som er implementert for å redusere utslipp til sjø og/eller luft, som er under utvikling eller i utprøvingsfasen, og kan være aktuell å benytte under petroleumsvirksomhet i Norskehavet. Rapporten kartlegger videre hvordan status er på disse teknologiene og hvilke erfaringer en har gjort seg med disse. Miljøteknologier som kan benyttes i alle faser av virksomheten er tatt med i rapporten, fra letefase, utvikling og produksjon til endelig disponering av innretninger.

Rapporten er utarbeidet basert på Oljedirektoratets kunnskap og med gode innspill fra Petroleumstilsynet, Statens forurensningstilsyn og ressurspersoner i oljeselskapene.

10. april 2008

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Innholdsfortegnelse	3
Sammendrag	6
1 Innledning	9
1.1 Petroleumsaktivitet i Norskehavet	9
2 Leteteknologi	11
2.1 Seismikk	11
2.2 Elektromagnetiske undersøker	11
2.3 Badger technology	12
3 Boring og brønnoperasjoner	14
3.1 Boreteteknologi	14
3.1.1 Tynnhulls boring	14
3.1.2 Redusert antall hullseksjoner	14
3.1.3 "Monobore" brønn design	14
3.1.4 "Batch" drilling	15
3.1.5 Retnings boring	15
3.1.6 Flergrens boring	15
3.2 Brønntesting	16
3.2.1 Mer optimal forbrenning	16
3.2.2 Nedihullstesting	16
3.2.3 Nedihulls produksjon og injeksjon	17
3.2.4 Tynnhullstesting	17
3.2.5 Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing)	17
3.2.6 Oppsamling	18
3.2.7 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget	18
3.3 Topphullsteknologi	18
3.3.1 Boring med sjøvann	18
3.3.2 Pæling av lederør/forankringsrør	19
3.3.3 Bruk av havbunnspumper i kombinasjon med oppsamling av borekaks	19
3.3.4 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnspumper	19
3.4 Boreavfall	21
3.4.1 Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske	21
3.4.2 Transport og landdeponering av borekaks	21
3.4.3 Gjenbruk av borekaks	22
3.4.4 Reinjeksjon av borekaks	22
3.5 Borevæsker	23
3.5.1 Vannbaserte borevæsker	23
3.5.2 Alternative borevæsker	23
3.5.3 Oljebaserte borevæsker	23
3.6 Utslipp til luft fra boreaktiviteter	24
3.6.1 Dynamisk posisjonering på rigger	24
4 Produksjon	25
4.1 Produsert vann	25

4.2 Rensing av produsert vann	26
4.2.1 Hydroykloner	26
4.2.2 C'Tour	27
4.2.3 EPCON	28
4.2.4 MPPE	29
4.2.5 Dråpevektsteknologier	29
4.2.6 Andre vannbehandlingsteknologier	29
4.3 Havbunnsseparasjon	30
4.4 Nedihullsseparasjon	31
4.5 Injeksjon av produsert vann	32
5 Utslipp til luft	34
5.1 Energiledelse	34
5.1.1 Design av prosessanlegget	35
5.1.2 Optimal gasstransport	35
5.1.3 Redusert energibehov	35
5.2 Kombikraft	36
5.3 Brenselceller	36
5.4 Elektrifisering	37
5.4.1 Kraft fra land	37
5.4.2 Offshore kraftanlegg	38
5.5 Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning	39
5.6 CO ₂ fangst og lagring	40
5.6.1 CO ₂ lagring	40
5.6.2 Bruk av CO ₂ for økt oljeutvinning	40
5.6.3 CCP – prosjektet (CO ₂ capture and storage project)	41
5.7 Utslippsreducerende tiltak	41
5.7.1 NO _x reducerende tiltak	41
5.7.2 Lav NO _x Dual Fuel	41
5.7.3 Katalytisk rensing (SCR)	42
5.8 Fjerning og gjenvinning av oljedamp (VOC) fra lasting og lagring	42
5.8.1 VOC Industrisamarbeid	43
5.8.2 Gjenvinning av nmVOC	43
6 Kjemikaliebruk	45
6.1 Nullutslippsmålsetningen	45
6.1.1 Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier	45
6.1.2 Utvikling og erstatning av kjemikalier	45
6.2 Effektivisering av kjemikaliebruk	46
6.2.3 Reduksjon ved kilden	46
7 Utsiktede utslipp	47
7.1 Deteksjon av akutt forurensning	47
7.2 Utstyr for bekjempelse av akutt forurensning på sjø	48
7.2.1 Mekanisk oppsamlingsutstyr/lenser og opptakere	50
7.2.2 Dispergeringsmidler og påføringsutstyr	51
8 Miljøovervåking av utslipp til sjø	52
8.1 Innledning	52
8.1.1 Overvåking av vannsøylen	52

8.1.2	Overvåking av sedimenter.....	52
8.1.3	Overvåking av uhellsutslipp.....	53
8.2	Andre overvåkningsmetoder	53
8.2.1	SERPENT	53
8.2.2	Effekter av borekaks på koraller	53
8.2.3	HERMES.....	54
8.2.4	Mareano - Kartlegging av sjøbunn	54
8.2.5	On-line overvåkning av biologiske sensorer, Biota Guard	55
8.2.6	Kablede havbunnsobservatorier.....	55
9	Utslipp fra landanlegg	56
9.1	Vannrenseteknologi landanlegg	57
9.1.1	Biologisk rensing	57
9.1.2	MPPE.....	58
9.1.3	LSP- reaktor for redusert slamproduksjon	58
9.1.4	Våtoksydasjon.....	58
9.1.5	Adsorpsjon	58
9.2	Utslippsreduserende tiltak knyttet til utslipp til luft fra landanlegg	58
10	Disponering av innretninger	60
10.1	Eksisterende teknologi.....	60
10.2	Ny teknologi.....	2
	Referanser	4
	Vedlegg 1	5
	Oversikt over nasjonale miljømål	5

Sammendrag

I det følgende blir det gitt en oppsummering av de ulike fagområdene og hvilke teknologiske utfordringer bransjen har klart å møte og hvilke som gjenstår.

Leteteknologi

Utvikling som forventes fremover innen leteteknologi gjør at en kan bore færre brønner enn tilfellet uten denne teknologiutviklingen. Elektromagnetisk stråling kan skille mellom vann og olje i formasjonene noe som vil redusere sannsynligheten for å bore tørre brønner. Badger Explorer er en teknologi som kan utføre leting uten boring av konvensjonelle letebrønner, det vil si uten utslipp til sjø og med mye mindre kraftbehov. Tidsløpet for kvalifisering av denne teknologien er imidlertid usikker.

Boring og brønnoperasjoner

Den viktigste utviklingen innenfor boreteknologi i forhold til miljø har vært innenfor utvikling av horisontale brønner og etter hvert multilaterale brønner. Teknologiutviklingen har medført et høyere antall reservoarmeter per brønn, noe som gir økt utvinning av olje og gass med færre brønner.

Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Det vil være behov for utarbeidelse av livsløpsanalyser ifm behandling av boreavfall (borevæske, borekaks) for å kunne henvise til hvilken metode som har minst miljøpåvirkning.

Produsert vann

Dagens krav fra myndighetene er at produsert vann som slippes ut i sjøen skal være så lavt som mulig og ikke overstige 30 mg/l dispergert olje. For nye feltutbygginger er det i dag mulig å produsere olje og gass uten operasjonelle utslipp av produsert vann. Det produserte vannet vil variere svært mye i sammensetning fra felt til felt. Hvilken renseteknologi som skal anvendes i hvert enkelt tilfelle vil derfor foretas for det enkelte felt på basis av miljørisikovurderinger.

Aktuelle renseteknologi for produsert vann:

- Hydroykloner
- Kontinuerlig olje i vann måling
- C'tour
- Epcon
- MPPE
- Dråpevektsteknologier

Havbunnsseparasjon

Havbunnsseparasjon har et høyt potensial på egnede felt og forventes tatt i bruk på flere utbygginger i fremtiden. Dette vil også redusere energibehovet og dermed utslippene til luft av bl.a. CO₂ og NO_x. Nedihullsseparasjon er ikke utprøvd på norsk sokkel enda, men er en teknologi som kan ha stort potensial.

Utslipp til luft

Noen tiltak som kan gi reduksjon i utslippene til luft er:

- Lav NO_x Single og Dual Fuel
- Katalytisk rensing (SCR)
- Energieffektivitet og energiledelse
- Reduksjon av VOC utslipp
- Kraft fra land (elektrifisering av innretninger)
- Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning

CO₂ fangst og lagring

Norge vil i framtiden ha gode muligheter til å lagre CO₂ på grunn av tilgang til store, vannfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utenfor norskekysten. Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på en sikker og trygg måte. Innenfor OSPAR-konvensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeidet med å etablere et godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring.

Kjemikaliebruk

Nullutslippsmålet innebærer at det som hovedregel ikke skal slippes ut olje og miljøfarlige kjemikalier til sjø. Målet gjelder både tilsatte og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer. Nullutslippsmålet ble i all hovedsak nådd for både nye og eksisterende installasjoner innen 2005. For å nå målet er det utviklet metoder for reduksjon ved kilden, effektivisering av kjemikaliebruk, substitusjon av miljøfarlige kjemikalier og utvikling av erstatningskjemikalier.

Akutt forurensing

Teknologi for å oppdage og kartlegge akutt forurensing

I Aktivitetsforskriften § 50 er det krav til at operatøren skal etablere fjernmålingssystem som gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. Det har vært en kontinuerlig utvikling av systemer og metoder for fjernmåling av akutt forurensing. Utviklingen er gjort i nært samarbeid med myndigheter, operatørselskap, NOFO og utstyrsleverandører.

Undervanns lekkasjedeteksjonssystemer

Det har i etterkant av Draugen lekkasjen vært en god utvikling av undervanns monterte akustiske sensorer som kan detektere lekkasjer på et tidlig tidspunkt. Slike sensorer kan oppdage lekkasjer på opptil 100 meters avstand, ved hjelp av akustikk, temperatur, fluometri og så videre.

Utslipp fra landanlegg

Ved å benytte landanlegg som driftsenter for et felt kan det benyttes miljøteknologi som ikke er egnet for offshore innretninger. Utbygging fra landanlegg gir større spillerom for valg av optimale energiløsninger og mulig spillvarme kan utnyttes til lokale formål.

Alle teknologier som kan benyttes offshore for å begrense utslippene til luft kan også benyttes på landanlegg. Plass- og vektbegrensninger som blir gjeldende offshore vil ikke være til stede ved landterminaler.

Et landanlegg må forholde seg til kravene beskrevet i BREF (Best available techniques reference documents), som beskriver forventede utslippsmengder gitt størrelsen på anlegget.

Et landanlegg må forholde seg til EUs veiledende BAT-referansedokumenter (BREF-er) som ikke gir direkte anvisning på BAT-krav, men er å betrakte som retningslinjer for BAT-vurderinger. BREF-ene angir hvilke teknikker som vurdert generelt kan anses som forenelig med IPPC-direktivets krav om BAT (beste tilgjengelige teknikker).

Disponering av innretninger

Det har i liten utstrekning vært diskusjoner omkring utvikling av mer miljøvennlig teknologi for fjerning av innretninger på norsk sokkel. Konvensjonell teknologi har frem til nå vært valgt fordi den er kjent og tilgjengelig.

Feltutbygginger i Norskehavet er bygget ut som FPSO og andre flytende installasjoner tilkoblet havbunnsinnretninger med unntak av Draugen som er en bunnfast betonginnretning. Det kan forventes at også fremtidige utbygginger i Norskehavet hovedsakelig vil være av typen flytende installasjoner. Fjerningsteknologi for disse finnes tilgjengelig. Også for eventuell nedgrøfting og fjerning av rørledninger finnes teknologi i dag. Det vil ikke kreve spesiell teknologiutvikling for å utføre avviklingsarbeidet i Norskehavet i henhold til nasjonalt og internasjonalt regelverk.

1 Innledning

Denne rapporten omhandler aktuell miljøteknologi som vil bli eller kan komme til å bli benyttet ved petroleumsvirksomhet i Norskehavet. Teknologi som benyttes i alle faser fra leting til feltavvikling blir gjennomgått. Rapporten representerer en oppdatering av delutredningen "Miljøteknologi" som ble utarbeidet i 2003 som et grunnlag for "Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet", ULB.

Ofte vil den beste måten for å redusere miljøpåvirkning være reduksjon ved kilden. Utvikling innen leteteknologi, undervanns-/nedihullsseparasjon, utbyggingsløsninger som sløser minst mulig med trykkenergien fra produsert gass og lignende kan være like viktige miljøtiltak som anvendelse av rene renseteknologier.

Nye energiformer som vindkraft og bølgekraft vil bli dekket av en annen utredning utført av NVE.

1.1 Petroleumsaktivitet i Norskehavet

Norskehavet omfatter området fra 62° N til om lag 69° 30' N. Med grunnlag i Havrettstraktaten har Norge lagt frem grensene for de områder Norge har råderett over i dyphavet utenfor 200 nautiske mil. De fremlagte grensene med den nødvendige vitenskapelige og tekniske dokumentasjon er nå til behandling i FNs kontinentalsokkelkommisjon.

De relativt grunne områdene på Trøndelagsplattformen, Mørekysten, Haltenterrassen og Dønnterrassen har siden 1979 gradvis blitt åpnet for petroleumsvirksomhet. Deler av Nordland VI samt dypvannsområder i Møre- og Vøringbassenget ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1994.

OD har definert 20 letemodeller i Norskehavet, hvor av 9 er bekreftet. Reservoarbergartene er sandsteiner dannet i ulike avsetningsmiljøer i de forskjellige geologiske periodene. Anslaget for uoppdagede ressurser i Norskehavet er 370 millioner Sm³ o.e. væske og 825 milliarder Sm³ gass. Dette utgjør 35 prosent av de samlede uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Det største potensialet finnes i letemodeller som er definert i øvre trias til øvre jura. Letemodeller i kritt har også stort potensial.

Den første undersøkelsesbrønnen ble boret i 1980, og det første funnet, Midgard (nå del av Åsgard) ble gjort i 1981. Halten- og Dønnterrassen er et relativt godt utforsket område med betydelig infrastruktur. Det er gjort relativt store funn i området, og det er påvist mer gass enn væske.

De fleste oljefunn er gjort på Halten- og Dønnterrassen, bortsett fra Draugenfeltet som ligger på Trøndelagsplattformen. Leteboring i Vøring - og Mørebassenget har i hovedsak bidratt med gassreserver. I den østlige delen av Mørebassenget ble gassfunnet Ormen Lange påvist i 1997, og feltet startet produksjonen september 2007.

I de kystnære områder fra Møre til Lofoten er det boret relativt få brønner, og en del av disse områdene er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet. Bortsett fra noen små mindre funn lengst øst i Møre er det ikke gjort funn i området.

Norskehavet omfatter områder med havdyp ned til flere tusen meter, og reservoarer med høyt trykk og høye temperaturer, noe som igjen stiller særskilte krav til teknologi. Bunnforholdene i Norskehavet varierer svært mye både mellom ulike områder og lokalt innen enkelte områder.

Forskning og utvikling av ny miljøteknologi

Det blir gjennomført flere ulike forskningsprogrammer innenfor miljø og miljøteknologi for petroleumsindustrien. Noen av disse programmene er nevnt i Tabell 1 /12/. Konkrete miljøteknologier som er under utvikling gjennom disse forskningsprogrammene presenteres nærmere i foreliggende rapport. For utdypende informasjon om innhold, tidsperiode og evt. investeringer om prosjekter innenfor disse programmene vises det til forskningsprogrammernes hjemmesider. I tillegg til disse forskningsprogrammene pågår det også mye forskning i regi av industrien.

Tabell 1: Oversikt over noen forskningsprogrammer innenfor miljø og miljøteknologi.

Program	Hensikt
"Environmental Technology for the future" - www.og21.org	Dette er et OG21 initiativ som skal bidra til at virksomheten på norsk sokkel kan drives med minimale miljøkonsekvenser samtidig som man oppnår en maksimal ressursutnyttelse og verdiskapning innen norsk olje- og gassvirksomhet.
Petromaks - www.petromaks.no	Har gående aktiviteter bl.a. på miljøovervåkningssystem for bore- og produksjonsboring.
Demo 2000 - www.demo2000.no	Har som mål å få tatt i bruk nyutviklet teknologi.

2 Leteteknologi

2.1 Seismikk

Seismiske undersøkelser er et viktig redskap som oljeindustrien benytter for å kartlegge mulige hydrokarbonfeller i undergrunnen. Hovedprinsippet ved seismiske undersøkelser er at det sendes ut en lydbølge fra en seismisk kilde som er slept etter et fartøy. Bølgen reflekteres fra grensene mellom geologiske lag under overflaten, og de reflekterte signalene detekteres av hydrofoner (mottaker) i kabel som slepes etter båten. I enkelte tilfeller vil det være aktuelt å erstatte kabelen med mottagere nede på havbunnen.

Det foregår seismisk innsamling i alle faser av petroleumsvirksomheten. Før et område åpnes for kommersiell letevirksomhet, blir det foretatt regionale 2D seismiske undersøkelser i myndighetenes regi. Når området er åpnet, vil oljeselskap og/eller seismikkselskap normalt foreta egne 2D seismiske undersøkelser. Disse undersøkelsene danner en del av selskapenes grunnlag for å søke om utvinningstillatelser i forbindelse med konsesjonsrunder. Etter at en utvinningstillatelse er tildelt, foretar selskapene en mer omfattende seismisk innsamling før leteboring starter.

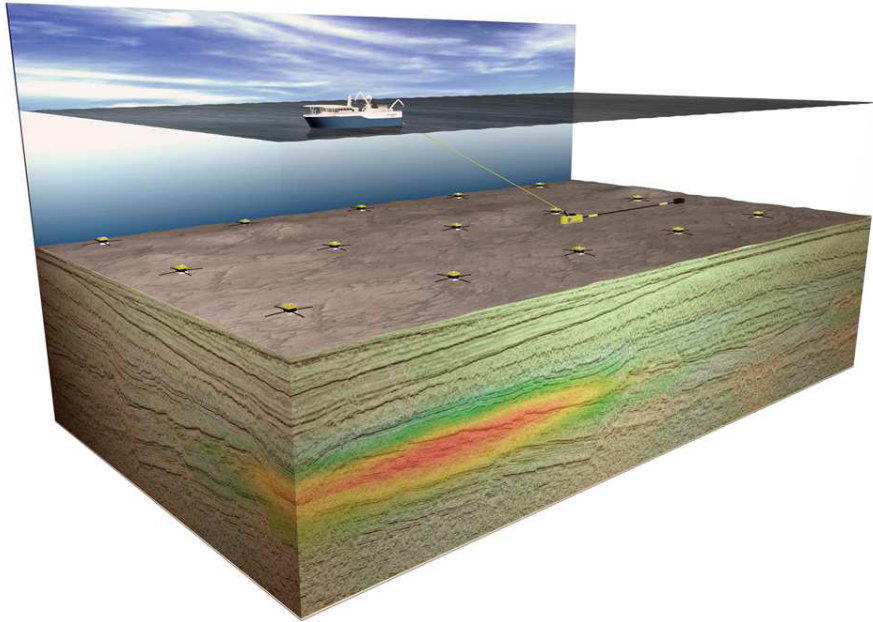
De todimensjonale undersøkelsene (2D) benyttes ved store regionale undersøkelser i en tidlig fase. Fartøyet følger linjer etter et rutenett hvor linjene ligger med relativt lang avstand fra hverandre (1 km eller mer). Det benyttes 1 lydkilde sammensatt av flere luftkanoner til et luftkanonfelt, og det benyttes 1 hydrofonkabel. Ved behov for mer detaljert informasjon benyttes flere parallelle hydrofonkabler og oftest to lydkilder (3D). Disse undersøkelsene dekker et langt tettere rutenett med rutestørrelse nede i 25 x 25 meter. Det kan også samles inn seismikk over felt i produksjon, for å følge utviklingen i reservoaret. Dette tilsvarer gjentatte 3D undersøkelser over tid og kalles 4D seismikk.

I dag benytter oljeindustrien tredimensjonale undersøkelser (3D) i stadig større grad, fordi disse gir langt mer informasjon. Den stadige utviklingen innenfor seismisk innsamling, prosessering og visualisering (fra 2D, 3D til 4D) har gitt positive utslag for tolking av undergrunnen, boring og plassering av brønner. Dette har redusert antall brønner og/eller bedret ressursutnyttelse. For mer informasjon om gjennomføring av seismiske undersøkelser vises det til DNVs rapport "Andre miljøkonsekvenser" og "Effekter av seismiske undersøkelser på fisk, fiskefangster og sjøpattedyr" utarbeidet av DNV, HI og UIO for OLF i 2007.

