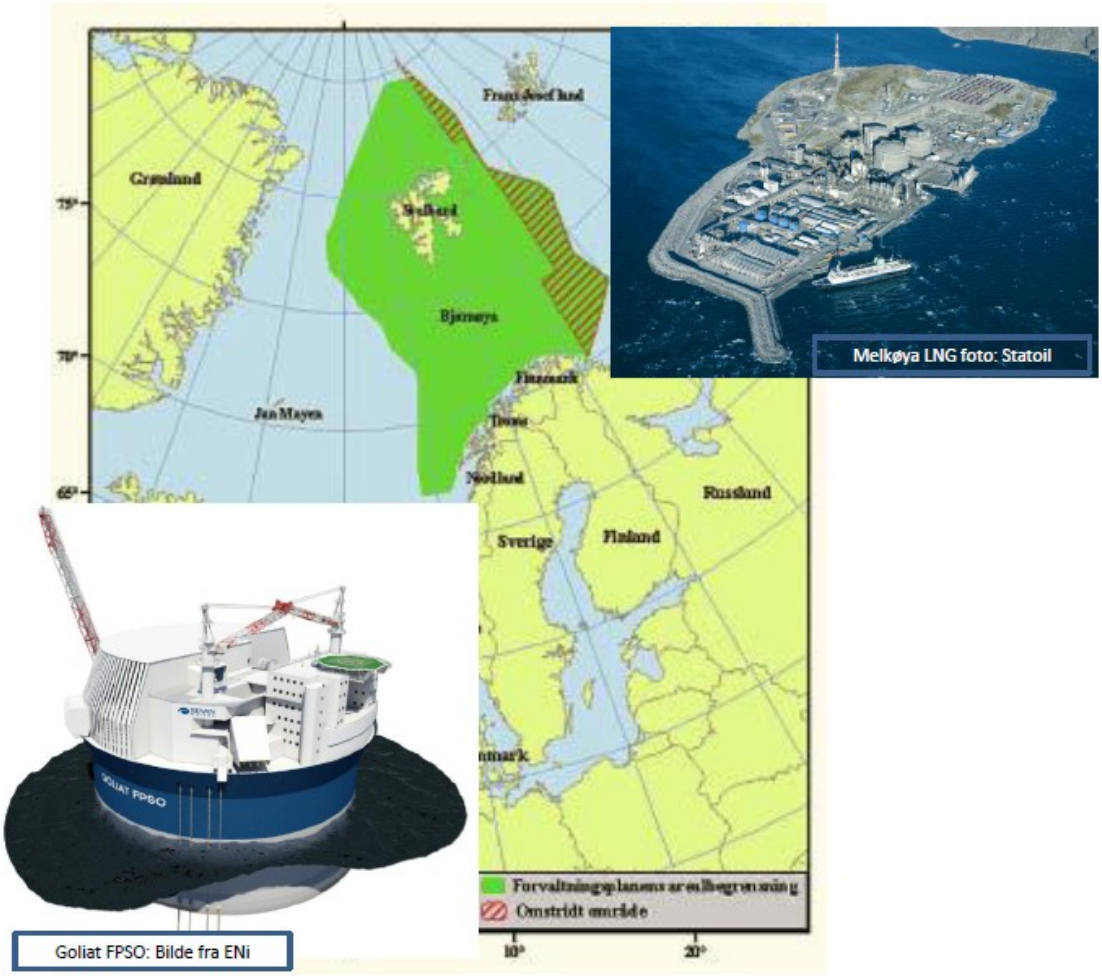
Beskrivelse av miljøteknologi

Delutredning til sektorutredning Petroleum og energi, Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet – oppdatering 2010
Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi



OLJEDIREKTORATET
NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE

Desember 2010

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG 4

1 INNLEDNING 8

1.1 PETROLEUMSAKTIVITET I LOFOTEN - BARENTSHAVET 9

2 LETETEKNOLOGI 11

2.1 SEISMIKK 11
2.2 ELEKTROMAGNETISKE UNDERSØKELSER 12
2.3 BADGER TEKNOLOGI 12

3 BORING OG BRØNNOPERASJONER 14

3.1 BORETEKNOLOGI 14
3.1.1 Tynnhullsboring 14
3.1.2 Redusert antall hullseksjoner 14
3.1.3 "Monobore" brønndesign 14
3.1.4 "Batch" drilling 15
3.1.5 Retningsboring 15
3.1.6 Flergrensboring 15
3.1.7 Boring og komplettering gjennom eksisterende brønner (TTRD) 16
3.2 BRØNNTESTING 16
3.2.1 Mer optimal forbrenning 16
3.2.2 Nedihullstesting 17
3.2.3 Nedihullsproduksjon og injeksjon 18
3.2.4 Tynnhullstesting 18
3.2.5 Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing) 18
3.2.6 Oppsamling 18
3.2.7 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget 19
3.3 TOPPHULLSTEKNOLOGI 19
3.3.1 Boring med sjøvann 19
3.3.2 Pæling av lederør/forankringsrør 19
3.3.3 Bruk av havbunnspumper i kombinasjon med oppsamling av borekaks 20
3.3.4 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnspumper 20
3.4 TEKNOLOGIER MED FREMTIDIG POTENSIALE 22
3.4.1 Seabed Rig 22
3.5 BOREAVFALL 22
3.5.1 Håndtering av borekaks med vedheng av oljebasert borevæske 22
3.5.2 Transport og landdeponering av borekaks 23
3.5.3 Gjenbruk av vannholdig borekaks 24
3.5.4 Reinjeksjon av borekaks 25
3.5.5 Vannbaserte borevæsker 25
3.5.6 Alternative borevæsker 25
3.5.7 Oljebaserte borevæsker 26
3.5.8 Gjenbruk av oljebaserte borevæsker 26
3.6 FOREBYGGING AV OPERASJONELLE UTSLIPP VED BORING 26
3.6.1 Databaserte hjelpesystemer 26
3.7 UTSLIPP TIL LUFT FRA BOREAKTIVITETER 27
3.8 VINTERISERING AV BORERIGGER 27

4 PRODUKSJON 28

4.1 PRODUSERT VANN 28
4.2 VANNAVSTENGNING 30
4.3 NEDIHULLSSEPARASJON 30
4.4 HAVBUNNSSEPARASJON 31
4.5 HAVBUNNSKOMPRESJON 32
4.6 RENSING AV PRODUSERT VANN 34
4.6.1 Hydrosykloner 34
4.6.2 C'Tour 35
4.6.3 EPCON 36
4.6.4 MPPE 37
4.6.5 Dråpeveksteknologier 37
4.6.6 Andre vannbehandlingsteknologier 37
4.7 INJEKSJON AV PRODUSERT VANN 38

5 UTSLIPP TIL LUFT 40

5.1 ENERGILEDELSE 41
5.1.1 Design av prosessanlegget 41
5.1.2 Optimal gasstransport 42
5.1.3 Redusert energibehov 42
5.2 KOMBIKRAFTVERK MED VARMEGJENVINNINGSDAMPGENERATOR 42
5.3 BRENSELCELLER 43
5.4 ELEKTRIFISERING 43
5.4.1 Kraft fra land 43
5.5 CO_2 FANGST OG LAGRING 46
5.5.1 CO2 fangst 46
5.5.2 CO_2 lagring 47
5.5.3 Bruk av CO_2 for økt oljeutvinning 47
5.5.4 Forskningsprosjekter CO_2 fangst og lagring 48
5.6 UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK 48
5.6.1 NO_X reduserende tiltak 48
5.6.2 Lav NO_X Dual Fuel 49
5.6.3 Katalytisk rensing (SCR) 49
5.7 FJERNING OG GJENVINNING AV OLJEDAMP (VOC) FRA LASTING OG LAGRING 49
5.7.1 VOC Industrisamarbeid 50
5.7.2 Gjenvinning av nmVOC 50

6 KJEMIKALIEBRUK 52

6.1 NULLUTSLIPPSMÅLSETNINGEN 52
6.1.1 Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier 52
6.2 EFFEKTIVISERING AV KJEMIKALIEBRUK 52
6.2.1 Reduksjon ved kilden 53

7 UTILSIKTEDE UTSLIPP 54

7.1 DETEKSJON AV AKUTT FORURENSNING 54
7.2 UTSTYR FOR BEKJEMPELSE AV AKUTT FORURENSNING PÅ SJØ 55

8 MILJØOVERVÅKING AV UTSLIPP TIL SJØ 56

8.1 INNLEDNING 56
8.1.1 Overvåking av vannsøylen 56
8.1.2 Overvåking av sedimenter 56
8.1.3 Overvåking av uhellsutslipp 57
8.2 ANDRE OVERVÅKNINGSMETODER 57
8.2.1 SERPENT 57

8.2.2 Effekter av borekaks på koraller ... 57
8.2.3 HERMES ... 58
8.2.4 Mareano - Kartlegging av sjøbunn ... 59
8.2.5 On-line miljøeffekt overvåkning, Biota Guard ... 59
8.2.6 Kablede havbunnsobservatorier ... 60