2.2 Elektromagnetiske undersøker

Elektromagnetiske undersøkelser er en forholdsvis ny metode som benyttes ved innsamling av geofysiske data for vurdering av olje- og gassforekomster. Metoden undersøker den elektromagnetiske ledningsevnen til formasjonsvæskene i et reservoar, og vil dermed kunne skille mellom vann og olje i formasjonene, i motsetning til konvensjonelle seismiske undersøkelser som skiller mellom ulike formasjonstyper. Undersøkelsene foregår etter at en rekke mottakere er plassert langs en linje på havbunnen med en avstand på ca 1 km. Deretter taues en lavfrekvent elektromagnetisk kilde over mottakerne. Mottakerne registrerer signaler som har forplantet seg flere kilometer ned i undergrunnen. Dagens begrensninger for denne metoden ligger i at den

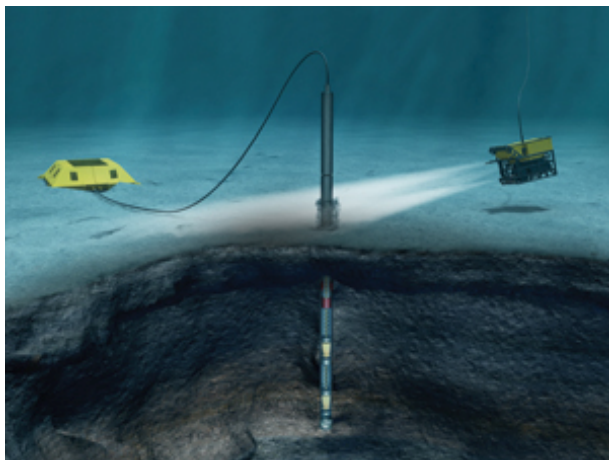
krever havdyp på minst 500 meter, og reservoaret må helst ikke ligge dypere enn 2000 meter under havbunnen. Pr. dags dato er det ikke antatt biologiske effekter av denne typen undersøkelser.



Figur 1: Prinsippskisse elektromagnetiske undersøkelser (kilde: DNV)

2.3 Badger technology

Badger Explorer har potensial til å påvise mulige ressurser uten boring av en konvensjonell letebrønn. Konvensjonell brønn betyr boring av ulike hullstørrelser med bruk av boreslam, sementering av fôringsrør og tilbakeplugging av brønnen. Badger Explorer er et frittstående verktøy som borer seg ned til mulige hydrokarboner, logger formasjonen underveis og sender denne sammen med informasjon om forhold i grunnen tilbake til sjøbunnen gjennom en tynn kabel. Informasjonen sendes videre via satellitt til land for behandling. Verktøyet drives av elektrisk kraft som suppleres gjennom kabelen. Pakken som generer kraft kan plasseres på havbunnen og operasjonen kan styres fra land eller fra et skip i området. Kakset, som bores ut uten bruk av borevæske, trykkes kontinuerlig sammen bak verktøyet og tetter hullet etter hvert bak verktøyet uten bruk av fôringsrør og sement. Verktøyet blir værende i undergrunnen etter fullført boring. Dette fører til mindre forstyrrelse på havbunnen og i undergrunnen og gir en betydelig reduksjon av utslipp til sjø og luft /4/.



Figur 2: Badger Explorer fungerer som en borestreng som på egenhånd borer ned gjennom formasjoner og tetter igjen hullet bak seg med borekaks (kilde: www.bxpl.com)

Basert på innhentet informasjon fra dette verktøyet, kan en bore færre og sikrere letebrønner for å påvise omfang og utstrekning av ressurser. Badger teknologien er under utvikling som en JIP (Joint industry project) med støtte fra Demo2000, StatoilHydro, Shell og ExxonMobil. En prøveoperasjon er planlagt i løpet av 2008.

3 Boring og brønnoperasjoner

Følgende kapittel omtaler ulike miljøteknologier som blir benyttet i bore- og brønnoperasjoner. De nevnte teknologiene kan benyttes til boring av letebrønner, avgrensningsbrønner og produksjonsbrønner. Kapittelet omtaler også alternative metoder som blir benyttet i forbindelse med håndtering av boreavfall, som borekaks og borevæske.

3.1 Boreteknologi

3.1.1 Tynnhullsborings

Tynnhullsborings innebærer å bore brønner med tynnere tverrsnitt i alle brønnseksjoner noe som er med å redusere boreavfall og energiforbruk. Mengden borevæske, sement og kaks kan reduseres betraktelig, opptil 70 % for enkelte brønner. Denne teknologien krever tilrettelegging på riggene og spesiell oppmerksomhet vedrørende borekakstransport, brønnsparkemåling og brønnkontrollsituasjoner. Mindre diameter og høyere trykfall gjør at brønnene ikke er særlig egnet til høye produksjonsrater. Dette kan bety at det vil være nødvendig å bore flere produksjonsbrønner. Produksjon i tynnere brønner kan gi større problemer med avleiringer og utfellinger, noe som igjen kan medføre økt bruk av produksjonskemikalier.

Det er lite erfaring med denne type borer på norsk sokkel hittil. Nye boremetoder og bruk av ekspanderende foringsrør kan gi muligheter til å anvende tynnhullsborings mer i fremtiden (se monobore brønndesign).

3.1.2 Redusert antall hullseksjoner

Ved å erstatte for eksempel en 26" seksjon og en 17 ½" seksjon med en lengre 17 ½" seksjon vil brønndiameter i en del av brønnen reduseres og dermed også utboret kaksmengde. Slik teknologi kan gi opptil 50 % reduksjon i borevæske, sement og kaks i disse seksjonene og vil medføre raskere boring og mindre bruk av stål til foringsrør. Bruk av denne teknologien er formasjonsspesifikk og må vurderes ut fra aktuelle forhold. Denne metoden er benyttet for flere brønner i miljørårbare områder for å redusere mengden av utboret kaks og gi enklere logistikk.

3.1.3 "Monobore" brønndesign

Denne teknologien går ut på å holde hulldiameteren konstant gjennom hele brønnbanen. Dette krever bruk av ekspanderbare foringsrør for å opprettholde brønnstabiliteten. Foringsrør med spesiell stål kvalitet benyttes og foringsrøret utvides etter at det er kjørt slik at det får en større diameter enn opprinnelig. Fordeler med denne teknologien gir redusert plassbehov for lagring av foringsrør på borerigg, redusert boretid, opptil 50 % redusert bruk av borevæske og metoden genererer 50 % mindre borekaks. Metoden krever grundig planlegging og er foreløpig mest benyttet for mindre rørdimensjoner og produksjonsrør.

”Monobore”-brønner er spesielt egnet for brønner som bores på dypt vann der det er behov for mange foringsrør for å nå reservoaret. Metoden er ikke benyttet på norsk sokkel pr dato, men internasjonalt er dette gjort flere steder, blant annet i Mexico-gulfen og på britisk sektor.

3.1.4 ”Batch” drilling

Med ”Batch” drilling bores flere brønner på samme lokasjon sekvensielt, det vil si at alle hulldiametre med samme dimensjon bores etter hverandre før man borer neste hullstørrelse. Den største fordelen med denne boremetoden er at den gjennom en ”samlebånds boring” gir en resirkuleringseffekt av borevæsken direkte på innretningen og sparer tid ved at operasjonen kan effektiviseres. Opprenskningsarbeid etter bruk av de ulike borevæsketyper vil reduseres. Repetisjonseffekten ved denne metoden er også forventet å gi redusert tidsforbruk i boreoperasjonen.

Metoden er benyttet ved plattformboring og for havbunnsrammer hvor de to første seksjonene (36” og 26”) blir batchvis boret. Denne teknologien er benyttet blant annet på Alvheim-feltet og Ormen Lange, og er ofte anvendt ved større feltutviklingsprosjekt.

3.1.5 Retningsboring

Den teknologiske utviklingen innen retningsboring har vært stor de senere år. Nye verktøy og metoder som gir bedre retningsstabilitet og økte muligheter til å styre brønnbanen, tillater nøyaktig boring av svært langtrekkende høyavviks- eller horisontalbrønner. I kombinasjon med ny teknologi innen formasjonsevaluering kan det bores komplekse brønnbaner som styres mot ønsket formasjon, felle eller sone dersom reservoaret er tilstrekkelig kartlagt (geostyring). Videre utvikling av slik teknologi har potensial til å redusere brønnbehovet ytterligere. Denne teknologien kan også gi bedre utnyttelse av eksisterende boreanlegg på innretningene, ved at slissene kan benyttes til flere aktive brønnbaner (flergrensboring). Reduksjon i antall brønner gir redusert generering av kaks og borevæske, og mindre kjemikaliebruk. Den største fordelen er at større områder kan nås fra en enkelt innretning noe som reduserer forurensning knyttet til utbygging og drift. Disse verktøyene bidrar til at det kan bores i rett bane horisontalt bortover fra innretningen, gjerne opp mot 10 km rekkevidde. Utfordringen blir å trekke ”hele brønnlengden” med borestreng tilbake i boretårnet. Ved økt kapasitet for lagring av borestreng og bedre lagringskapasitet for borevæske på innretningene ville denne teknologien kommet enda bedre til nytte.

3.1.6 Flergrensboring

Flergrensboring er som navnet angir boring av flere brønner ut fra et hovedløp. I stedet for å bore flere brønner til flere mål fra overflaten, bores de ulike brønnene ut fra en brønn like over reservoaret. Dette medfører innsparing i antall brønner, mengde utboret kaks, mindre borevæske, kortere tid og færre brønnhoder. Utvikling av nedihullsteknologi har medført bedre styring av produksjonen fra de ulike grenene. Slik boring er gjort flere steder på norsk sokkel, som eksempel er det boret brønner med inntil 6 grener i en brønn på Trollfeltet.

3.2 Brønntesting

Når det blir gjort funn av hydrokarboner kan det være aktuelt å teste brønnen for å få ytterligere opplysninger om reservoaret. Olje og gass som blir produsert ved tester har tradisjonelt blitt brent over brennbommer fordi det ikke er tilgjengelig utstyr for å ta vare på aktuelle testvolumer på boreriggene. Testvolumene blir derfor gjerne holdt på et minimum, samt at det stadig arbeides med å få til mest mulig effektiv og ren avbrenning. Løsningen innebærer likevel at det kan bli utslipp av CO₂ og uforbrente hydrokarboner (herunder små mengder PAH, dioksiner og PCB), samt oljedråper på sjø. Testing av funn gir viktig underlag for beslutning om utbyggingsplaner, men kan i noen grad erstattes med alternativ datainnsamling og bruk av andre metoder.

Brønntesting er viktig for å karakterisere reservoaret/formasjonen (bl.a. bestemme reservoarets produktivitet) og væsken den inneholder. Testing utelates dessverre ofte pga høy kostnad, risiko og miljømessige begrensninger. Uten den nevnte informasjonen risikerer en bl.a. feildimensjonering av prosessanlegget og at det designes for feil type fluid.

For enkelte komponentanalyser kreves store væskeprøver og det kan være nødvendig med "drill stem test" DST. En DST vil i utgangspunktet gi utslipp, men utslipp kan unngås ved å produsere til et brønntestingsskip. Alternative testemetoder som ikke produserer væske til overflaten kan normalt gi væskeprøver men har begrensninger (størrelse på prøven, strømningssegenskaper osv) sammenlignet med tradisjonell testing.

3.2.1 Mer optimal forbrenning

Ved å bedre prosedyrer for innsamling og tolkning av data, injeksjon av vann, endre design av dyser og tolkning av fargen på røyken fra brennbommen optimaliseres stadig forbrenningen. Det er tidligere gjort gode forbedringer av utstyret mht mer fullstendig forbrenning av oljen, som igjen reduserer utslipp til luft samt risikoen for nedfall av uforbrent olje. Leverandørene mener det er lite å hente på ytterligere økt effektivitet i forbrenning i forhold til kostnadene som må investeres for å oppnå dette.

3.2.2 Nedihullstesting

Dette omfatter metoder som eliminerer produksjon av råolje til overflaten. To prinsipielle metoder for nedihullstesting omfatter /11/:

Formasjonstesteverktøy kjørt på kabel eller borestreng (Wireline Formation Tester)

Teknologien er modul basert og har mulighet til å trekke eller pumpe ut formasjonsfluid fra ønsket nivå i brønnen. Dette kan gjøres hhv. ved bruk av punkt basert modul (der det samles fra ett eller flere punkter i brønnen), eller intervall basert modul (pakninger som avgrenser et intervall på ca. en meter i brønnen). I begge tilfeller pumpes formasjonsfluid ut i brønnen til det er registrert ren formasjonsfluid gjennom utstyret. Deretter ledes formasjonsfluidet inn i prøveflasker. Prøvene med formasjonsvæske benyttes senere til analyse på laboratoriet. Formasjonstesteverktøyet kan samle data om formasjonsvæske og om nærbrønns strømningssegenskaper. Den intervall baserte modulen er best egnet til innhenting av nærbrønns strømningssegenskaper. Dette blir ofte kalt for en "mini brønntest (mini DST)". Ulemper med teknologien er at den bare tester

strømningsegenskaper i en mindre radius omkring brønnen, fordi det er begrensninger i hvor stort volum hydrokarboner en kan pumpe inn i brønnen. Dessuten kan nøyaktigheten av dataene være beheftet med usikkerheter. Dette gjelder spesielt usikkerhet knyttet til forholdet mellom høyden på reservoaret som bidrar under innstrømning og høyden på intervallet utstyret avgrenser i brønnen. Imidlertid kan det i flere sammenhenger være et egnet verktøy som gir små utslipp og reduserte kostnader sammenliknet med konvensjonell testing.

Lukket kammer testing (Closed Chamber Testing)

Teknologien omfatter produksjon av formasjonsvæske til et avgrenset volum i testestrengen, og hydrokarboner ledes dermed ikke til overflaten. Dette vil medføre at en større mengde væske vil kunne tas ut fra reservoaret enn for eksempel ved bruk av metoden over. Dette vil kunne medføre mulighet for bedre informasjon i en større radius ut fra brønnen enn ved bruk av metoden over. Etter testen vil væsken i borestrengen presses tilbake i formasjonen (nedihulls fluidprøver innhentes under innstrømningen). Denne metoden begrenser volumet som kan tas ut, og det er usikkerhet om dette kan påvirke kvaliteten til innhentet nedihulls væskeprøver. Metoden er tildels umoden, lite brukt, og det er også knyttet usikkerheter til bestemmelsen av raten på fluidet som strømmer inn i testestrengen. Dette påvirker igjen utregningen av produksjonsegenskapene til formasjonen.

3.2.3 Nedihullsproduksjon og injeksjon

Dette omfatter produksjon av formasjonsfluid fra ett formasjonsintervall og injeksjon av produsert formasjonsfluidet til et annet formasjonsintervall i brønnen. Dette krever et egnet reservoar til å injisere. I tillegg innebærer metoden komplisert teknologisk nedihullsutstyr som kan gi betydelig tidsforbruk ved feil på utstyret og vil således kunne være svært kostnadskrevende. Nedihullstesting er i dag er under utvikling. Industrien har tidlig fase nedihullstesting tilgjengelig i dag. Grunnet utfordringen som ligger i utviklingen av denne teknologiske metoden er det usikkerhet til når eventuelt en slik metode kan være kommersielt tilgjengelig hos leverandørene. Noen av fordelene vil være at vanlig prosessutstyr forbundet med testing ikke er påkrevd. Sikkerheten forbedres også, spesielt ved testing i formasjoner med høyt trykk.

3.2.4 Tynnhullstesting

Tynnhullstesting innebærer å redusere produsert volum fra testen ved å benytte produksjonsrør med mindre diameter fra en brønn som er tynnhullsbores. Dette vil gi noe mindre informasjon og kan utelukke brønnen fra å bli benyttet som en fremtidig produsent/injeksjonsbrønn. Imidlertid vil dette kunne være et tids- og kostnadsbesparende tiltak med et betydelig utslippsreduksjonspotensial. I prinsippet går dette ut på å bore en brønn og teste samme brønn i mindre skala. Dette vil føre til mindre volumer av hydrokarboner til overflaten som igjen vil gi mindre utslipp i fm selve testen.

3.2.5 Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing)

Formålet med en slik metode vil eventuelt være å redusere produsert volum i forhold til en konvensjonell brønntest. Metoden krever omfattende opprigging av utstyr på boreriggen og mengde data som samles inn kan bli mer begrenset. Det er usikkerhet

knyttet til behandling av formasjonsvæske med tanke på å unngå hydrater. Dette gjelder spesielt når formasjonsfluidet inneholder ugunstige forhold mellom gass og væske slik en ofte vil påtreffe i testing av lete og avgrensningsbrønner.

3.2.6 Oppsamling

Dette omfatter teknologier for oppsamling av råolje for transport til land og deretter videre utnyttelse av oljen. Råoljen kan lagres i tanker på boreinnretningen, for senere transport til land. Dette kan medføre sikkerhetsmessige utfordringer og vil øke vekten på riggen. Et alternativ er produksjon til et dedikert brønntestingsskip med fasiliteter for å stabilisere og lagre olje. Dette vil øke kapasiteten samt redusere de sikkerhetsmessige utfordringene. Spesialbygde skip ville gjerne kunne håndtere 4000 Sm³/d olje og 1 500 000 Sm³/d gass. Gassen vil imidlertid bli faklet.

Oppsamling av råolje og bruk av produsert fluid offshore omfatter oppsamling på riggen og installasjon av et brenselssystem (kalt Multi-Fuel Rig Engines) for bruk av råoljen. Den produserte oljen tenkes brukt som brensel i en 10-20% blanding med diesel. Tiltaket vil kreve installasjon av nye motorer, som vil være kostnadskrevenende. Teknologien er ikke anvendt.

Ved oppsamling vil det være en fordel med reduserte volumer, så tynnhullstesting kan være interessant. Her gjenstår det imidlertid en del utviklingsarbeid. Med tynnhullsborings kan en bruke en tynnere teststreng og dermed redusere både tidsforbruk og fluidvolum til overflaten. Det samme gjelder ved bruk av "coiled tubing".

3.2.7 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget

Ut over teknologiene som er listet tidligere i kapittelet vil det under produksjonsboring være mulig å tilbakeprodusere til plattformen ved brønnopprensning/testing og brønnbehandling. Ulemper er at den første oljen som strømmer, ofte inneholder partikler og lignende som kan tette utstyr og påvirke regulariteten. For produksjonsboring vil tilbakeproduksjon av oljen være det mest aktuelle tiltaket dersom dette er driftsmessig akseptabelt.

3.3 Topphullsteknologi

Det finnes per i dag fire aktuelle metoder som kan være aktuelle å vurdere i forbindelse med boring av topphull. Disse metodene er nevnt i de følgende avsnitt /1/.

3.3.1 Boring med sjøvann

Den konvensjonelle metoden for å bore topphullet er i dag å bruke sjøvann som borevæske. Det er vanlig å tilsette bentonittpiller underveis for å rense hullet, og vektmaterialene ilmenitt og barytt etter boring for å fortrenge brønnen før foringsrør settes på plass. Denne metoden vil medføre utslipp av borekaks som deponeres på havbunnen, men medfører derimot ingen utslipp av kjemikalier utover naturlige salter, noe leire og eventuelt mineralbaserte vektmaterialer. Det vil ikke være behov for noe ekstraustyr på rigg, og man unngår transport av kaks til land.

3.3.2 Pæling av lederør/forankringsrør

Denne teknologien omfatter at lederøret på 30" pæles ned i havbunnen. Lederørene preinstalleres fra rigg eller spesielle installasjonsskip og hamres deretter ned i formasjonen uten at det genereres kaks. Bruk av denne metoden forutsetter egnet havbunn hvor borelokasjonen er grundig undersøkt på forhånd og spesielt utstyr for pæling på boreinnretningen. Teknologien er tilgjengelig for vanndyp til 1000 meter. Metoden innebærer at det ikke blir utslipp av borekaks, borevæske eller sement ved boring av topphull.

Pæling av lederør gir et bedre brønnfundament og reduserer risikoen for brønninnsynking sammenlignet med konvensjonelle metoder. Utførte applikasjonsstudier dokumenterer at anvendelse av denne metoden vil være økonomisk attraktiv hvis mer enn en installasjon kan foretas for hver "kampanje".

I Norge har denne metoden blitt benyttet på Haltenbanken i 2003, på myke sedimenter. Det ble gjort forsøk med teknologien på Nordland II i 2004, men på grunn av harde formasjoner i bunnen greide en ikke å komme tilstrekkelig ned med foringsrøret. Teknologien er helt avhengig av bløte toppsedimenter /8/.

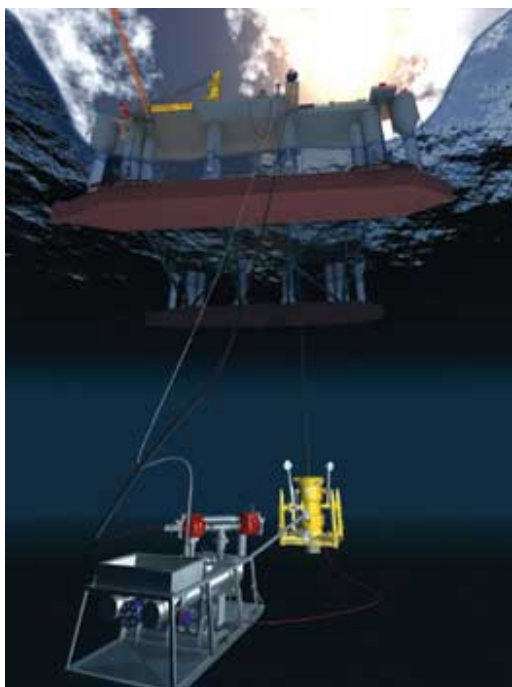
3.3.3 Bruk av havbunnspumper i kombinasjon med oppsamling av borekaks

Det finnes flere ulike teknologier som muliggjør oppsamling av kaks på havbunnen. En teknologi som er under utvikling, er oppsamling av borekaks fra topphullet på sjøbunn ved hjelp av oppsamlingsposer. Borekaks fra brønnhodet samles via en havbunnspumpe og ledes via en slange inn i en semipermeabel pose, som lagrer partiklene mens væskefasen siver ut til omliggende vann. Etter endt operasjon kan posen slepes vekk eller bli liggende på sjøbunnen, med eller uten tildekking. Posen kan, avhengig av løsningen, lages med nedbrytbart stoff eller mer robust materiale, som tåler håndtering etter endt operasjon. Hensikten med denne teknologien er å redusere spredning og potensielle effekter av borekaks på omkringliggende sårbar bunnfauna, som koraller og andre filterfødende organismer (svamper o.l.). Prototyper av havbunnspumper i kombinasjon med oppsamling av borekaks har vært utprøvd i havnebasseng i Tromsø og Haugesund, men har ikke vært utprøvd i forbindelse med boreoperasjoner.

3.3.4 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnspumper *RMR (Riserless Mud Recovery)*

RMR-teknologien ble utviklet for resirkulering og gjenbruk av borevæske som trengs ved boring av topphullseksjonen i brønner, og kan benyttes på vanndyp inntil 400 meter. Metoden ble opprinnelig utviklet for resirkulering og gjenbruk av kostbar borevæske. Systemet omfatter en innretning på havbunnen som samler opp kaks og brukt borevæske, og en undervannspumpe som bringer dette tilbake til installasjonen hvor kakset vil bli skilt ut og den rensede borevæsken kan gjenbrukes. Dette bidrar til mulig resirkulering av effektive og kostbare borevæsker. Kaks kan reinjiseres eller transporteres til land, og man unngår utslipp av kaks og borevæske offshore.

Teknologien er kommersielt tilgjengelig og er brukt flere steder i verden, bl.a. av BP i Det Kaspiske hav og Total på britisk sektor i Nordsjøen. I 2004 ble det gjennomført et feltforsøk i regi av Demo2000, Hydro, Statoil og AGR for å kvalifisere teknologien for Nordsjø-forhold ved vanndyp på 450 meters dyp. Videre er teknologien benyttet ved leteboringer på Shtokman-feltet i Barentshavet (Hydro/Gazprom) sommeren 2005, og på to brønner for BP utenfor Sakhalin, der grunn gass var en risikofaktor. Dessuten benyttes RMR av Shell på australsk sokkel.



Figur 3: Riserless Mud Recovery system (kilde: www.spe.org)

Det kan være noe usikkerhet i forhold til miljøgevinsten ved RMR. SFT har konkludert med at det er vanskelig å se en miljømessig fordel av å samle opp kaks som må transporteres til land for deponering når bunnfaunaen på lokaliteten ikke er spesielt sårbar, og omfang av effekt er helt lokal. Transporten og behandlingen på land krever energi og gir utslipp til luft, beslaglegger landområder og kan gi utslipp fra deponi. Per i dag finnes det heller ikke gode gjenbruksløsninger for kaks, bortsett fra begrenset gjenbruk som borevæske til topphullet i andre brønner.

Metoden kan i noen tilfeller ha boretekniske, sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler. Dette er ikke knyttet til boring av topphull, men til en videreutvikling av RMR-teknologien som kan åpne for bruk dypere i brønnene. Det kan brukes en tyngre borevæske, samtidig som trykket i slammet kontrolleres med en pumpe. Dermed kan lengre seksjoner bores før setting av foringsrør, og enkelte foringsrør kan også utelates slik at en kan komme inn i reservoaret med rør av større diameter. Denne metoden er foreløpig testet i en dynamisk simulator hos Sintef. Et felles industriprosjekt mellom Demo2000, AGR Subsea, BP og Shell; Demo2000 Deepwater JIP, gjennomførte i 2007 en felttest av et RMR-system for bruk på 1500 meters vanndyp i Mexicogulfen.

3.4 Boreavfall

Boring av lete- og produksjonsbrønner gir store avfallsmengder i form av borekaks (steinmasse) og brukt borevæske. Borekaks vil alltid ha et vedheng av brukt borevæske. Den miljømessig beste løsningen er å redusere avfallsmengden så mye som mulig. Deretter kommer ulike former for gjenbruk og med forsvarlig deponering som siste utvei. Borekaks boret ut med vannbasert borevæske tillates normalt sluppet ut, mens det i Barentshavet kun tillates sluppet ut i forbindelse med boring av topphullet. Ved boring med oljebasert borevæske er det ikke tillatt med utslipp, borekaks og borevæske må derfor injiseres eller sendes til land. Det kan være mye å hente på god design og operasjon innen borevæske, borekaks og slambehandlingssystemer, da dette kan ha stor innvirkning på forbruk og muligheter for gjenbruk.

3.4.1 Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske

Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske har blitt transportert til land eller injisert siden forbud mot utslipp av borekaks med mer enn 1 % (10 g/kg) vedheng av oljebasert borevæske ble innført i 1991 med overgangsordninger til 1993. Det finnes flere kjemiske, biologiske og termiske metoder for å håndtere ilandført borekaks. Dette kan være enkle metoder som åpen deponering eller mer avanserte metoder som kompostering og bioreaktorer, stabilisering og solidifisering, ekstraksjon eller vasking og termisk behandling. Flere bedrifter i Norge har tatt i mot og behandlet oljekontaminert borekaks siden tidlig på 90-tallet, og anses som en vanlig og konsesjonspliktig virksomhet.

Det finnes også tilgjengelig teknologi som kan rense borekakset for olje ned til 0,1 % vedheng av borevæske. Denne Hammer mill teknologien består av en enhet som knuser kakset og i denne prosessen fordamper mye av oljen pga høy friksjon og dampen samles så opp i kondensatorer. Teknologien er brukt til å behandle ilandført kaks, men det er også utviklet enheter som kan brukes på installasjoner offshore. UK har testet ut denne teknologien offshore og den er nå brukt rutinemessig på britisk sokkel.

3.4.2 Transport og landdeponering av borekaks

Frem til i dag har kun kaks fra seksjonene under topphullet blitt ilandført, dersom det er snakk om å ilandføre hele topphullsvolumet vil dette omfatte store volum i forhold til dagens.

Vannholdig kaks fra Barentshavet har vært ilandført, omlastet og til en viss grad avvannet på Polarbase i Hammerfest kommune, før det er blitt fraktet til mellomlagring på deponiområder med bunntetting og oppsamling av sigevann. Kakset inneholder mye salter og kan ikke behandles som inert avfall. Her ligger avfallet mellomlagret i påvente av analyser for vurdering av endelig disponeringsløsning.

Det er gjennomført livsløpsanalyse for Enis boringer på Goliat som viser at 113 tonn CO₂ ble sluppet ut i forbindelse med transport av boreavfall til land, og operasjonen kostet 30 millioner NOK. Under boringen av Uranus utførte Statoil kostnadsberegninger for ilandføring av kaks til 21 millioner NOK, og utslipp av 305 tonn CO₂ i forbindelse med transport til deponi på land.

Nye metoder for boring av topphullet som forutsetter oppsamling av borekaket vil medføre behov for mer utstyr på innretning og på havbunnen. Mer utstyr og flere operasjoner gir økt behov for personell og mer tidskrevende operasjoner, som igjen gir økt eksponeringstid og økt risiko.

3.4.3 Gjenbruk av borekaks

Sintef har utført to innledende forsøk for å teste egenskapene til vannholdig kaks ved bruk i betong. Konklusjonen fra disse forsøkene viser at det vil ikke gi problemer å produsere betongprodukter med betydelig innhold av borekaks, selv om dette avhenger av type bergart med hensyn på saltinnhold etc.

Bruk av borekaks som tettende lag på deponier osv. er også en mulig gjenbruksløsning, men dette krever at salter og løst organisk materiale er redusert på forhånd.

I forbindelse med boringer i miljøensitive områder, er det blitt utviklet en teknologi der borekaks gjenbrukes som vektmateriale i ny borevæske i stedet for barytt. I stedet for at borekaks samles opp og sendes til land for deponering, finmales borekaksen og tilsettes vann (slurrifisering) og oppgraderes til en borevæske på riggen. Teknologien har flere fordeler der reinjeksjon ikke kan benyttes som deponeringsmetode. Borekaks erstatter barytt og bentonitt i borevæske til bruk ved topphulls boring og reduserer dermed kjemikaliebehovet ved fremtidige boreoperasjoner. Samtidig reduseres deponibehovet for vannbasert borekaks. Det er usikkert hvorvidt en miljømessig livsløpsanalyse for denne løsningen er positiv eller ikke. Selv om en sparer kjemikalier ved gjenbruk, medfører metoden økt energibehov i forbindelse med transport og slurrifiseringsprosessen. Kaks-slurrien som brukes som spudmud kan også inneholde noe kjemikalierester som normalt ikke er nødvendig for boringen. Teknologien er blitt utprøvd og kvalifisert i forbindelse med Hydros boringer på Nucula, Loshavn og Snøhetta.

Nucula er den letebrønnen på norsk sokkel som er boret med minst utslipp til sjø. Topphullet ble boret med sjøvann og ca. 120 tonn saltlake. Alle utslipp til sjø i grønn kategori med unntak av ca. 0,5 kg gjengefett i gul kategori. Dette er også den første brønnen på norsk sokkel hvor borekaket er konvertert til ny borevæske. Borevæsken har i etterkant blitt tatt i bruk med vellykket resultat under boring av en letebrønn i Nordsjøen. Det økte energiforbruket ved metoden oppveies ved gjenbruk, som fører til avfallsminimering.

3.4.4 Reinjeksjon av borekaks

Et alternativ til deponering er slurrifisering og reinjeksjon av borekaks. Denne slurrien kan injiseres i et egnet reservoar hvor det trenger inn i porer og sprekker eller det kan deponeres tilbake i brønnen dersom denne ikke skal brukes senere. Under produksjonsboring kan det være aktuelt å bore en egen brønn for kaksinjeksjon, men mulighetene er naturlig nok begrenset ved leteaktivitet. Den eneste erfaringen man har med injeksjon av borekaks i en letebrønn er på Obelix (Barentshavet) i 2005. Her ble kaket slurrifisert og injeksjonen var vellykket. Det er lite sannsynlig at en injeksjonsløsning for en enkel, isolert brønn vil være økonomisk attraktiv /7/.

3.5 Borevæsker

Gjenbruk av borevæske har i de siste årene tiltatt kraftig på norsk sokkel. Gjenbruk omfatter at borevæske samles opp og føres i land for oppgradering og ny utsendelse, noe som gir en reduksjon i bruk av kjemikalier. Gjenbrukt borevæske er imidlertid lite egnet til leteboring eller i brønner hvor innhenting av data er en prioritert oppgave da finstoffer og sporelementer ikke lar seg fjerne fra den brukte borevæsken. Det er opprettet "borevæske banker" på de fleste større forsyningsbaser slik at brukt borevæske som kommer i retur fra boreoperasjoner kan lagres og oppgraderes i påvente av den kan benyttes på nye boringer. Borevæske leverandører har utviklet nytt utstyr for oppgradering av brukte borevæsker slik at borevæsker i langt større grad blir gjenbrukt enn tidligere. Dette gjelder både vannbaserte og oljebaserte borevæsketyper. Gjenbruk av syntetisk og oljebasert borevæske er implementert teknologi for flere selskaper.

3.5.1 Vannbaserte borevæsker

Det er antatt at under normale omstendigheter kan de fleste brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Utboret kaks med vedheng av borevæske fra seksjonene som bores med stigerør, vil normalt kunne slippes til sjø. Det gjelder imidlertid ikke i Barentshavet, med unntak av topphullseksjonen, eller i områder med sårbar bunnfauna.

Valg av slamsystem må til enhver tid vurderes opp mot brønnens kompleksitet både med hensyn til geologi, brønnbane, reservoarforhold, temperatur, trykk. I enkelte situasjoner vil valg av vannbaserte borevæsker, spesielt også om man skal begrense seg til kun PLONOR- kjemikalier, føre til større risiko for operasjonelle problemer. Dette kan medføre økt fare både for utilsiktet borevæskeutslipp så vel som økt utslipp til luft på grunn av lengre operasjonstid.

3.5.2 Alternative borevæsker

Tunge saltløsninger (formatsalter)

Tunge saltløsninger av formatsalter som natrium-, kalium- og/eller cesiumformat kan benyttes som vektmaterialer. Opprinnelig ble formatsaltene utviklet for å minimere friksjonstap ved tynnhulls boring. Senere oppdaget man at høy tetthet og lav korrosivitet gjorde disse egnet som vektmaterialer i borevæske.

Bruken av tunge saltløsninger ved boring er i dag utbredt og det foreligger driftserfaring for alle nevnte formatsalter. Materialkostnadene ved bruk av formatholdige væsker ligger langt over kostnaden for konvensjonelle vannbaserte væsker, men oppveies noe ved at borevæsken gjenbrukes flere ganger. På grunn av sine gode miljøegenskaper, men også gode boreegenskaper, som mindre slitasje og gjentettingsproblemer, er Natrium/Kalium-format benyttet med hell ved boring av brønner på Goliat. Denne type salter har også blitt benyttet av Hydro ved leteboringer i 2007 (Loshavn, Snøhetta og Nucula).

3.5.3 Oljebaserte borevæsker

Oljebaserte borevæsker brukes i stor grad i de tilfellene der de tekniske egenskapene til vannbaserte borevæsker ikke er gode nok. Dette gjelder for en stor del i de dypeste seksjonene av brønnene. Bruken av oljebaserte borevæsker har økt de senere årene. Når oljebasert borevæske brukes, blir kaks med vedheng av oljeholdig borevæske enten

injisert eller fraktet til land for behandling. Det er også utviklet oljebaserte borevæsker som kun består av kjemikalier i gul kategori.

3.6 Utslipp til luft fra boreaktiviteter

Tiltak som kan redusere utslipp til luft fra boreaktiviteter er bl.a. energieffektivisering knyttet til kraftgenerering, lav NO_x- motorer, motortekniske tiltak og katalytisk rensing av dieselmotorer (se kap.5 Utslipp til luft).

3.6.1 Dynamisk posisjonering på rigger

Siste generasjons innretninger er for det meste planlagt for Dynamisk posisjonering (DP) operasjoner, men er gjerne utrustet med vinsjer slik at de kan ta om bord fortøyning og ankre opp når det er behov for det. Dette gir kortere boreoperasjoner, som betyr redusert antall riggdøgn. DP rigger krever mer energi per dag, men operasjonen kan gjerne utføres i løpet av færre dager enn ved bruk av ankere, noe som gir lavere energiforbruk totalt. Avhengig av varighet på selve boreoperasjonen vil et redusert antall riggdøgn kunne kompensere for økte utslipp til luft pr. dag under operasjonen.

DP- rigger vil uten oppankring være å foretrekke i områder med sensitiv bunnfauna. Energiforbruk for konvensjonelt oppankrede rigger tilsvarer 50 – 70 % av energiforbruk til en rigg med DP. Boring i nordområdene vil antakeligvis foregå med overvekt av rigger med DP, da disse også er de mest moderne riggene. Utslipp til luft vil variere med årstid og lokalitet. Boring under lave temperaturer vil være mer energikrevende.

Den enkleste måten å redusere utslippene til luft fra bore- og brønnoperasjoner er å utføre operasjonene mer effektivt. Ny teknologi for kartlegging av reservoaret reduserer risikoen for boring av tørre brønner.

4 Produksjon

4.1 Produsert vann

Produsert vann er vann fra reservoaret som produseres sammen med oljen og gassen. Produsert vann fra ulike felt kan være svært forskjellig med hensyn til innhold av miljøfarlige stoffer. Disse feltspesifikke forholdene blir tatt hensyn til ved miljørisikovurderinger (EIF). Valg av teknologi for behandling, rensing og/eller reinjeksjon av produsert vann må derfor foretas for det enkelte felt på basis av miljørisikovurderinger. I dette kapitlet beskrives de ulike teknologiene som er tilgjengelige. Under er nevnt hva produsert vann kan inneholde og hvordan disse påvirker rensingen av vannet.

- *Faste partikler* (for eksempel scale, leire, naftenater osv.) av forskjellig art og størrelse. Disse partiklene kan være bundet til oljedråper på ulike måter. Disse forholdene kan gjøre produsert vannet utfordrende å rense da oljedråpene blir tyngre enn de i utgangspunktet vil være.
- *Dispergert olje* (oljedråper). Mengde og dråpestørrelse avhenger av oljetypen og den fysiske utformingen av produksjonsutstyret, ventiler osv. Små dråper dannes ved turbulens i rørledningene og er vanskeligere å fjerne enn store dråper. Generelt er det enklere å fjerne dispergert olje fra vannet enn løste komponenter.
- *Oppløste oljekomponenter*. Alle oljekomponentene er mer eller mindre vannløslige. Sammensetningen av oppløst olje avspeiler oljetypen, og kan være svært forskjellige. De letteste komponentene løses lettere i vann enn de tyngre. Det er mye som tyder på at vi kan fjerne mange av de løste komponentene ved å fjerne dispergert olje.
- *Naturlig forekommende oppløste uorganiske og organiske forbindelser*. Mengde og sammensetning av disse varierer fra felt til felt. Tilstedeværelse av naturlig forekommende forbindelser i produsert vann skyldes at olje og vann har vært i kontakt i reservoaret. De viktigste av disse forbindelsene som er potensielt miljøskadelige er tyngre PAH forbindelser og alkylfenoler.
- *Tilsatte kjemiske stoffer*. Dette er kjemikalier som er nødvendig å tilsette ved boring, produksjons- og injeksjonsprosessene.

Tiltak som kan redusere risiko for miljøskadene ved utslipp av produsert vann kan deles inn i tre hovedgrupper av tiltak:

1. Reduksjon av vannproduksjonen
2. Reinjeksjon av produsert vann, også økt utvinningstiltak
3. Rensing av produsert vann før utslipp til sjø

For nye feltutbygginger er det i dag mulig å produsere olje og gass uten operasjonelle utslipp av produsert vann, slik det vil bli gjort på blant annet Kvitebjørn. Internasjonalt

gjøres dette for eksempel i Alaska og på Wytch Farm feltet i Storbritannia. På disse feltene injiseres det produserte vannet i en dyptliggende formasjon. Driftsfilosofien er basert på en høy regularitet av injeksjonsanlegget og nedstengning av produksjonen dersom reinjeksjonspumpene er ute av drift eller ved vedlikeholdsarbeid. Dersom feltet ikke skal benytte vanninjeksjon som trykkstøtte, vil injeksjon (deponering) av det produserte vannet kreve ekstra energi som medfører økte utslipp til luft. Den totale miljøeffekten ved deponering kan derfor for noen felt være diskutabel. Ved driftsavbrudd må eventuelle utslipp av produsert vann renses. Aktuelle rensemetoder er derfor også beskrevet i rapporten.

Dagens krav fra myndighetene er at produsert vann som slippes ut i sjøen skal være så lavt som mulig og ikke overstige 30 mg/l dispergert olje. Den gjennomsnittlige oljekonsentrasjonen i utslipp av produsert vann fra norske felt var 16,9 mg/l i 2006.

Det er flere eksempler på at optimalisering av ulike trinn i produksjonsprosessen kan gi effekt og bidrar til å:

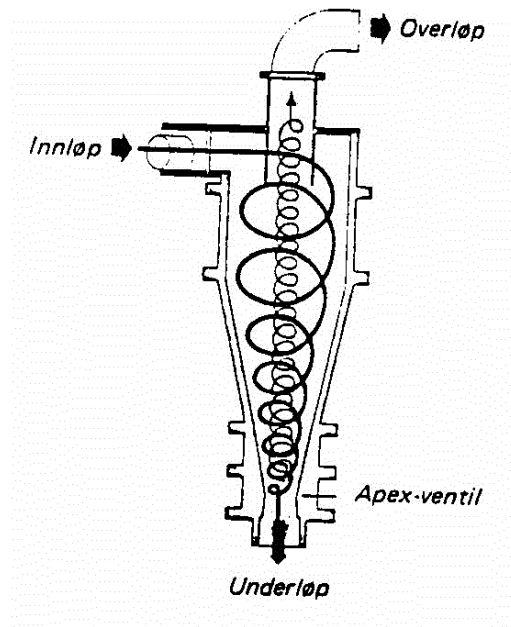
- Redusere produsert vann
- Redusere sandproduksjon
- Redusere kjemikaliebruken

4.2 Rensing av produsert vann

4.2.1 Hydrosykloner

Dette er den vanligste rensemetoden for produsert vann i dag, og fjerner normalt 75-80 prosent av den dispergerte oljen fra det produserte vannet på oljefelt. Renseeffekten er svært avhengig av størrelse på oljedråpene, hydrosyklonen blir mer effektiv jo større oljedråpene er. Hydrosykloner vil dermed gi mer effektiv rensing på oljefelt hvor oljedråpene er større enn på gass/kondensatfelt.

I hydrosykloner separeres olje fra vann ved hjelp av sentrifugalkrefter skapt ved at vann med olje strømmer tangentielt inn i hydrosyklonkammeret og dermed settes i rotasjon. Oljen samles sentralt i hydrosyklonen og tas ut som et "overløp". Vann samles ytterst i syklonen og tas ut som et "underløp". En hydrosyklon kan ikke gi to rene væskestrømmer. Dette betyr at det strømmer mye vann ut sammen med oljen, så mye at overløpet består av mer enn 90 % vann. Tilsetning av koagulant og/eller flokkulant forekommer ofte for å bedre renseeffekten.



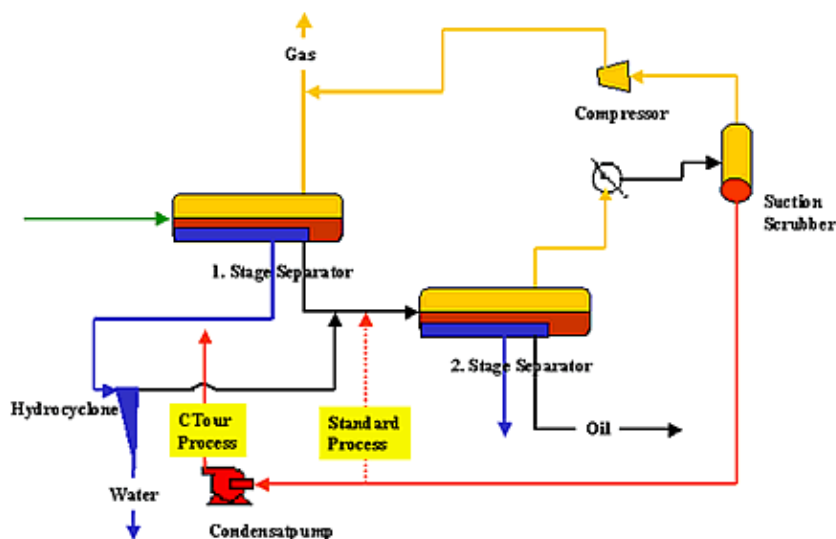
Figur 4: Prinsippskisse av en hydrosyklon.

Produsert vann fra utløpet av hydrosyklonene vil alltid føres gjennom en avgassingstank som opererer på tilnærmet atmosfærisk trykk. Disse avgassingstankene vil i tillegg til å fjerne gass fra produsert vannet også bidra til ekstra oljefjerning siden den løste gassen som stiger opp vil skape en flotasjonseffekt.

4.2.2 C'Tour

C'Tour prosessen innebærer en kombinasjon av dråpekoalescens og ekstraksjon utført oppstrøms hydrosykloner. Kondensat pumpes inn i produsertvannstrømmen og dispergeres ved hjelp av en mikser. Dispergert kondensat ekstraherer de løste komponentene fra vannfasen, koalescerer med dråper som finnes i vannet og dråpene vil videre bli separert i hydrosykloner.

På tester oppnås 70 – 95 % økt rensing av PAH, 50 – 80 % av C₆+fenoler og 60 -70 % av dispergert olje. Teknologien er anvendbar for store vannmengder, men er avhengig av et visst trykk og temperatur, pluss tilgang på kondensat. C'Tour er i dag blant annet installert på feltene Statfjord, Ekofisk og Snorre i Nordsjøen.



Figur 5: C'Tour prosessen (kilde: www.ctour.no)

4.2.3 EPCON

Epcon renseteknologi for produsert vann er en kompakt flotasjonsenhet (CFU), en "softsyklon" som får oljedråper til å slå seg sammen ved hjelp av mekaniske innretninger og flotasjonsgass. Det produserte vannet strømmer inn i en stor tank og roterer slik at olje og gass samles i midten. Naturgass eller nitrogengass tilsettes og bidrar til å løfte oljedråpene opp til overflaten mens vannet tappes ut fra bunnen av tanken. Den består av 1. trinns eller 2. trinns rensing. Ved to trinns rensing er dette to identiske enheter hvor siste trinn optimaliserer rensesgraden, og hvor den største renseeffekten som oftest er etter første trinn. Epcon fjerner dispergert olje og tar også med seg noen av de løste komponentene. Plassering av et Epcon-anlegg er normalt etter hydrosykloner eller som siste rensetrinn før utslipp til sjø.

Epcon renseteknologi fjerner oljedråper ned til $5 \cdot \mu\text{m}$, med mulighet for å gå ytterligere ned ved hjelp av injeksjon av flokkulant. Fjerning av dispergert olje for 1 trinns Epcon er 30-50% og totalt 50-70% ved 2. trinns rensing. Den har også en god renseeffekt for delvis løste forbindelser som naftalener, PAH og tyngre fenoler. Epcon arbeider også med å utvikle en filterenhet som kan fjerne både løste forbindelser, kjemikalier og ytterligere redusere mengden oljedråper i vannet.

Epcon anlegg er i dag i drift på ulike installasjoner for eksempel Heidrun og Norne i Norskehavet, og vil installeres på flere i tiden som kommer. Driftserfaring tilsier at Epcon er følsom for partikler, dråpestørrelse, skjærkrefter, kjemikalier og pH. Det anbefales derfor at det kjøres langvarige tester for alle driftsforhold for optimalisering av fullskala anlegg.

Flere små enheter (kapasitet $10\text{-}300 \text{ m}^3/\text{time}$) er mer effektive enn en stor. Enhetene er lite plass- og vedlikeholdskrevende og kan også håndtere små vannvolumer som drenasjevann eller eventuelle spesielt forurensende avløpsstrømmer. Det kan være

nødvendig med tilsats av flotasjonsgass (brenngass eller nitrogengass). Ved mye gass i vannet kan det vurderes å resirkulere gass i stedet for ekstern tilførsel.

4.2.4 MPPE

Renseteknologien MPPE (macro porous polymer extraction) fjerner flyktige, oppløste og dispergerte upolare hydrokarboner fra vannstrømmen ved at vannet blir ekstrahert med et ekstraksjonsmedium. Dette er en regenererbar prosess hvor oljekomponenter vil bli utskilt ved dampstripping. MPPE er bl.a. egnet som forbehandlingsanlegg oppstrøms et biologisk renseanlegg.

En MPPE- enhet har vært testet ut på Kollsnes ved kontinuerlig drift siden juni 2005 og har gitt god erfaring både med henhold til regularitet og rensegrad. Resultatene viser at ved å plassere en MPPE- enhet oppstrøms vannrenseanlegget (eksempelvis biologisk renseanlegg) kan rensegraden ytterligere forbedres. Dette har resultert i planer om installering av en permanent enhet. En MPPE enhet er også installert på Nyhamna-anlegget.

4.2.5 Dråpevekstteknologier

- PECT-filter
- Mares Tail

PECT-F og Mares Tail er begge utviklet i Storbritannia. Begge disse teknologiene baserer seg på bruk av fibermateriale for å få oljedråpene i det produserte vannet til å slå seg sammen i kombinasjon med bruk av hydrosykloner. Største potensial for teknologien vil være de tilfeller der en moderat vekst av dråpestørrelsen vil gi stor forbedring i hydrosyklonenes effektivitet. Dette kan ofte være tilfelle for gass/kondensatfelt. Hydrosyklonenes renseeffektivitet kan bedres med opp mot 50 % ved bruk av PECT-F eller Mares Tail.

4.2.6 Andre vannbehandlingsteknologier

Hydroflokk og G-floc

Dette er teknologier som ved moderat omrøring i eget kammer (med eventuell tilsats av koagulant og flokkulant), oppnår en renseeffekt tilsvarende som for PECT-F og Mares Tail.

CrudeSep er vertikal kompakt enhet som kan rense utslippsstrømmer for dispergert olje, partikler og noe oppløste organiske forbindelser. Denne teknologien brukes blant annet på Ekofisk i forbindelse med vanninjeksjonspilot.

CrudeSorb fjerner dispergert olje, fenoler og PAH samt reduserer innholdet av tungmetaller. Teknologien benytter filtermasse med lang levetid som kan reinjiseres eller forbrennes. Teknologien vil generere spesialavfall. Teknologien er tilgjengelig og er benyttet ved brønnopprensning på bl.a. Heidrun og Sleipner.

Flotasjonsceller

Vann med oljedråper tilsettes gass (hydrokarbon- eller nitrogengass) enten ved at gass induseres som små bobler (indusert gass flotasjon) eller ved at gass løses i vannet under høyere trykk og så frigjøres ved trykkreduksjon (oppløst gass flotasjon). Gassbobler fester seg ved oljedråpene og løfter disse til vannoverflaten. For å oppnå kondensatdråper som har stor nok størrelse til å bli forent med gassbobler er det oftest nødvendig å tilsette hjelpekjemikalie, dvs. koagulant eller flokkulant. Dette er teknologi som har høy kapasitet, men trenger relativt lang oppholdstid og er plasskrevende. Teknologien er i bruk på flere innretninger. Flotasjonsteknologien vil være relativt rimelig i anskaffelse, men vil ha høye driftskostnader pga. mye tilsyn og vedlikehold samt høyt kjemikalieforbruk. Flotasjonsenheter er lite egnet for flytende innretninger.

Siemens Water Technologies har utviklet tre teknologier for behandling av produsert vann som kan være av fremtidig interesse

- Spinsep vertical flotation unit
- DGF (Dissolved gas flotation unit)
- Torr coalescing filters

4.3 Havbunnsseparasjon

Teknologi for havbunnsseparasjon under utvikling. Ved havbunnsseparasjon vil vannproduksjon til innretningen og håndtering av produsert vann på innretningen reduseres. Dette medfører også redusert forbruk blant annet av korrosjons- og hydrathemmere.

Teknologien bør kombineres med reinjeksjon av vannet og fortrinnsvis for felt hvor det er behov for trykkstøtte. Havbunnsseparasjon vil også kunne redusere energibehovet og dermed utslipp til luft i forhold til reinjeksjon fra plattform.

Troll pilot er verdens første undersjøiske havbunnsseparator. Vannet separeres ved hjelp av sentrifuger. Separatoren er en del av Troll olje prosjektet. Produksjonsstrømmen fra de tynne oljelagene på Troll inneholder 60 – 80 % vann. Mesteparten av vannet separeres ut og injiseres tilbake i reservoaret. Hele prosessen er fjernstyrt fra Troll C.

Tordis Increased Oil recovery (TIOR) er verdens første undervannsanlegg for prosessering av olje, vann og sand, og ble satt i produksjon i 2007. Anlegget forventer å øke oljeutvinningen til Tordis fra 49 til 55 %. Vann og sand blir separert fra brønnstrømmen og injisert tilbake til Utsira formasjonen. I tillegg økes trykket på olje og gass strømmen fra separatoren ved hjelp av flerfasepumping slik at produksjonen kan føres i rørledning til Gullfaks C.



Figur 6: Havbunnsseparasjon system (kilde: StatoilHydro)

Havbunnsseparasjon har et høyt potensial på egnede felt og forventes tatt i bruk på flere utbygginger i fremtiden. Dette vil også redusere energibehovet og dermed utslippene til luft av bl.a. CO₂ og NO_x /6/.

4.4 Nedihullsseparasjon

Det finnes i dag ulike konsepter for nedihullsseparasjon som er på ulike utviklingsstadier. Nedihullsseparasjon kan gi positive bidrag både for ressursutnyttelse og miljø, men er teknologisk krevende. Prinsippet bygger på innretninger av en spesialtilpasset separator, evt. hydrosyklon som skiller vann fra olje/gass nede i produksjonsbrønnen. Vannfasen blir injisert i reservoaret eller i en annen egnet formasjon ved hjelp av en pumpe som også er plassert i brønnen. I en enklere variant kan vannet tas til overflaten i et separat løp og deretter reinjiseres. Det er nødvendig å ha en egnet formasjon som kan ta imot det fraseparerte vannet, og det er også viktig å være trygg på opprettholdelse av injektiviteten i reservoaret. Det oppnås gunstige separasjonsbetingelser nede i brønnen på grunn av det høye trykket. Separasjonseffektiviteten avhenger blant annet av oljetype, reservoartrykk og vanninnhold. Nedihullsseparasjon vil ha størst potensial ved anvendelse på felt/brønner med forventning om høy vannproduksjon og behov for vanninjeksjon for trykkstøtte. Nedihullsseparasjon vil ha de samme begrensninger som reinjeksjon på plattformen når det gjelder partikkelinnhold og residual oljemengde. Det stilles store krav til pumpeutstyret, som blir eksponert til blandingen av vann og partikler over lang tid.

Investeringskostnadene vil være relativt høye, og utstrakt bruk på et felt med mange brønner kan bli kostbart. For havbunnsbrønner vil det også være dyrt å utføre utskiftninger eller reparasjoner på utstyret og det vil stilles store krav til driftssikkerheten. Løses disse tekniske problemene kan kostnadene ved havbunns- og nedihullsseparasjon kanskje oppveies av lavere driftsutgifter forbundet med behandling av vann på plattformen, reduksjon av kostnadsdrivende elementer som korrosjon og avleiringer, reduserte utslipp av CO₂ og NO_x samt av mulig økt utvinning.

Nedihullsseparasjon vil kunne redusere mengde produsert vann for det enkelte anlegg med inntil 90 %. Ingen konsept er per i dag testet ut og det er behov for ytterligere FoU. Dette vil også avklare mulig reduksjonspotensial /6/.

Vertikal nedihullseparasjon er anvendelig for vannkutt > 50 % og lavt gass/væskeforhold. På grunn av at væskefasen separeres og føres til overflaten i to rør blir det en begrensning at produksjonsrørene ofte er for små. Eksempler på denne teknologien er beskrevet fra landfelt. Vedlikeholdsoperasjoner, nivåmåling og brønnintervensjoner vil være utfordrende.

Horisontal nedihullsseparasjon er utviklet for bruk for vannkutt mellom 0-100 %. Boringen av disse brønnene er krevende fordi brønnbanen må tilpasses med en horisontalseksjon der separatoren plasseres. Kalkpartikler og sand kan skape problemer dersom disse feller ut i horisontalseksjonen. Separatoren er foreløpig utviklet for bruk i brønner der fri gass ikke er til stede. Teknologien ble opprinnelig vurdert på Brage, men er ennå ikke vedtatt uttestet på norsk sokkel.

4.5 Injeksjon av produsert vann

Reinjeksjon av det produserte vannet kan skje etter separasjon på innretningen, på havbunnen eller nede i brønnen (se kap. 4.3 Havbunnsseparasjon). Vannet kan reinjiseres i reservoaret for å gi trykkstøtte eller det kan injiseres i en annen formasjon/struktur for deponering. Jo bedre det produserte vannet er rensert før det reinjiseres jo lettere er det å injisere det (bedre injektivitet). Bedre injektivitet gir lavere energibehov for å føre vannet tilbake i reservoaret. Reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte erstatter gjerne sjøvannsinjeksjon helt eller delvis og medfører derfor normalt ikke ekstra energibruk. Men det vil allikevel i noen tilfeller kunne kreve økt energiforbruk/luftutslipp. Dette skyldes at ofte er det behov for å starte vanninjeksjon tidlig i et felts levetid (før man har tilgang til produsert vann fra feltet), og til dels at produsert vann kan gi redusert injektivitet. Deponering krever en egnet formasjon som kan ta i mot ønsket vannmengde. Dersom det må bores en dedikert injeksjonsbrønn, medfører dette merinvesteringer, ekstra driftskostnader, boreutslipp og økte utslipp til luft.

I en tidlig fase kan det ofte være for lite produsert vann til å gi nok trykkstøtte for produksjonen. Tilleggsinjeksjon av sjøvann kan derfor være nødvendig. Injeksjon av en blanding av sjøvann og produsert vann kan imidlertid, avhengig av vannegenskaper og øvrige forhold, føre til utfelling og avleiring. Det finnes teknikker for å redusere problemene med avleiringer. Dersom det finnes naturlige vannkilder (som Utsiraformasjonen) i området, er dette vannet som regel sulfatfritt slik at en unngår avleiring ved reinjeksjon. Etter en tid med reinjeksjon av produsert vann kan en oppleve redusert injektivitet, og det kan bli behov for boring av ny injeksjonsbrønn eller tiltak i eksisterende brønn. Redusert injektivitet vil også kunne medføre mindre effektiv trykkstøtte og fare for dårlig drenering i det aktuelle området av reservoaret. Risikoen for reservoarforsuring øker over tid ved reinjeksjon av produsert vann. H_2S dannes i reservoaret og vil følge produksjonen kort tid etter vanngjennombrudd. Typiske konsekvenser er økt korrosjonsfare med behov for hyppigere inspeksjoner og utskifting av utstyr, økt kjemikaliebehov, redusert levetid, problemer med å overholde salgsspesifikasjoner for gassen og utgjør et arbeidsmiljøproblem fordi H_2S -gassen er giftig. I verste fall kan feltet måtte stenges ned tidligere enn planlagt.

Både laboratorieforsøk og feltobservasjoner har vist at det dannes store mengder H_2S . Forsøk med bruk av nitrat mot reservoarforsuring har vist seg effektivt, men effekten på lengre sikt er fortsatt usikker. Hvis ikke reservoarforsuringsproblemet kan løses, kan reinjeksjon i noen tilfeller vise seg å være umulig. Reinjeksjon av Utsiravann, har også gitt store problemer med mikrobielt induisert korrosjon, selv om det ikke dannes så mye sulfid i reservoaret som med sjøvann.

Injeksjon av produsert vann for deponering medfører ekstra kostnader og energibehov. For Statfjord senfase, der det ikke er behov for vann til trykkstøtte er kostnadene for boring av reinjeksjonsbrønner anslått til 4 mrd. NOK (reinjeksjon av opp til 180 000 m^3/d).

5 Utslipp til luft

Produksjon av kraft vil være det vesentligste bidrag til CO₂ og NO_x- utslipp fra petroleumsvirksomheten offshore. Andre kilder til utslipp til luft er fakling, kaldventilering, diffuse utslipp fra prosessutstyr og fra lagring og lasteoperasjoner. Utslippene av CO₂ fra energiproduksjon og fakling er kvotepliktige.

Aktuelle teknikker for utslippsreduksjon er bl.a.:

- Lav NO_x- teknologi i turbiner (dual fuel og single fuel)
- Katalytisk rensing (SCR)
- Lav NO_x- teknologi i motorer (motortekniske tiltak)
- Energieffektivitet og energiledelse
- Reduksjon av VOC utslipp fra prosessen, lasting og lagring
- Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning

I EUs rådsdirektiv 96/61 EF 'Integrated Pollution Prevention and Control' (IPPC-direktivet,) stilles det krav til at energien utnyttes effektivt for flere typer anlegg, blant annet forbrenningsanlegg. IPPC-direktivet gjelder for alle forbrenningsanlegg som har en nominell innfyrt effekt på 50 MW eller mer. Direktivet gjelder derfor for de fleste energianlegg på norsk sokkel.

Et av hovedprinsippene i IPPC-direktivet er at den ansvarlige for en virksomhet plikter å benytte beste tilgjengelige teknikker (BAT – best available techniques). IPPC-direktivet krever at BAT skal legges til grunn ved fastsettelse av utslippsgrenser og således reflektere hva som kan oppnås ved bruk av BAT, men samtidig slik at man ikke skal bestemme hvilke teknikker som konkret skal benyttes.

EU-kommisjonen har utarbeidet veiledende BAT-referansedokumenter (BREF-er) både bransjevis og på tvers av bransjer (horisontale BREF-er) som angir hvilke teknikker som vurdert generelt kan anses forenelig med IPPC-direktivets krav om BAT. Dette arbeidet skjer i EU regi, med støtte fra arbeidsgrupper der både myndigheter og industri er representert.

5.1 Energiledelse

Energiledelse er den del av virksomhetens oppgaver som aktivt bidrar til at energien utnyttes effektivt. Energiledelse bygger på de samme prinsipper som miljøledelse (ISO 14001 og EMAS) og kvalitetssikring (ISO 9001), og kan derfor med fordel integreres som en del av disse disipliner. Det finnes i dag ingen norsk eller internasjonal standard for energiledelse, men OLF etablerte i 2005 en arbeidsgruppe som fikk i oppgave å utarbeide en veileder med felles retningslinjer og eksempler for hvordan energiledelse kan etableres og driftes.

Energiledelse innebærer en metodikk for hvordan en organisasjon kontinuerlig kan arbeide med alle sider ved energieffektivitet og energibruk. Det stilles nå krav om etablering av energiledelse.

5.1.1 Design av prosessanlegget

Det er viktig å utforme prosessen på en mest mulig energieffektiv måte. Slik kan energibruken og derved utslippene av både CO₂ og NO_x reduseres vesentlig. Dette omfatter både utformingen av prosessen som sådan og av de enkelte utstyrsenheter. Noen viktige elementer er her:

Varmeintegrering

På den enkelte innretning er det behov for varme. Hvor stort behovet er vil variere betydelig mellom ulike innretninger og over tid. På nye innretninger hentes normalt varmebehovet fra spillvarmen fra kraftproduksjon. Dette bidrar til lavere utslipp. På Åsgard B har tiltak som mellomkjøling, mer effektiv separasjonsteknologi og bruk av varmt kjølevann bidratt til at CO₂ utslippene er redusert med om lag 180 000 tonn pr. år.

Gasskompresjon

Ved separasjon av olje, gass og vann på så høyt trykk som mulig vil behovet for å komprimere produsert gass opp til eksport/injeksjonstrykk bli redusert.

Kraftgenerering

Det kan også ligge noe potensial i å utforme anlegget slik at en i driftsfasen får en mest mulig optimal utnyttelse av gassturbiner.

Flerfaseturbiner

På enkelte felt er trykket så høyt at man ved å kjøre brønnstrømmen gjennom en turbin, kan produsere betydelige mengder energi i kombinasjon med separasjon av olje og gass. Slike flerfaseturbiner kan erstatte ett eller flere separasjonstrinn på plattformen og kraftbehovet kan reduseres. Teknologien er på utviklingsstadiet.

5.1.2 Optimal gasstransport

Kraftbehovet for gasstransport er følsomt for transportert mengde og rørdiameter, større diameter reduserer energibehovet. En økning i rørdiameter på 10 % vil for samme transporterte gassmengde gi en reduksjon i energibehov og utslipp fra gasstransport på 10-25%. Ved utforming av transportsystemet vil valg av rørdiameter avhenge av flere faktorer, så som kostnadsforskjell mellom alternativer og verdsetting av fremtidig fleksibilitet. I tilfeller der det er liten forskjell mellom løsningene kan redusert energibehov ved økt diameter være et kostnadseffektivt tiltak. Reduksjonsgraden vil avhenge av rørets lengde, diameter og sammensetningen av gassen. Utslippene av CO₂ og NO_x vil reduseres proporsjonalt med redusert energibehov. Tiltak i prosjekteringsfasen.

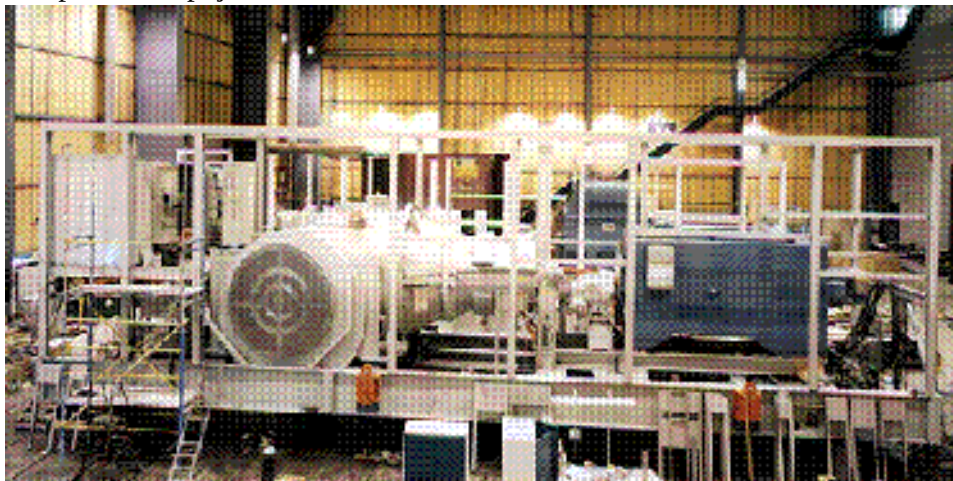
5.1.3 Redusert energibehov

Redusert behov for energi på innretningene vil bidra til utslippsreduksjoner. Det ligger et betydelig potensial for energisparing i det å optimalisere nye feltutbygginger med hensyn til energiutnyttelse. Eksempler på det er å unngå unødige trykkfall, utnytte energien der trykkfall er nødvendig og å skille ut uønskede produkter som vann på et tidligst mulig stadium. Dette er tiltak som, ved siden av miljøeffekten, ofte gir økonomiske besparelser for operatøren ut over spart CO₂-avgift.

For nye utbygginger vil valg knyttet til dreneringsstrategi og utforming av produksjonsanlegget påvirke energibruken på feltet og derved utslippene. Dette er forhold som er svært feltspesifikke og løsninger vil velges ut fra blant annet kostnad, ressursutnyttelse, gasspris, CO₂-avgift/kvotepris og sikkerhet og arbeidsmiljø. Det er viktig at energieffektivitet og derved utslipp er en integrert del av arbeidet i en tidlig fase av utbyggingsprosjektet. For disse tiltakene er det vanskelig å indikere reduksjonspotensial og kostnad da eventuelle reduksjoner ikke kan måles i forhold til en før-situasjon. Det er i dette kapitlet prøvd gitt en oppsummering av områder der det kan oppnås reduksjoner.

5.2 Kombikraft

Varmen i eksosgassen fra en konvensjonell gassturbin kan utnyttes til både varmegjenvinning og generering av elektrisk kraft via dampturbin. Dette er tilgjengelig teknologi. Anvendelse av teknologien er blant annet avhengig av kraftbehovet og tilstedeværende varmebehov. Teknologien er mest kostnadseffektiv på større anlegg. På en innretning der varmebehovet er stort, kan dampturbin være mindre hensiktsmessig som følge av begrenset tilgjengelig overskuddsvarme. Størrelsen og vekten av dampkjelene har vært et viktig hinder for implementering av teknologien offshore. Mer kompakte dampkjeler har derfor blitt utviklet.



Figur 7: Kombinerte kraftanlegg (kilde Norsk Hydro)

5.3 Brenselceller

Det har vært investert i utviklingen av brenselcellebaserte kraftverk. Denne type kraftverk vil i tillegg til å redusere utslipp av CO₂ og NO_x også legge til rette for en kostnadseffektiv utskilling og lagring av CO₂. Teknologien har i dag høye kostnader og er plasskrevende. Det er derfor nødvendig med en betydelig teknologiutvikling, men det kan være en aktuell teknologi for nye innretninger på lengre sikt (etter 2010).

5.4 Elektrifisering

5.4.1 Kraft fra land

I tråd med Innst. nr 114 (1995 - 96) fra energi- og miljøkomiteen om norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider, vedtok Stortinget 22. februar 1996 følgende;

Ved alle nye feltutbygginger skal det legges fram en oversikt over energimengden og kostnadene ved å elektrifisere innretningen framfor å bruke gassturbiner.

Slike utredninger gjennomføres i forbindelse med nye utbygginger, og for enkelte felt er det nå planlagt eller besluttet kraft fra land.

Det er gjennomført en rekke studier hvor elektrifisering av offshore installasjoner fra land er evaluert. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Oljedirektoratet (OD), Statens Forurensingstilsyn (SFT) og Petroleumstilsynet (Ptil) har gjennom et tverretattlig samarbeid utarbeidet en rapport som gir et oppdatert bilde av muligheter for- og kostnader ved større elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel /9/. Det har i denne utredningen blitt fokusert på større elektrifiseringsprosjekter. Utredningen inneholder nye kostnadsanslag for ombygging offshore, samt kostnader for nødvendig kraftinfrastruktur. Utredningen inneholder kostnadsanslag for kraft fra nye gasskraftverk og nødvendige kraftinfrastrukturforsterkninger.

Fordeler med kraftoverføring fra land omfatter:

- Redusert CO₂-utslipp primært fordi elektrisitet på land vil produseres med høyere virkningsgrad.
- Redusert sannsynlighet for diesel- og gasslekkasjer på plattformen (gassturbiner er blant de viktigste potensielle tennkilder på plattformen)
- Redusert vedlikeholdsbehov, gassturbiner er roterende maskineri som krever betydelig vedlikehold.
- Forbedret regularitet: Driftstilgjengeligheten for kraftforsyningen vil, i følge studier gjort av BP, øke med ca. 0,3 % /9/. Dette vil være en merkbar sikkerhetsmessig og økonomisk forbedring.
- Forbedret arbeidsmiljø.

Ulemper med kraftoverføring fra land omfatter:

- Ved full elektrifisering vil det ikke være mulig å ta overskuddsvarme fra eksosgass. Det vil medføre at en i disse tilfellene i stedet må dekke varmebehovet med gassfyrte varmekjeler som igjen vil gi utslipp.
- Kostnaden ved kraftforsyning fra land kan være høy.
- I områder med flaskehalser i kraftnettet kan det oppstå kraftunderskudd og lokalt høyere kraftpriser

Beregningene fra utredningen viser at tiltakskostnaden ved å elektrifisere eksisterende innretninger på sokkelen ligger fra om lag 1 600 kroner per tonn CO₂ og oppover. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak kostnadsnivået, kompleksiteten i ombygningsprosessene og feltenes levetid. Samtidig utvikles det ny teknologi som både

kan bidra til at flere typer nye innretninger kan elektrifiseres, og at kraftinfrastruktur til havs kan utnyttes til andre formål i fremtiden. Tabell 2 viser tiltakskostnadene fra etatenes utredning fra et scenario hvor det bygges dedikert gasskraftverk med CO₂-håndtering på land i Norge for å forsyne kraften /9/.

Tabell 2: Hovedresultater for elektrifisering av områder på sokkelen med kraft fra dedikert produksjon.

Område	Tiltakskostnad (kr/tonn)	Samlet CO ₂ -reduksjon (mill. tonn)
Sørlige Nordsjø	1 850	6,2
Midtre Nordsjø	3 800	2,3
Nordlige Nordsjø 60Hz*	1 600	11,7
Norskehavet	1 900	7,9

* Ett av tre ubyggingalternativer for nordlige Nordsjø vises i tabellen

I rapporten heter det at med de investeringsplaner som finnes for kraftinfrastruktur på land, vil hvert av de ulike elektrifiseringstiltakene kunne realiseres hver for seg, uten at dette skaper en underskuddssituasjon i kraftmarkedet. Økt kraftetterspørsel vil bli møtt av økt import. Elektrifisering med kraft fra markedet gir i rapporten tiltakskostnader på om lag samme nivå som i tilfellet med dedikerte kraftverk.

5.4.2 Offshore kraftanlegg

Det finnes flere konsepter knyttet til CO₂-fangstanlegg til havs. Et eksempel kommer fra Aker Kværner. CO₂-fangst til havs på en fast innretning hvor det er vurdert muligheten av å sette en optimalisert aminprosess på en eksisterende innretning med et kraftanlegg på 150 MW. Den aktuelle optimaliserte aminprosessen i dette eksempelet er ventet kvalifisert innen to - tre år. For et slikt fangstanlegg er det valgt en ett-togs prosess og en ikke-reserve filosofi, fordi operasjonen av et CO₂-fangstanlegg ikke er kritisk for kraftgenereringsfunksjonene offshore. Mesteparten av CO₂-fangstanlegget er antatt å være i en modul, med absorbertårnet og eksosvifte som enkeltstående elementer. Disse bør ifølge Aker Kværner stå i umiddelbar nærhet til gassturbinene. CO₂-tørking og kompresjon er inkludert i CO₂-fangstmodulen. Nødvendige modifikasjoner utenom fangstmodulen for CO₂ inkluderer varmegjenvinningsanlegget med dampgenerator, dampturbiner, nye sjøvannspumper og sjøvannsfiler. Alt dette er antatt å kunne inkluderes i eksisterende design med mindre planløsningspåvirkning /9/.

Et annet eksempel er utviklet av Sevan Marine som et flytende gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg. Også her anvendes med aminbasert etterforbrenningsteknologi. For Sevan EPOS-konseptet (Electric Power On Sea) har Siemens prosjektert et gasskraftverk som kombinerer åtte moderne gassturbiner med fire dampturbiner. Dette kraftverket har en samlet elektrisk ytelse på 540 MW basert på 997 MW tilført effekt (naturgass).

Virkningsgraden til dette gasskraftverket blir dermed 55 prosent (ISO), anslagsvis 2 – 4 prosent lavere enn for et landbasert kraftverk.

Kraftverket er prosjektert med fire parallelle linjer som opererer uavhengig av hverandre. Hver linje består av to gassturbiner, to røkgasskjeler og en dampsyklus. En behøver ikke å stenge ned hele kraftverket ved planlagt vedlikeholdsaktivitet. I normal driftsmodus vil hver røkgasskjel drives av eksos fra to gassturbiner. Ved halv last vil røkgasskjelen operere med eksos fra bare en gassturbin på nominell last, følgelig blir resulterende virkningsgrad høy. Således vil en ved å kombinere gunstige driftsforhold, kunne oppretthold høy virkningsgrad også ved dellast. I tillegg vil gassturbinene, enkeltvis eller en hel linje, frakobles uten at dette påvirker anleggets evne til å levere, selv om effekten reduseres med 1/8 eller ¼, avhengig av driftsmodus.

Disse utbyggingsalternativene illustrerer at gasskraftverk med CO₂-fangst til havs ut fra en vurdering av vekt og plasshensyn, er mest realiserbart på en dedikert sentralisert kraftforsyningsinnretning uten petroleumsproduksjon. Dette kan også være mulig for nye produksjonsinnretninger (faste og flytende). CO₂-fangst kan også gjennomføres på eksisterende innretninger, men da må fangstanlegget skaleres ned til en størrelse som er tilpasset de spesifikke plass- og vekthensyn på innretningen.

5.5 Slukket fakkelfakkellgassgjenvinning

Mellom 20 – 40 % av faklingen skyldes kontinuerlig fakling mens den resterende andelen er knyttet til enkelthendelser for å ivareta sikkerhet og operasjonelle hensyn. Den kontinuerlige faklingen er de siste årene blitt redusert på enkelte felt som følge av tekniske tiltak som for eksempel bruk av nitrogen som spyle- og dekk-gass og forbedrete glykol-regenereringssystem. I tillegg er det utviklet ny teknologi for gjenvinning av fakkellgass.

Ved å gjenvinne gass som kontinuerlig ville gått til fakkell, har det vært mulig å redusere faklingsvolumet opp mot 10 %, i følge enkelte operatører. I tillegg har mange av innretningene med gjenvinning av fakkellgass også slukket pilotflammen. Ved hjelp av ny teknologi tennes denne kun ved behov.

For å oppnå ytterligere utslippsreduksjoner knyttet til fakling bør fokus være på driftsrutiner og nedstengingsprosedyrer av anleggene. Her kan det være mulig å redusere noe av hovedbidraget til fakling, men dette vil i stor grad være knyttet til sikkerhetsmessige vurderinger.

Sintef har på oppdrag fra OLF og OD gjennomført en vurdering av omregningsfaktoren for bestemmelse av NO_x – utslipp fra fakling. Bakgrunnen for dette arbeidet har vært at bestemmelsen av NO_x utslipp fra denne kilden har vært lite dokumentert og Norge har benyttet en omregningsfaktor som har vært i størrelsesorden 10 ganger høyere enn hva land som USA, Storbritannia og Australia har lagt til grunn.

Konklusjonen fra delstudiene er en anbefalt faktor på 1,4 g NO_x / Sm³ gass faklet mot tidligere 12 g NO_x / Sm³ gass faklet.

5.6 CO₂ fangst og lagring

5.6.1 CO₂ lagring

CO₂ kan injiseres og lagres i ferdig produserte olje- eller gassreservoar, eller i geologiske formasjoner under vann eller på land. Siden 1996 har det årlig vært lagret en million tonn CO₂ i Utsiraformasjonen i forbindelse med prosessering av gassen fra Sleipnerfeltet. Lagring av CO₂ i Utsiraformasjonen er unik, for dette er det eneste anlegget i verden hvor større mengder CO₂ blir lagret i en geologisk formasjon under havbunnen. På Snøhvitfeltet vil CO₂ fra gassproduksjonen bli skilt ut før naturgassen blir kjølt ned til flytende gass (LNG). CO₂-gassen vil bli transportert i rørledning fra LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til feltet for injeksjon i en Tubåsen formasjonen. Hvert år vil rundt 700 000 tonn CO₂ bli lagret i Tubåsen.

Norge vil i framtiden ha gode muligheter til å lagre CO₂ på grunn av tilgang til store, vannfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utenfor norskekysten. Lagring av CO₂ i ferdigproduserte reservoar er en geologisk god løsning siden strukturen mest sannsynlig er tett, i og med at man har holdt på gass og olje gjennom millioner av år.

Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på en sikker og trygg måte. Innenfor OSPAR-konvensjonen og Londonkonvensjonen blir det arbeidet med å etablere et godt internasjonalt regelverk for CO₂-lagring. Høsten 2006 ble det fattet vedtak i Londonkonvensjonen om at det skulle være tillatt med injeksjon og lagring av CO₂ i geologiske formasjoner under havbunnen. Endringen ble gjeldende fra 10. februar 2007. Lignende vedtak er gjort i OSPAR-konvensjonen, men endringen er ikke trådt i kraft. EU-kommisjonen har i januar 2008 fremlagt et forslag til direktiv om rammeverk for CO₂-lagring. Norge ønsker å medvirke til et best mulig direktiv for sikker lagring.

Olje- og energidepartementet har gitt Gassco, Gassnova, OD og NVE i oppdrag å vurdere alternative transportløsninger og deponeringssteder. Gruppen skal legge frem en tilrådning om hva de regner som den beste transport- og deponeringsløsningen for CO₂ fra henholdsvis Kårstø og Mongstad, hvor en tar i betraktning kostnader, reservoarforhold og teknologisk risiko. Det er en forutsetning at Kårstø og Mongstad skal ses i sammenheng. Den første rapporteringen ble fremlagt sommeren 2007. Det arbeides frem mot konseptvalg i desember 2008 med påfølgende investeringsbeslutning i september 2009.

5.6.2 Bruk av CO₂ for økt oljeutvinning

Oljedirektoratet har estimert et betydelig teknisk potensial for øke oljeutvinning ved hjelp av CO₂-injeksjon i oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Regjeringen har ambisiøse mål for å realisere CO₂-håndtering og skape en verdikjede for transport og injeksjon av CO₂. Dette er krevende målsettinger. Nyere utredninger (blant annet bruk av CO₂ for økt oljeutvinning fra Draugen feltet) har vist negativ lønnsomhet med dagens forutsetninger om utbyggingskostnader og oljepriser. Det store potensialet, og fokus på miljøutslipp, gjør at Oljedirektoratet fremdeles vil ha en spesiell fokus på bruk av CO₂ til økt oljeutvinning.

5.6.3 CCP – prosjektet (CO₂ capture and storage project)

Det er etablert et felles industriprosjekt (CCP-prosjektet), som er støttet av flere større norske og internasjonale industri og oljeselskaper. Prosjektet skal ha som mål å bidra til utvikling av ny teknologi som vil gjøre det mulig å fjerne og utnytte CO₂ til kostnader som er inntil 75 % lavere enn i dag.

5.7 Utslippsreducerende tiltak

For kraftgenerering og utslipp, kan det skilles mellom ulike typer gassturbiner. Et hovedskille går mellom single fuel og dual fuel turbiner. Dual fuel turbiner kan brenne både diesel og gass, mens singlefuel bare kan bruke gass. Diesel som brennstoff brukes normalt som supplement til gass. Fordi gass normalt tas fra prosessen, er ikke gass tilgjengelig ved oppstart. I slike perioder brukes diesel. I hovedsak genereres elektrisk og mekanisk kraft for drift av innretningene på sokkelen av gassturbiner.

En gassturbin består forenklet av en gassgenerator (kompressor og forbrenningskammer) og selve turbinseksjonen. Kompressoren øker trykket på atmosfærisk luft og sender denne luften til forbrenningskammeret hvor den blander seg med brensel. Ved forbrenning ekspanderer den varme forbrenningsgassen og deler av den konverteres til mekanisk energi for drift av strømgeneratorer, kompressorer eller pumper.

5.7.1 NO_x reduserende tiltak

Per våren 2008 er det 167 gassturbiner på norsk sokkel med samlet installert effekt på ca 3000 MW. Av disse har 34 turbiner lav NO_x-teknologi. Turbinene varierer i størrelse, de fleste er i størrelsesorden 20-30 MW, mens 41 er under 10 MW, hvorav de fleste står i reserve.

Det totale behovet for elektrisk energi på sokkelen er i dag rundt 15 TWh, og forventes å være forholdsvis stabilt de neste årene.

5.7.2 Lav NO_x Dual Fuel

For hver av hovedtypene turbiner, kan det skilles mellom lav NO_x-turbiner og konvensjonelle turbiner. Begge typer turbiner (single fuel/dual fuel) kan bygges med lav NO_x-teknologi. Lav NO_x-teknologi går ut på å tilpasse forbrenningsprosessen i turbinenes brennkammer for å generere mindre NO_x. Lav NO_x for single fuel turbiner anses som konvensjonell teknologi og er et krav til nye utbygginger. Lav NO_x for single fuel kan etterinstalleres på konvensjonelle turbiner. I turbiner som er installert fra midten på 1990-tallet er det tilrettelagt for etterinstallering av lav NO_x-brennere.

Bruk av lav NO_x-teknologi på dual fuel turbiner er i ferd med å bli kvalifisert og tilgjengelig teknologi ved driftserfaring fra produksjonsskipet på Alvheimfeltet som settes i produksjon i løpet av våren 2008. Det er behov for dual fuel turbiner på norsk sokkel, hovedsaklig på grunn av at alle innretninger må ha sikker kraftforsyning ved mangel på brenngass. Over et felts levetid vil gjerne behovet for dual fuel turbiner endres, og det kan være aktuelt å bygge om fra dual fuel- til singel fuel turbiner og etterinstallere lav NO_x-brenner.

5.7.3 Katalytisk rensing (SCR)

Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) er den mest benyttede metoden for rensing av NO_x i avgass fra motorer. NO_x i eksosgassen omdannes i katalysatoren til N₂ og vanndamp ved kontinuerlig tilførsel av et reduksjonsmiddel. Selve katalysatoren er oftest bygd opp av keramisk materiale i bivoksstruktur. Normalt vil et anlegg dimensjoneres for å oppnå reduksjoner i NO_x utslippet på 85-90 %. Bedre rensing kan oppnås, men kostnadene stiger kraftig ved høyere ytelse. I tillegg tilbyr de fleste SCR-leverandører et oksidasjonssteg som også fjerner mesteparten av CO (50- 90 %), hydrokarboner (75 – 90 %), partikler og eventuelle utslipp av ammoniakk. Tiltaket vil ikke ha vesentlig innvirkning på drivstoff forbruket. I tillegg til selve katalysatorelementene trengs et injeksjonssystem, kontrollenhet og et trykkluftanlegg, samt en fordelingsstruktur plassert før katalysatoren i den hensikt å blande reduksjonsmidlet effektivt inn i eksosstrømmen for å sikre en mest mulig fullstendig kjemisk reaksjon.

Det er visse praktiske betingelser som må være oppfylt for bruk av SCR. Dette dreier seg om plass og tilkomstmuligheter for katalysatorenheten og mulighet for å installere injeksjonssystemet for reduksjonsmidlet. I tillegg er temperaturen i eksosanlegget kritisk for at anlegget skal fungere etter hensikten. Videre bør svovelinnholdet i drivstoffet ikke overstige 3,5 %.

Det er ingen prinsipiell forskjell om teknologien implementeres på en rigg eller et skip, bare de ovenfor nevnte praktiske forutsetningene er til stede. Investeringskostnadene for SCR ligger fra 250 - 500 kr/kW motoreffekt avhengig av det aktuelle maskinanleggets ytelses- og turtallsområde. I tillegg kommer installasjonskostnader, som er avhengig av plass og tilgjengelighet. Driftskostnad for SCR består hovedsaklig av forbruk av reduksjonsmiddel (ureaforbruket er ca. 8 vol % av drivstofforbruket).

Katalysatorelementene slites og må skiftes regelmessig. Det finnes imidlertid i dag skip som har hatt SCR anlegget i drift i 70 000 timer uten bytte av katalysatorelementer. Kostnadene i forbindelse med bytte av katalysatorelementer er ca. 16 kr/kW/år hvis en antar 5 års levetid.

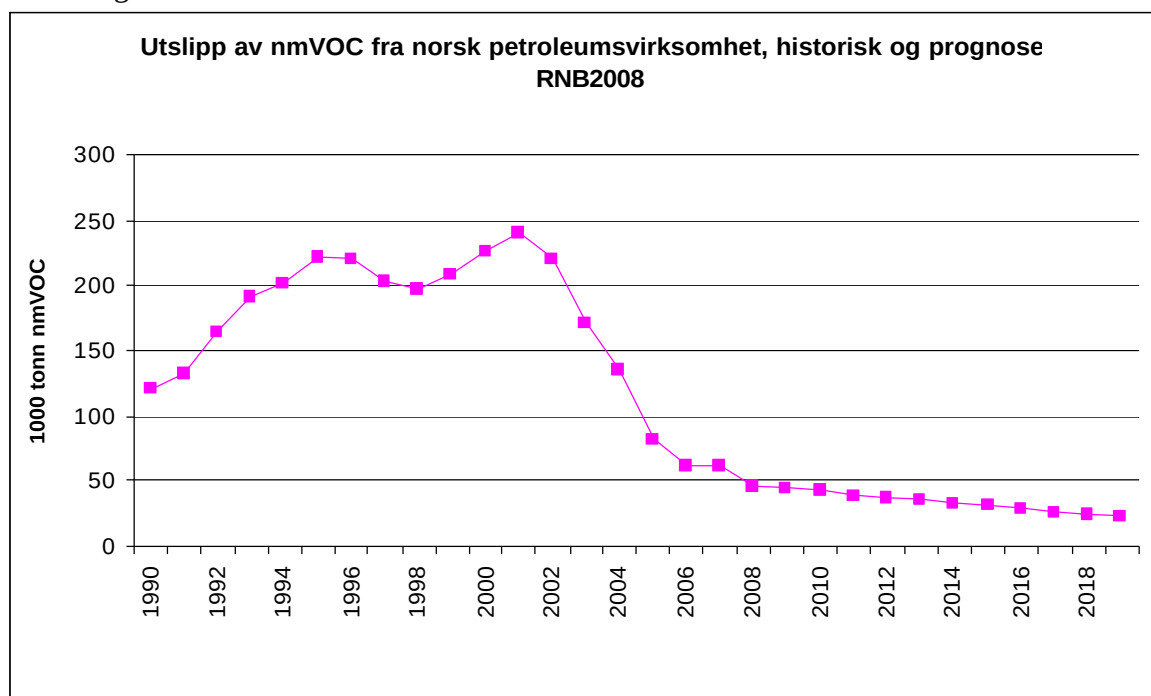
5.8 Fjerning og gjenvinning av oljedamp (VOC) fra lasting og lagring

Flyktige organiske forbindelser utenom metan har fellesbetegnelsen nmVOC. Slike forbindelser fordampes blant annet fra olje [7]. Den største kilden til utslipp av nmVOC fra norsk petroleumsvirksomhet er lasting av olje til skytteltankere på feltene.

I 2006 var samlet nmVOC- utslipp fra lagring og lasting av olje 79 539 tonn. Dette er en markant nedgang fra 2005, da tilsvarende utslipp var 93 549 tonn. Siden 2001 er de samlede nmVOC- utslippene redusert med 69 prosent. De betydelige utslippsreduksjonene er oppnådd som følge av investeringer i anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere.

5.8.1 VOC Industrisamarbeid

Lagerskipene på feltene har reduksjonsanlegg eller er omfattet av en avtale i regi av "Industrisamarbeidet". Ved opprettelse av et samarbeid mellom operatørene på norsk sokkel som laster oljen på feltene, er det mulig å møte myndighetenes krav om utslippsreduksjoner for nmVOC på en mer kostnadseffektiv måte. Samarbeidet har også gjort det lettere tilgjengelig å høste av hverandres erfaringer knyttet til teknologiutfordringer. Figur 8 viser en reduksjon i nmVOC utslippene fra 2001. De resterende utslippene skyldes hovedsakelig kaldventilering og diffuse utslipp på innretningene.



Figur 8: Prognose for utslipp av nmVOC (kilde: RNB2008).

5.8.2 Gjenvinning av nmVOC

Det har i flere år vært arbeidet med å gjøre teknologi for gjenvinning av nmVOC tilgjengelig på bøyelasteskip som går i skytteltrafikk fra felt med lastebøyer på sokkelen. Teknologien er utprøvd og bidrar til å redusere utslippene fra lastning med i størrelsesorden 70 prosent. De flyktige organiske forbindelsene blir da gjenvunnet og ført tilbake i oljelasten. Ved utgangen av 2006 var 19 gjenvinningsanlegg installert på bøyelasteskip som opererer på norsk sokkel og det var ventet at i løpet av 2007 skulle samtlige bøyelasteskip på norsk sokkel ha nmVOC reduksjonssystemer. Denne teknologien baserer seg på absorpsjon av nmVOC i olje, og vil koste mellom 125 og 150 millioner kr pr. anlegg.

Ulike teknologier (absorpsjon, kondensasjon og KVOC) er installert på skipene og erfaringen med disse er varierende. Det har vist seg å ta lengre tid enn antatt å oppnå stabil drift for de ulike teknologiene og forbedringstiltak er iverksatt for å oppfylle myndighetskravet.

Kondensasjon med dampkjele

Fordelen med kondensasjonsteknologien er at man unngår resirkulering av nmVOC ved at kondensert nmVOC lagres på separat tank. Videre gir teknologien mulighet for bruk av gassfyrt dampkjele og dampturbiner for drift av kompressorene. Dampkjelen brenner nmVOC som ikke kondenseres (ca. 20 %) samt metan slik at VOC utslipp reduseres med 100 %. Under oppstart av anlegget før lasting brukes kondensert nmVOC fra tanken. Kondensasjonsanleggene som ble installert i 2004 – 2005 viser seg å være mer kompliserte enn forventet, og har også i 2006 hatt innkjøringsproblemer.

Absorpsjon

VOC kan gjenvinnes ved absorpsjon i trykksatt råolje (8-11 bar). Imidlertid kan utslippene av CO₂ og NO_x øke noe pga. kraftbehov for komprimering av VOC og inertgass (eksosgass) samt trykksetting av oljen. Typisk kraftforbruk for en enhet som laster 8000 m³/h er 2-3 MW. Reduksjonspotensialet for nmVOC er 65-85 % per anlegg. Noe metan vil også bli absorbert. Disse anleggene skal redusere utslipp av nmVOC med minst 78 %, og 80 % rensegrad er verifisert ved målinger utført av Marintek. Pris på et absorpsjonsanlegg er ca 100 mill. NOK.

Adsorpsjon

Hovedprinsippet for et adsorpsjonssystem er å separere hydrokarbonfraksjoner fra eksosgassene. Flere teknologier er kommersielt tilgjengelige. Et adsorpsjonssystem ble installert på en Heidrun skytteltanker i 2003. Systemet bruker et aktivt kullfilter for å skille VOC fra eksosgassen. Hydrokarbonene med unntak av metan blir så ført tilbake til oljen ved hjelp av absorpsjonsanlegg, se over. Reduksjon av nmVOC utslipp er 80-90%. Systemet er spesielt interessant for gasser med lave fraksjoner av hydrokarboner (pga. størrelse) eller lave lasterater som på Heidrun hvor oljen produseres direkte over i skytteltankere. Systemet er mindre egnet for ordinære skytteltankere pga. at anleggene da blir svært store. Pris for et adsorpsjonsanlegg er fra ca 50 mill. NOK.

6 Kjemikaliebruk

Kjemikalier er en fellesbetegnelse for alle tilsetnings- og hjelpestoffer som benyttes ved bore- og brønnoperasjoner og i produksjon av olje og gass. Over 99 % av kjemikalieforbruket i norsk petroleumsvirksomhet består av kjemikalier som ikke anses å være miljøfarlige (gule og grønne stoffer). Miljøfarlige stoffer refererer til spesifikke stoffer eller grupper av stoffer med iboende egenskaper som akutt giftighet, persistens og/eller bioakkumulering, samt stoffer på regjeringens prioriteringsliste og arvestoff- eller reproduksjonsskadelige stoffer.

6.1 Nullutslippsmålsetningen

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr. 58 (1996-1997) Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målet er senere presisert og spesifisert i andre stortingsmeldinger. Nullutslippsmålet innebærer at det som hovedregel ikke skal slippes ut olje og miljøfarlige kjemikalier til sjø. Målet gjelder både tilsatte og naturlig forekommende miljøfarlige stoffer. Føre-var-prinsippet skal legges til grunn ved vurderinger av utslipp av olje og miljøfarlige stoffer. Nullutslippsmålet ble i all hovedsak nådd for både nye og eksisterende installasjoner innen 2005.

6.1.1 Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier

Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (røde og svarte) er redusert fra 4160 tonn i 1997 til ca 42 tonn i 2006. Dette gir en reduksjon på om lag 99 %, og det forventes en ytterligere nedgang i 2007. Målet om nullutslipp anses som nådd for tilsatte kjemikalier jf. St. melding 26 (2006-2007). Det skal imidlertid fortsatt være sterkt fokus på substitusjon for å sikre at også de resterende stoffene fases ut. Sammen med leverandørene arbeider oljeselskapene aktivt med substituere miljøskadelige kjemikalier. Kjemikalieleverandørene på sin side utfører en god del forskning for å utvikle mindre miljøskadelige kjemikalier. Dette er en forskning som er delvis drevet av myndighetenes strengere miljøkrav til kjemikalier som slippes ut fra olje- og gassvirksomheten og det forretningsmessige fortrinn det er for leverandørene som kan levere de mest miljøvennlige løsningene.

Bare tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn kan gi aksept for bruk og utslipp av miljøfarlige kjemikalier (rød eller svart). Det skal legges vekt på en helhetsvurdering av bruk og utslipp av tilsatte kjemikalier. Dersom bruk av en mindre mengde av et miljøfarlig stoff (rød kategori) kan gi utslippsreduksjoner av andre komponenter og dermed en samlet sett lavere miljørisiko, vil dette vurderes. Oljeindustrien forsker på teknologi som kan redusere bruk av kjemikalier samt å bedre kunne dokumentere eventuell kronisk giftighet av kjemikalier.

6.1.2 Utvikling og erstatning av kjemikalier

Det arbeides med å utvikle alternativer til miljøfarlige kjemikalier, øke gjenbruken og ikke minst redusere behovet for bruk av kjemikalier. Som eksempel på økt gjenbruk kan nevnes regenerering av MEG (monoetylglykol) som foregår på flere felt. Et eksempel

hvor en unngår bruk av kjemikalier er ved å installere amineranlegg for H_2S fjerning. Alternativt kan en installere en kontaktor (Framo-kontakt) som vil effektivisere injeksjonen av H_2S -fjerner dersom det er nødvendig.

6.2 Effektivisering av kjemikaliebruk

Eksempler på tiltak som vil bidra til optimal dosering av kjemikalier er flytting av injeksjonspunkter for blant annet korrosjonshemmer og installasjon av kontinuerlig måleutstyr for å måle olje i vann. Det er utviklet distribusjonskabinett for styring og dosering av injeksjons- og produksjonskjemikalier (Sko-flo) som gir bedre kjemikaliekontroll. Teknologien er kommersielt tilgjengelig og installert på en rekke innretninger, bl.a. Oseberg, Fram Vest og Vigdis.

6.2.3 Reduksjon ved kilden

I forbindelse med installasjon, klargjøring og trykktesting av rørledninger benyttes det kjemikalier. Hvilke kjemikalier som benyttes vil variere avhengig av rørledningens materiale, lengde, diameter og alder.

Etter at rørledninger er lagt men før de tas i bruk benyttes fargestoff i forbindelse med trykktesting. Mengden fargestoff som benyttes er blitt betydelig redusert de senere år ved å kjøre en fargestoff-plugg gjennom rørledningen. Det er forsøkt å trykkteste uten fargestoff for nye rørledninger der lekkasje anses som lite sannsynlig. På Draugen er det utført forsøk med å benytte fargestoff som pellet plassert ved skjøten. Likevel må man være varsom med å redusere bruken av lekkasjeindikatorer da konsekvensen av mulige fremtidige rørledningsbrudd på grunn av mangelfull trykktesting vil være mye større enn bruk og utslipp av et begrenset utslipp av fargestoff.

I stedet for bruk av biocid kan det søkes å minimere bakteriell aktivitet ved preventive metoder. Dette omfatter blant annet å ikke la rørledningen stå vannfylt så lenge av bakterievekst blir et problem. Dette har vært implementert for flere prosjekter. Optimal tidsplanlegging er derfor viktig for å unngå bruk av biocider. Redusert bruk av korrosjonshemmer kan sikres ved å kjøre rensepigg regelmessig for å unngå avsetninger/belegg som hindrer korrosjonshemmeren i å virke effektivt og som gir gode vekstforhold for bakterier.

Elektrisk oppvarming av rørledninger kan redusere bruk av hydrathemmer (ofte MEG), dette kan også gi mindre fakling, men vil også øke energibehovet.

7 Utsiktede utslipp

7.1 Deteksjon av akutt forurensning

I Aktivitetsforskriften § 50 er det krav til at operatøren skal etablere fjernmålingssystem som gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. I veiledning til forskriften er det beskrevet hva et fjernmålingssystem kan inneholde, men operatøren kan velge andre måter som ivaretar kravet. Det har vært en kontinuerlig utvikling av systemer og metoder for fjernmåling av akutt forurensning. Utviklingen er gjort i nært samarbeid mellom myndigheter, operatørselskap, Norsk Oljevernforening for operatørselskapene (NOFO) og utstyrsleverandører. SFT kan stille konkrete krav til hvor raskt akutt forurensning skal oppdages og kartlegges.

Tilgjengelige metoder for kartlegging og overvåkning:

- Helikopter med FLIR-kamera (Forward Looking InfraRed)
- Overvåkingsfly med SLAR (Side Looking Airborne Radar)
- IR/UV kamera og video
- Fartøybasert oljedetekterende radar (MIROS)
- Bærbare I/R kamera til bruk på installasjon eller fartøy
- Satellitt- teknologi

I tillegg kommer innretningens egne overvåkings- og deteksjonssystemer. Utvikling av egnede radarsystemer har gjort det mulig å detektere og samle opp olje i mørket og ved redusert sikt.

En stor utfordring med disse radar- og kamerasystemene er tolkningen av bildene for å anslå om det er olje, og eventuell tykkelse og utbredelse av oljeflaket. NOFO har etablert fagkurs i overvåkingsteknikk, og bruk og tolking av overvåkingsdata.

Et nytt radarsystem for deteksjon av olje på sjøen, installert på innretninger er under utprøving. Systemet vil kunne gi 24 timers overvåking av havområder i innretningens nærhet. Systemet forventes tatt i bruk i løpet av 2008.

NOFOs beredskap tar høyde for bruk av inntil 11 ulike fjernmålingsverktøy/metoder:

- Visuell vurdering av olje på sjø (appearance code) fra skip, innretning, helikopter, heliumfylt ballong eller fly. Dette innebærer også bruk av foto og video.
- Håndholdt infrarødt kamera
- Skipsbasert oljedeteksjonsradar (OSD)
- Radar (SAR – Synthetic aperture radar) om bord i satellitt
- Radar (SLAR) om bord i innleid fly
- Infrarødt kamera (FLIR) om bord i innleid fly eller helikopter
- Infrarødt kamera (FLIR) om bord i heliumfylt ballong (aerostat)

- Infrarød scanner om bord i innleid fly
- Ultraviolet scanner om bord i innleid fly
- LFS (Laser Fluoresensor) og MWR (Mikrobølge radiometer) om bord i innleid fly (i enkelte utenlandske fly)

Radarsatellitt benyttes til overvåking av større områder, som vil være et godt hjelpemiddel til å fastslå posisjon, konsistens, dekket areal (mengde), tidsangivelse og løpende utvikling av eventuelle utslipp.

Undervanns lekkasje deteksjonssystemer

Kongsberg har utviklet undervanns lekkasjedeteksjonssystemer som benytter akustikk for å ”lytte” til å kartlegge eventuelle lekkasjer fra undervannsinstallasjoner. Denne teknologien er støttet av flere av de store oljeselskapene.

Andre prinsipp som blir benyttet i slike deteksjonssystemer er fluometri og ulike typer sensorer som reagerer på hydrokarboner eller temperaturendringer. Kombinasjoner av ulike sensortyper er også mulig å benytte. Slike svært sensitive instrumenter kan oppdage lekkasje av både oljer og gass på avstander opptil 100 meter.

Slike instrument er godt egnet til å overvåke lekkasje på undervannsprosessmoduler, rørledninger og i undervannsventiler. I etterkant av Draugen lekkasjen har det vært en god utvikling av slike sensorer, og disse kan detektere lekkasjer på et tidlig tidspunkt. Slike deteksjonssystemer er installert bl.a. på Troll og Ormen Lange.

7.2 Utstyr for bekjempelse av akutt forurensning på sjø

NOFO har i alt 5 utstyrsdepot langs kysten. Tabell 3

Tabell 3 gir en oversikt over disse depotene og hvilket utstyr som finnes på disse. Tabellen viser også hvilket utstyr som finnes i områdeberedskap /13/

Tabell 3: Oversikt over depotene NOFO har langs norskekysten og hvilken type utstyr som finnes og i hvilke mengder.

Depot	Lense: No- 1200- R, lengde i m	Skimmer: TransRec 150, antall	Skimmer: Hi-wax, antall	Oljeradar	Ocean Buster ¹⁾ (lense- system)	Dispergeringsmiddel, m3 (pr. 15.02.2008)
Hammerfest	400 (1)	0	0	1	0	0
Træna	1600 (4)	4	3	0	0	0
Kristiansund	800 (2)	2	2	0	1	59
Mongstad	1600 (4)	3	1	1	1	95
Stavanger	400 (1)	1	0	0	1	131
Beredsk.omr. Halten	400 (1)	1	1	1	0	89
Beredsk.omr. Troll/Oseberg	800 (2)	2	1	2	0	102
Beredsk.omr Balder	400 (1)	1	1	1	0	100
Totalt:	6400 (16)	14	9	6	3	576

1) Ocean Buster er et relativt nyutviklet lensesystem som kan dras av 2 mindre fartøy og samle opp olje med større slepehastighet (opp til 3 -4 knop) enn mer tradisjonelle lensesystemer.

2) I tillegg til dette skal to nye Transrec 150 være på plass første kvartal 2008.

7.2.1 Mekanisk oppsamlingsutstyr/lenser og opptakere

Mekanisk oppsamlingsutstyr består av lenser og fartøyer som sleper/holder lensene i posisjon og styrer oljen til oljeopptakere. I tillegg benyttes samlelenser hvis, funksjon kan sammenliknes med en trakt. Oljen samles over en bredere front samtidig som den konsentreres og kan styres til aksjonsenhetene. Best effekt av oppsamlingsutstyret oppnås

så nær utslippskilden som mulig. Her er konsentrasjonen av olje størst og her er vanninnblanding i oljen minst.



Figur 9: Bildet viser bruk av oljelense (kilde: NOFO)

Ideelt sett burde utslippskilden omkranses av lenser. Dette ville hindre oljen i å spre seg, og oljen kunne deretter pumpes opp ved hjelp av oljeopptakere. Hensynet til sikkerheten for personell i form av sikkerhetssoner for gass rundt utslippskilden, vind, strøm og sjø, vil kreve lenselengder i kilometerklassen. Det vil også være vanskelig å holde en slik lense i posisjon med mindre den ankres opp /14/.

7.2.2 Dispergeringsmidler og påføringsutstyr

Ved mindre akuttutslipp av olje fra produksjonsinnretninger på norsk sokkel vil kjemisk dispergering kunne være et alternativ til mekanisk opptak. Ved større akuttutslipp vil kjemisk dispergering kunne være et supplement til mekanisk opptak.

Bruk av kjemisk dispergering reguleres gjennom Forurensingsforskriftens Kapittel 19 - Sammensetning og bruk av dispergeringsmidler og strandrensemidler for bekjempelse av oljeforurensning.

Det er en forutsetning for anvendelse av kjemisk dispergering at vurdering av potensiell miljøskade og effektivitet er foretatt før bruk. Bruker må ha gjennomført en vurdering av potensiell miljøskade ved bruk av dispergeringsmiddel/strandrensemiddel. Herunder inngår en vurdering av hvilke naturressurser som finnes i området og som kan skades av dispergert olje sett i forhold til den skaden oljen kan medføre uten dispergering som tiltak /14/.

8 Miljøovervåking av utslipp til sjø

8.1 Innledning

Miljøovervåking knyttet til utslipp fra petroleumsvirksomheten har vært gjennomført siden 1973. I den tidlige fasen for norsk olje og gass produksjon, fram til begynnelsen av 90-årene, var denne aktiviteten først og fremst rettet mot overvåking av sedimenter med tanke på effekter fra utslipp av borekaks. Etter forbudet mot utslipp av oljeholdig borekaks i 1993 og økningen i utslipp av produsert vann på 90-tallet, har mulige effekter i vannsøylen vært gjenstand for økt fokus. HMS-regelverket stiller i dag krav om at både sediment og vannsøylen skal overvåkes.

Innhold og metodikk i vannsøyleovervåkingen har vært under kontinuerlig utvikling helt fram til dagens regime, og vil fortsatt til en viss grad være det. Dette skyldes at operatørene fortsatt har begrenset erfaring med denne typen overvåking og at effekter av utslipp til vannsøylen generelt er vanskeligere å påvise enn for sedimentene da vannsøylen representerer et mer dynamisk system. Også sedimentovervåkingen har vært under utvikling siden den startet opp, i de senere år først og fremst med hensyn til stasjonsnett for prøvetaking (innføring av regionalt regime i 1996). Metoder for prøvetaking og analyser har i hovedsak vært uforandret siden omkring 1990.

8.1.1 Overvåking av vannsøylen

I perioden 1997 – 2000 ble det gjennomført målinger av spredning og fortynning av produsert vann i ulike regioner av Nordsjøen, ved bruk av utplasserte blåskjell, passive prøvetakere og direkte vannprøvetaking som medium for analyse av hydrokarboner og metaller.

I perioden 2000 – 2002 var vannsøyleovervåkingen knyttet opp mot BECPELAG-prosjektet, et initiativ fra International Council for the Exploration of the Sea (ICES) som testet ut en lang rekke biologiske overvåkingsmetoder (biomarkører) med tanke på eksponering og effekter fra utslipp av produsert vann. Dagens overvåkingsregime er basert på erfaringer fra disse periodene samt en kontinuerlig utvikling og uttesting av metoder for å måle biologiske responser i torsk og blåskjell som utplasseres i felt.

8.1.2 Overvåking av sedimenter

Miljøovervåking av sedimentene har vært gjennomført relatert til petroleumindustrien siden petroleumsaktiviteter startet på norsk sokkel. Den første overvåkingen ble gjennomført på Ekofisk i 1973. Fram til 1996 gjennomførte operatørene enkeltundersøkelser årlig rundt sine egne installasjoner. Siden 1996 er det gjennomført regionale undersøkelser hvor operatørene samarbeider om overvåkingen i hver region. Programmet dekker kjemiske analyser av hydrokarboner, utvalgte tungmetaller og analyser av eventuelle endringer av sammensetningen i bunndyrssamfunnet.

8.1.3 Overvåking av uhellsutslipp

Etter et uhellsutslipp til sjø langs norskekysten vil fjæresonen være en relevant resipient for overvåking, i tillegg til vannsøylen og sedimentet. Overvåkningsmetodene er i stor grad sammenfallende med den som brukes i den regulære overvåkingen, men med tilleggsundersøkelser knyttet til kystsonen dersom det er relevant. Her deles overvåkningsmetoder inn i analytisk-kjemiske og biologiske (biomarkører). Istedenfor å sette ut fisk i bur vil det tas prøver av viltlevende fisk og eventuelle andre organismer. Erfaringene knyttet til miljøovervåking etter store oljesøl er begrenset på norsk sokkel.

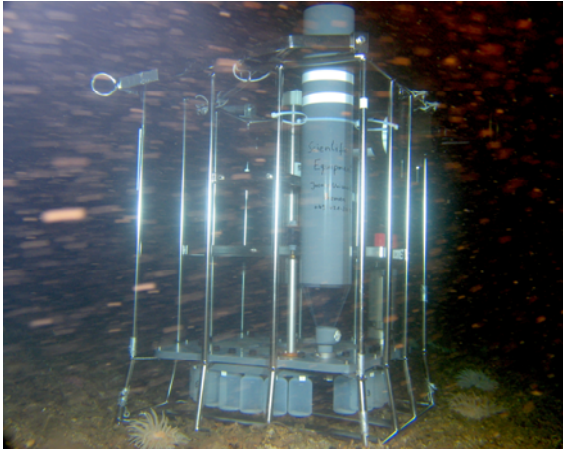
8.2 Andre overvåkningsmetoder

8.2.1 SERPENT

”Scientific & Environmental ROV Partnership using Existing Industrial Technology”, SERPENT, er et internasjonalt prosjekt med samarbeidspartnere i flere land. Hensikten med prosjektet er å bruke ledig ROV tid til å øke kunnskapen om marinbiologi og da særskilt på dypere vann. SERPENT har i samarbeid med StatoilHydro brukt ledig ROV tid under enkelte leteboringer til å filme makrofaunaen på havbunnen samt dokumentere utslippene fra boreaktiviteten. Undersøkelsene har resultert i økt kunnskap vedrørende influensområde for boring av topphull ved hjelp av visuelle observasjoner, måling av sedimenthøyde før og etter boring, kjemiske analyser av kjerneprøver, partikkelstørrelsesfordeling og elektronmikroskopi. Prosjektet er planlagt å gå ut 2008 og videre bruk vil da vurderes.

8.2.2 Effekter av borekaks på koraller

Gjennom prosjektet ”coral risk assessment, monitoring & modelling” (<http://www.irccm.de/coramm/>) er det igangsatt aktiviteter som ser på mulige effekter av borekaks med vedheng av vannbasert borevæske på den revdannende korallen *Lophelia Pertusa*. I prosjektet gjøres det laboratoriestudier hvor koraller eksponeres for ulike konsentrasjoner av kaks og naturlige sedimenter. I tillegg testes ulike typer sensorer for overvåking i felt. Videre utvikles det en metode for automatisk gjenkjennelse av levende og døde koraller, samt kvantifisering av arter som lever i tilknytning til korallrev. Bruk av videomosaikking gjør kartleggingen av spesifikke rev bedre. I den siste delaktiviteten forsøker man å koble risikovurderinger med økosystemmodeller. Prosjektet ble initiert i 2006 og skal avsluttes i 2009. Prosjektet vil gi en bedre oversikt over mulige påvirkninger fra boreutslipp på koraller, samt gi en sensorpakke som vil bedre muligheten til å overvåke om utslippene vil ha effekter på koraller.



Figur 10: Bildet viser en bunnramme (lander) hvor ulike sensorer er montert for overvåking av miljøparametre. Denne er plassert ved et dypvanns korallrev.

8.2.3 HERMES

”Hotspot Ecosystem Research on the Margins of European Seas”, HERMES er et delvis EU-finansiert forskningsprogram. Programmet er tverrfaglig og har deltagere fra mer en 60 europeiske institusjoner. Hensikten med HERMES er å utvikle en bedre forståelse av det marine miljø og å gi innspill til EUs politikk på forvaltning av biodiversitet. Programmet koordinerer tokt fra Svartehavet, via Middelhavet og opp i Barentshavet. Det vil i begynnelsen av 2008 bli initiert tilleggsaktiviteter til HERMES-programmet som vil bidra til økt kunnskap om naturlige variasjoner når det gjelder strømmønster, kjemiske og biologiske parametre i det marine miljø fra Lofoten og nordover i Barentshavet.

8.2.4 Mareano - Kartlegging av sjøbunn

MAREANO (<http://www.mareano.no/>) er et tverrfaglig nasjonalt program for kartlegging av områdene fra 67°N til 72°30'N. Uførende institusjoner er havforskningsinstituttet, Norges geologiske undersøkelse og Statens kartverk. Programmet vil gi en enestående oversikt over dybde, bunnforhold, naturtyper og forurensning i norske havområder. Programmet ble initiert i 2005 og vil gå fram til 2010.



Figur 11: CANPOD – mobilt undervannskamera for fotografering av sjøbunnen

8.2.5 On-line overvåkning av biologiske sensorer, Biota Guard

Biota Guard systemet er utviklet for kontinuerlige målinger av en rekke fysikalske, kjemiske og biologiske parametere og hvor denne informasjonen kan sendes via satellitt til et landbasert mottakersystem. Systemet er basert på utplassering av ulike sensorer i bøyer eller bunnrammer i nærområdet til et utslipp. Teknologien er i 2007 testet ut i felt, i første omgang koblet mot land i Stavanger området. I 2008 planlegges en offshore test av systemet samkjørt med vannsøyleovervåkingen på Ekofisk-feltet.

De biologiske sensorene i Biota Guard er basert på kontinuerlige målinger av hjerterate og åpning/lukking hos blåskjell og har mulighet for implementering av nye typer sensorer. Metoden har et potensial for å kunne brukes i forbindelse med aktiviteter så vel offshore som i kystområder. Metoden vil gi mulighet for kontinuerlig overvåking av marint miljø i lengre perioder ved boreoperasjoner eller produksjon og kan levere data inn mot operasjonsmiljø på land hos operatør.

8.2.6 Kablede havbunnsobservatorier

Et nettverk av kablede sjøbunnsobservatorier for å kontinuerlig måle viktige miljøparametre i havet over lang tid (målsetning er et 20 års perspektiv) er under utvikling både på amerikansk og europeisk side. NEPTUNE prosjektet (USA og Canada) er allerede i gang med utplassering av slike systemer utenfor Stillehavskysten, mens ESONET (Europa) er i planleggingsfasen av et tilsvarende nettverk i europeiske havområder. Områder i Norskehavet og Barentshavet er av stor interesse i dette arbeidet.

9 Utslipp fra landanlegg

Ved å benytte landanlegg som driftsenter for et felt kan det benyttes miljøteknologi som ikke er egnet for offshore innretninger. Areal og vektproblematikk som er gjeldende ved offshore utbygging er vesentlig mindre for landanlegg, og eventuell etterinstallasjon av ny miljøteknologi er lettere på land enn offshore på grunn av bedre plasstilgjengelighet og ingen vektbegrensning. Utbygging fra landanlegg gir større spillerom for valg av optimale energiløsninger og mulig spillvarme kan utnyttes til lokale formål. Det er også rom for mer miljøeffektive løsninger på land, da en har mulighet til integrasjon og tilkopling mot andre virksomheter. Landanlegg gir mulighet for å installere biologisk renseanlegg som kan ta hånd om miljøskadelige komponenter fra produsert vann.

For landanleggene gjelder IPPC-direktivet og dets krav til energieffektivitet og anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Landanleggene må derfor forholde seg til EUs veiledende BAT-referansedokumenter (BREF-er) som vurdert generelt kan anses som forenelig med IPPC-direktivets krav om BAT. Dette innebærer at selskapene i forbindelse med nye utbygginger og oppgraderinger av eksisterende virksomhet, må vurdere konseptløsninger/-valg mot relevante BREF-er.



Figur 12: Nyhamna anlegget – driftsenter for Ormen Lange feltet (kilde: www.shell.no)

Kilder til utslipp fra et landanlegg er de samme som for en offshoreinnretning bortsett fra bore- og brønnoperasjoner. Dersom en bygger ut anlegg på land vil disse operasjonene bli utført ved hjelp av en borerigg. I det følgende gis en beskrivelse av teknologi som er egnet for onshore bruk. I tillegg til disse vil teknologi som benyttes offshore også være anvendelig på land.

Som eksempel på tiltak gjennomført for å redusere utslipp til luft og til sjø vises det til Ormen Lange Landanlegg som bl.a. har gjennomført følgende tiltak:

- Undervanns akustisk lekkasjedetektor på brønnrammene
- Lekkasjedeteksjon og responsstrategi for subsea systemer ved hjelp av Flow Assurance Simulator (FAS)
- Stort fokus på bruk av grønne kjemikalier, inkludert mer miljøvennlig hydraulisk]
- 3 trinns behandling av produsert vann (MPPE, biologisk renseanlegg, inklusive en LSP-reaktor og partikkel- og slamfjerning i en flotasjonsenhet (DAF))
- Energioptimalisering i prosessen
- Ultra lav NO_x -design på prosessvarme systemet (dvs. varmoljeovner)
- Lukket fakkelsystem og robust design på fakkell for å minimere faking
- VOC gjenvinningsanlegg for kondensateksportsystemet

9.1 Vannrenseteknologi landanlegg

Vannrenseteknologi for landanlegg (dvs. petroleumsvirksomhet på land) kan være en tre trinns renseløsning. Kombinasjonen av rensetrinn vil være forskjellig fra et oljeraffineri og gassprosesserings-/gassbehandlingsanlegg. Felles for begge er det biologiske rensetrinnet.

Som eksempel på et renseanlegg vises det til Ormen Lange Landanlegg som har innført følgende tiltak for å redusere utslipp til sjø:

- 3 trinns behandling av produsert vann (MPPE, biologisk renseanlegg, inklusive en LSP-reaktor og partikkel- og slamfjerning i en flotasjonsenhet (DAF))

9.1.1 Biologisk rensing

Biologisk rensing er en kommersiell renseteknologi som blir benyttet for å fjerne lett nedbrytbare organiske komponenter i utslippsvann. En biologisk prosess må arbeide kontinuerlig, den tjener ikke som reserveløsning for et system som er basert på reinjeksjon. Det er to hovedtyper prosessløsninger; biologisk “reaktor” der mikroorganismene svever fritt og separeres fra vann i en separat settletank og “reaktor” med mikroorganismene festet til overflaten på faste eller flytende legemer. Mikroorganismene vil ta opp og “spise” løste og dispergerte komponenter. Mikroorganismene vil selv produsere overflateaktive stoffer som hjelper dem å ta opp og bryte ned dispergerte komponenter. Komponentene fordøyes og det dannes ny celledmasse og CO₂. Overskudd av celledmasse tas ut som biologisk slam. Da slamhåndtering er forbundet med kostnader er det vanlig å designe anlegget for å gi lav slamproduksjon (dvs. mest mulig omdannes til CO₂).

Biologiske renseanlegg er vanlig ved oljeraffinerier og gassbehandlings-/gassprosesseringsanlegg. Slike anlegg er bl.a. installert på Kollsnes, Nyhamna og Hammerfest LNG. Renseanlegget vil da også bygges for å behandle annet vann (vann fra kaverner, overflatevann, brannvann). Normalt vil man ha et utjevningsbasseng for å ta hånd om store vannmengder ved regnvær og snøsmelting.

Et biologisk renseanlegg vil ofte bestå av en flotasjonsenhet, et utjevningsbasseng for overflatevann, en bioreaktor og et sluttsedimenteringsbasseng. Avhengig av vannmengde og oppholdstid, er dette arealkrevende utstyr. Et biologisk renseanlegg har derfor relativt høye driftskostnader primært til kjemikalier og tilsyn av anlegget.

SFT har stilt strenge utslippskrav til det biologiske renseanlegget på Melkøya og Nyhamna. Utslippskravet er 1 ppm olje i vann.

9.1.2 MPPE

Renseteknologien MPPE (macro porous polymer extraction) fjerner flyktige, oppløste og dispergerte upolare hydrokarboner fra vannstrømmen ved at vannet blir ekstrahert med et ekstraksjonsmedium. MPPE- enheten er egnet som forbehandlingsanlegg oppstrøms et biologisk renseanlegg.

9.1.3 LSP- reaktor for redusert slamproduksjon

LSP (Low Sludge Production) – reaktoren reduserer produksjonen av biologisk slam ved vannbehandling. Reaktoren vil også kunne ha en funksjon som giftighetsmåler for etterfølgende reaktorer i det biologiske renseanlegget, dvs. vil kunne beskytte mot forbindelser som kan forgifte eller inhibere bakteriene.

9.1.4 Våtoksydasjon

I våtoksydasjons prosessen pumpes og varmes vann og luft opp til ca. 150 bar og opp mot 300 °C for så å ha en reaksjonstid på minst en time. Prosessutstyret vil normalt bestå av høytrykks pumpe og kompressor, varmevekslere, reaktor og separator. Ved å tilsette ekstra mengde kondensat til vannet er det mulig å øke reaksjonsvarmen slik at man ikke har behov for annen type energi til oppvarming. Denne prosessen er først og fremst aktuell for destruksjon av spesielle typer organisk materiale i vann.

Investeringskostnaden vil normalt være høyere for et våtoksydasjonsanlegg enn for et biologisk renseanlegg. Driftskostnadene er også høye, pga. høyt energibehov og bemanningskostnader. En fordel er at det ikke er behov for tilsats av kjemikalier.

9.1.5 Adsorpsjon

I motsetning til biologisk rensing og våtoksydasjon bør en adsorpsjon (på aktiv kull) utføres som annet trinn i en vannbehandlingsprosess der første trinn skal være en fjerning av dispergerte komponenter. Et anlegg for adsorpsjon på aktivkull vil være relativt rimelig i anskaffelse. Driftskostnader, volum og vekt vil bestemmes av mengde materiale som adsorberes og av regenereringsfrekvensen og utstyr for regenerering. Det er usikkerheter knyttet til bruk av aktiv kull. Det foreligger ingen sikre informasjoner om adsorpsjonseffektivitet og regenereringsopplegg og effektivitet. De opplysninger som foreligger er også for mangelfulle til å tjene som underlag for estimer for utstyrs- og driftsberegninger.

9.2 Utslippsreduserende tiltak knyttet til utslipp til luft fra landanlegg

Produksjon av kraft vil være det vesenligste bidrag til CO₂ og NO_x- utslipp fra landanlegg. I tillegg vil det være utslipp til luft fra fakling, diffuse utslipp fra prosessutstyr, vannrenseanlegg m.v. og fra lagring og lasteoperasjoner. Utslippene av CO₂ fra energiproduksjon og fakling er kvotepliktige.

Aktuelle teknikker for utslippsreduksjon er bl.a.

- Lav NO_x- teknologi i turbiner
- Ultra lav NO_x- teknologi i kjeler
- Vann-/dampinjeksjon
- Katalytisk rensing (SCR)
- Energieffektivitet og energiledelse
- Reduksjon av VOC utslipp fra prosessen, lasting og lagring
- Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning

Oljeraffineri

Utslipp av NO_x fra oljeraffineriene på Mongstad og Slagen er omkring 2400 tonn. Energieffektivisering og utskiftning av brennere til lav NO_x- brennere har vært viktigste utslippsreducerende tiltak hittil. Installering av SNCR teknologi i crackeren på Mongstad skal gjennomføres i 2009 og vil redusere utslippene med 400 tonn NO_x/år. Installering av SCR for rensing av avgass fra cracker skal ihht SFTs krav skje innen 2014 og vil redusere NO_x- utslippet med ytterligere 400 tonn/år. Disse tiltak er ansett som BAT. Integrert varmekraftverk vil føre til at eldre fyringsanlegg kan stenges ned og kompenserer for økningen at NO_x-utslipp fra varmekraftverket ville ha gitt. Varmekraftverket vil også utstyres med SCR. Oljeterminalen tilknyttet raffineriet på Mongstad har et betydelig utslipp av nmVOC, men skal ihht SFTs krav installere VOC- gjenvinningsanlegg som innebærer 80 % reduksjon av utslipp fra lasteoperasjonene. Tiltak for å minimere diffuse utslipp av VOC fra prosessanlegget er program for lekkasjedeteksjon og reparasjon, estimering av totalutslipp ved hjelp av målinger (LIDAR) og bruk av beste tilgjengelige komponenter i ventiler, flenser, pumper med mer.

Gassprosesserings-/gassbehandlingsanlegg

Utslipet av NO_x fra de 4 gassprosesserings-/gassbehandlingsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Sture og Nyhamna utgjøre mindre enn 1000 tonn/år. Utslipet fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden skal i henhold til utslippstillatelse være 420 tonn/år. Dersom planene for utvidelse av metanolfabrikken gjennomføres, vil tillatt utslipp etter utvidelse være 530 tonn/år. I planene inngår installering av SCR i ny reformer. Det vurderes å redusere NO_x- utslippene ytterligere ved å installere SCR også for eksisterende reformer.

Tiltak for å minimere diffuse utslipp av VOC fra prosessanlegget er program for lekkasjedeteksjon og reparasjon, estimering av totalutslipp ved hjelp av målinger (LIDAR) og bruk av beste tilgjengelige komponenter i ventiler, flenser, pumper med mer.

Risavika Gass Senter

Shell, StatoilHydro, Lyse og IRIS har samlet seg og investert i utviklingen av Risavika Gass senter på den gamle raffineritomten i Risavika. Senteret er planlagt oppstart i løpet av mai 2008. Dette senteret vil være tilgjengelig for å utføre tester av energi-effektive gass teknologier og prosesser, og inkluderer også CO₂ fangst og en av en pilot på oxy-fuel anlegg som noen av fokus områdene.

Alle teknologier som kan benyttes offshore for å begrense utslippene til luft kan også benyttes på landanlegg. Plass- og vektbegrensninger som blir gjeldende offshore vil ikke være til stede ved landterminaler.

10 Disponering av innretninger

Fjerningsaktivitetene på norsk sokkel er i dag regulert gjennom OSPAR- konvensjonen (OSPAR Decision 98/3). I utgangspunktet er det ulovlig å etterlate innretninger offshore, men OSPAR- bestemmelsene gir muligheter for unntak for stålunderstell tyngre enn 10 000 tonn og betonginstallasjoner. OSPAR- landene rapporterer annethvert år om og på hvilken måte installasjoner er blitt avviklet.

10.1 Eksisterende teknologi

Innretninger som er fjernet fra norsk sokkel er i stor grad undervannsinnretninger, men også bunnfaste stålennretninger, dekkсанlegg på stålennretning, flammertårn, gangbroer og en bunnfast stålkolonne er fjernet og ilandført de siste årene. Konvensjonell fjerningsteknologi er stort sett benyttet, det vil si ulike former for kutting, løfting ved bruk av tungløftefartøy og transport til land på tungløftefartøyet eller på lektere. Stålkolonnen på Nord-Øst Frigg ble tauet til land.

Bunnfaste stålennretninger og undervannsinnretninger

Modulene og/eller dekkсанlegget har blitt løftet av i ett eller flere løft med konvensjonell løfteteknologi. De har blitt satt ned på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og blitt fraktet til land. Understellet har blitt frigjort fra havbunnen ved bruk av ulike kuttemetoder, enten som en hel enhet eller ved først å kutte av seksjoner. Disse seksjonene har så blitt løftet av og plassert på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og fraktet til land.

Undervannsinnretninger har blitt frigjort fra havbunnen ved bruk av ulike kuttemetoder, løftet over på løftefartøyet, annet fartøy eller lekter og fraktet til land. Så langt har en av de største utfordringene ved fjerning vært å frigjøre innretningen fra havbunnen. Det har vist seg at tilkomsten til pælene i enkelte tilfeller har vært vanskelig, at pælene i enkelte tilfeller har vært fylt med grus, sand, betong eller annet materiale uten at det var kjennskap til dette. Det har også i enkelte tilfeller vist seg å være vanskelig å gjennomføre selve kuttingen ved bruk av konvensjonell teknologi, og nye løsninger har måttet utarbeides og testes ut underveis.

Flytende innretninger (skip, strekkstag, halvt nedsenkbare)

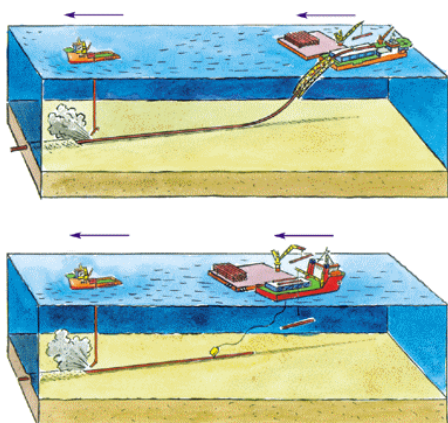
Med unntak av jack-up riggen som produserte på Yme-feltet i Nordsjøen, er det ingen flytende innretninger som til dags dato er fjernet fra norsk sokkel. Slike innretninger vil være relativt enkle å fjerne, og de vil enten bli gjenbrukt på andre steder når de tas ut av bruk, eller de vil bli tatt til land og hugget opp der.

For flytende betonginnretninger kan det være et alternativ å dumpe strukturen på dypt vann etter at dekkсанlegget er fjernet, men dette må i så tilfelle være etter en total vurdering i henhold til OSPAR-konvensjonen.

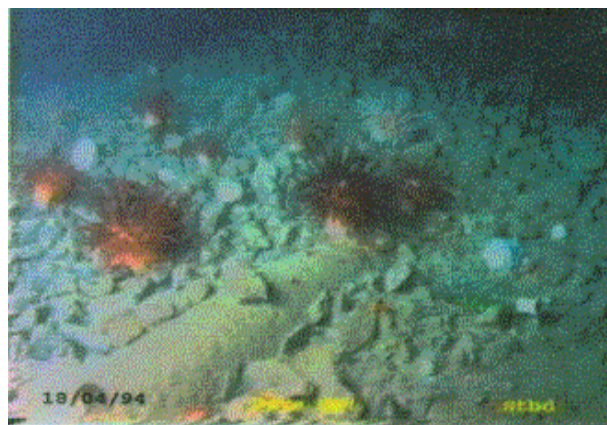
Rørledninger og kabler

I hovedtrekk har det blitt vedtatt at de rørledningene og kablene som er tatt ut av bruk på norsk sokkel kan etterlates på stedet hvis de er tilstrekkelig rengjort og ikke til hinder for andre brukere av havet. I noen tilfeller har feltinterne rørledninger og kabler blitt fjernet, mens i andre tilfeller har de blitt liggende (når de har vært nedgravd fra før) /3/.

Ved fjerning legges det i utgangspunktet opp til å bruke konvensjonell teknologi, det vil si reversert leggemetode.



Figur 13: Ved fjerning av rørledninger vil reverserte leggemetoder normalt benyttes (kilde: www.conocophillips.com)



Figur 14: Bildet viser en steindumpet, men eksponert rørledning.

Rengjøring av havbunnen

I de avslutningssaker som er behandlet har det blitt vedtatt at havbunnen der innretningene har vært plassert skal rengjøres, dette vil si at alt skrot fjernes. Det kan også være aktuelt å dekke over små eller flate strukturer som understellsfundamenter, rørledninger, elektriske kabler og borekaks. Slik tildekking vil hindre at disse objektene ligger løst på bunnen og gjøre adgangen til området lettere for andre brukere. Denne metoden vil være aktuell å benytte i tilfeller hvor fullstendig fjerning vil forstyrre bunnsedimenter og at selve fjerningsprosessen vil gjøre mer skade enn å dekke over.

Håndtering av farlig materiale

Mange av dagens innretninger er preget av å være eldre installasjoner som har vært brukt i produksjon av hydrokarboner gjennom mange år. Dette medfører at kjemikalie- og oljerester og andre potensielt farlige stoffer må fjernes og behandles. Det må derfor være etablert prosedyrer for identifisering og håndtering av slike stoffer under nedstengningen og tilstrekkelig rengjøring før endelig disponering av installasjonene.

Overvåking

For innretninger som etterlates stilles det krav om overvåking av utviklingen av innretningens tilstand.

10.2 Ny teknologi

Det har i liten utstrekning vært diskusjoner omkring utvikling av mer miljøvennlig teknologi for fjerning av innretninger på norsk sokkel. Det er først og fremst i de senere årene at felt er stengt ned og fjerning har blitt gjennomført. Fokus frem til nå vært miljøvurderingene i OSPAR som krever at innretningene skal fjernes og, som følge av dette vedtaket, gjennomførbarheten av fjerning i henhold til disse forpliktelsene. Konvensjonell teknologi har frem til nå vært valgt fordi den er kjent og tilgjengelig.

Feltutbygginger i Norskehavet er bygget ut som FPSO og andre flytende installasjoner tilkoblet havbunnsinnretninger med unntak av Draugen som er en bunnfast betonginnretning. Det kan forventes at også fremtidige utbygginger i Norskehavet hovedsakelig vil være av typen flytende installasjoner. Fjerningsteknologi for disse finnes tilgjengelig. Også for eventuell nedgrøfting og fjerning av rørledninger finnes teknologi i dag. Ingen spesiell teknologiutvikling vurderes som nødvendig for å utføre avviklingsarbeidet i Norskehavet i henhold til nasjonalt og internasjonalt regelverk.

Løfteteknologi for bunnfaste stålennretninger

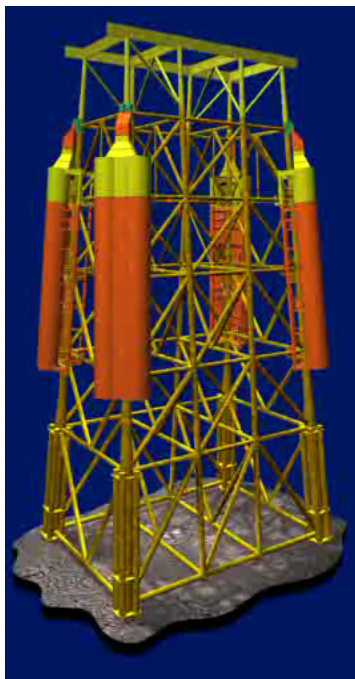
Basert på høye kostnader knyttet til bruk av tungløftfartøy og liten tilgjengelighet har det imidlertid blitt satt i gang flere initiativ for å utvikle ny fjerningsteknologi. I første rekke gjelder dette fjerning av bunnfaste stålennretninger. Det er de siste årene lansert en rekke ulike konsepter, men ingen av disse er testet ut i stor skala under "Nordsjø-forhold". Et Joint Industry Project med ConocoPhillips, BP UK, KerrMcGee, Shell Exploration UK og Total står bak dette arbeidet. Den mest aktuelle metoden som kan forbedre og effektivisere fjerningsaktiviteter blir betegnet som "ett-løft" (single-lift). Hovedprinsippet er at ved hjelp av ett løft skal hele plattformoverbygningen, eller hele stålunderstellet kunne flyttes fra lokasjonen offshore til land. Dagens teknologi gjør at en innretning må "plukkes fra hverandre" offshore og løftes bit for bit over på en lekter for transport til land. Dette gjelder både for overbygning og understell.

Flere forskjellige "ett-løft" prinsipper har blitt lansert for plattformfjerning de senere årene. Det er ulike konsepter bygd på forskjellige typer fartøy.

Syv selskap er tildelt utviklingskontrakter for ett-løftsteknologi. Fokus er selve teknologiutviklingen og mulighetene for kostnadsreduksjoner, men også andre aspekt, så som miljømessig gunstige løsninger, vurderes. Utvikling av slik teknologi er svært tidkrevende, og vanskelig å teste ut i stor skala.

Oppdriftstanker

En alternativ metode for å fjerne stålunderstell er bruk av variable oppdriftstanker. Konseptet bygger på bruk av fleksible "intelligente" oppdriftstanker som festes til understell. Tankene består av et ytre skall i glassfiber med en innvendig fleksibel vendbar duk som utgjør veggen mellom rommene som er fylt med vann og luft. Hver tank har en maksimal netto oppdrift på 60 tonn.



Figur 15: Utvikling av ny fjerningsteknologi, oppdriftstanker som festes til stålundestell som skal fjernes (kilde: Aker Kværner)

Kutting av pæler (bunnfaste stålinnretninger og undervannsinnretninger)

Et annet område der det jobbes med utvikling av ny teknologi er i forbindelse med kutting av pæler. Flere metoder vurderes, og de utvikles gradvis som følge av de erfaringene som etter hvert etableres. Aktuelle metoder er blant annet bruk av vannjet, diamantwire, eksplosiver og mekanisk kutting.

Referanser

- /1/ SFTs vurdering av topphullsteknologi, 2006.
- /2/ OLF “*Water column monitoring – summary report 2005*” OLF, Stavanger, Norway (2006)(www.olf.no)
- /3/ OLF “*Produced water discharges to the North Sea: Fate and effects in the water column. Summary report*”. OLF, Stavanger, Norway (1998)
- /4/ www.bxpl.com
- /6/ RKU Norskehavet, regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet, februar 2003.
- /7/ www.olf.no
- /8/ DNV Rapport nr. 2007-0433, rev. 01 Miljøteknologi for oljeutvinning i Nordområdene.
- /9/ Kraft fra land til Norsk sokkel, OD, NVE, SFT og Ptil, januar 2008.
- /10/ Olje- og energidepartementet: ”Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenfatningsrapport fra utredningsprogrammet”, 1999.
- /11/ Miljøteknologirapport, ULB 2003.
- /12/ RKU-Nordsjøen, Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen, 2006.
- /13/ Sintef F5443 ”*Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet – Sektor petroleum og energi. Oljevern*”, 2008.
- /14/ www.nofo.no

Vedlegg 1

Oversikt over nasjonale miljømål

Nedenfor følger en oversikt over konkrete mål i internasjonale miljøavtaler og konvensjoner (vedlegg til RKU Nordsjøen).

Parameter	Miljømål/avtale og status
nmVOC	<i>Gøteborg-protokollen:</i> I 2010 kan Norge maksimalt slippe ut 195.000 tonn flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Dette betyr en utslippsreduksjon på 34 prosent målt i forhold til utslippsnivået i 1990. Frem til 2010 skal de ikke overstige nivået av 1988 (dvs 252.000 tonn). I perioden 2001-2005 er nmVOC utslippene fra sokkelen redusert med 63 %. I prognosene gitt i RKU Nordsjøen forventes en ytterligere reduksjon slik at utslippene i 2015 forventes å være 1/3 av utslippsnivået i 2005.
CO₂	<i>Kyoto-protokollen:</i> De gjennomsnittlige utslippene i perioden 2008- 2012 skal ikke være mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990. De fleste lønnsomme tiltakene innen petroleumsvirksomheten vurderes som iverksatt. Oljeindustrien vurderer derfor mekanismer som kvotehandel og 3. partstiltak som miljømessig mest gunstig. I tillegg arbeider industrien med effektivisering og optimalisering, som kan medføre noe reduksjon.
CH₄	<i>Kyoto-protokollen:</i> CH ₄ omregnes til CO ₂ -ekvivalenter og inngår i totalregnskapet for klimagasser ⁽¹⁾ .
NO_x	<i>Gøteborg-protokollen:</i> De årlige utslippene av NO _x skal maksimalt være 156.000 tonn fra og med 2010. Frem til 2010 skal de ikke overstige nivået av 1987 (dvs 230.000 tonn). En rekke tiltak er vurdert og implementert innen petroleumsvirksomheten. Ytterligere tiltak vurderes som meget kostnadskrevende sammenlignet med tiltak innen andre sektorer. Oljeindustrien anbefaler derfor ordninger med NO _x - fond og 3. partsløsninger for å oppnå størst mulig miljøgevinst.
SO₂	<i>Gøteborg-protokollen:</i> De årlige utslippene av SO ₂ skal maksimalt være 22.000 tonn fra og med 2010. SO ₂ utslippene fra petroleumsvirksomheten er meget begrensede, i hovedsak relatert til overgang til drivstoff med lavt svovelinnhold.
Oljemengde	<i>OSPAR:</i> Redusere oljeutslipp til sjø med 15 % i 2006 i forhold til 2000. Som følge av økt mengde produsert vann har dette målet vist seg svært vanskelig å nå. Det er imidlertid implementert og under vurdering en rekke tiltak for rensing av produsert vann på ulike felt, og konsentrasjonsgrensen er derfor betydelig redusert (se under).

Oljekonsentrasjon	<i>OSPAR</i> : Redusere utslippsgrense for olje i vann til 30 mg/l fra 2007. Utslippsgrensen er nådd for 23 av 24 felt i 2005 (jf. Tabell 6-1 i RKU sammendragsrapport). Feltet med høyere snitt (34,7) hadde 97 % reinjeksjon og svært begrensede vannutslipp.
--------------------------	--

Datakilder: OLF miljørapport 2005 og SSB.

(1) Kyoto-protokollen omhandler karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), lystgass (N₂O) og de tre fluorholdige gasstypene HFK, PFK og svovelheksafluorid (SF₆). CO₂ utgjorde i 2005 nesten 80 prosent av de samlede klimagassutslippene i tonn CO₂-ekvivalenter, mens metan og lystgass stod for til sammen 17 prosent. Fluorholdige gasser stod for 3 prosent av utslippene i 2005. Siden 1990 har CO₂-utslippene økt med 24 prosent, mens utslippene av fluorholdige gasser er redusert med til sammen 71 prosent.