9 UTSLIPP FRA LANDANLEGG ... 61

9.1 UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK KNYTTET TIL UTSLIPP TIL SJØ FRA LANDANLEGG ... 62
9.1.1 Biologisk rensing ... 62
9.1.2 MPPE ... 63
9.1.3 LSP- reaktor for redusert slamproduksjon ... 63
9.1.4 Våtoksydasjon ... 63
9.1.5 Adsorpsjon ... 63
9.2 UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK KNYTTET TIL UTSLIPP TIL LUFT FRA LANDANLEGG ... 64
9.2.1 CO2 fjerning ved hjelp av røykgass-separasjon ... 64
9.2.2 Aker Maritimes HiOx prosess ... 64
9.2.3 NOx reduksjon ... 64

10 HÅNDTERING AV BALLASTVANN FRA SKIP ... 65

11 DISPONERING AV INNRETNINGER ... 65

11.1 EKSISTERENDE TEKNOLOGI ... 65
11.2 NY TEKNOLOGI ... 67

12 FREMTIDIG UTVIKLING ... 70

12.1 ALTERNATIVE UTBYGGINGSLØSNINGER ... 70

REFERANSER ... 71

OVERSIKT OVER NASJONALE MILJØMÅL ... 73

Sammendrag

Hensikten med denne rapporten er å gi en oversikt over dagens status på ulike miljøteknologier. Rapporten er en av underlagsrapportene til oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten 2010. Rapporten er utarbeidet basert på Oljedirektoratets kunnskap og med gode innspill fra Petroleumstilsynet, og ressurspersoner i oljeselskapene. 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- eller gassmetning i formasjonene noe som vil redusere sannsynligheten for å bore tørre brønner. Badger Explorer er en teknologi som er under utvikling. Dersom en lykkes med dette prosjektet, skal en kunne 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/flergrens brønner. TTRD (through tubing rotary drilling) eller boring og komplettering gjennom eksisterende brønner, er en ny bore- og brønnteknologi som gir mer olje fra felt som er bygd ut med havbunnsinstallasjoner. Teknologiutviklingen har medført et høyere antall reservoarmeter per brønn, noe som gir økt utvinning av olje og gass med færre brønner.

Tynnhullsboring 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.

Den konvensjonelle metoden for å bore topphull er i dag å bruke sjøvann som borevæske. Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Det finnes metoder for oppsamling av kaks på havbunnen. En teknologi som er under utvikling er oppsamling av borekaks fra topphull på sjøbunn ved hjelp av oppsamlingsposer. Etter endt operasjon kan posene slepes til et egnet område. Metoder som baserer seg på oppsamling og håndtering av borekaks på riggen vil medføre merkostnader, som må vurderes mot miljøgevinsten. 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 null fysiske utslipp ved normal drift i forvaltningsplanområdet. Det produserte vannet må derfor injiseres i et passende reservoar. Maks. 5 % av vannet kan ved driftsavvik årlig slippes ut under forutsetning at det er renset. 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:

- Hydrosykloner
- Kontinuerlig olje i vann måling
- C'tour
- Epcon
- MPPE
- Dråpevekstteknologier

Det er flere metoder å forhindre utslipp av produsert vann. Kjemisk eller fysisk vannavstegning nede i produksjonsbrønnen er en metode det er arbeidet mye med, men det er problemer å finne kjemikalier som tilfredsstiller dagens miljøkrav. Havbunnseparasjon 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. CO_2 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
- CO_2 fangst og lagring

CO_2 fangst og lagring

Norge vil i framtiden ha gode muligheter til å lagre CO_2 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 CO_2 kan skje på en sikker og trygg måte. EU Direktivet om geologisk lagring av CO_2 ble vedtatt 23. April 2009. Direktivet setter krav om etablering av en konsesjonsordning som skal sikre at det blir foretatt en omfattende risiko- og konsekvensutredning av lagringssteder forut for tillatelse.

Elektrifisering

Konseptet med overføring av større mengder kraft fra dreieskiven på FPSO-skipet til selve skipet er kommet så langt at den er klar for uttesting. Neste steg for å teste ut teknologien vil være å bygge en prototype. Ledende selskap innen konstruksjon av dreieskivesystemer (turrets) i utlandet og selskapskonstellasjonen SARGAS/Siemens i Norge har hver for seg utviklet teknologi som vil kunne ta høyspent kraft gjennom dreieskivesystemet på skipsformede produksjonsskip. Felles for begge disse teknologiene er at de må kvalifiseres før de tas i bruk.

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. Utslippene av tilsatte miljøfarlige kjemikalier (røde og svarte) på norsk sokkel er redusert fra 4160 tonn i 1997 til ca 17 tonn i 2008. Dette gir en reduksjon på 99,6 %. Målet om nullutslipp anses som nådd for tilsatte kjemikalier jf. St. melding 26 (2006-2007). Selv om en stort sett er kommet i mål med hensyn på kjemikalienes miljøegenskaper, vil det fortsatt være forsking og utvikling av nye effektive miljøvennlige kjemikalier i årene som kommer.

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.

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. 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.
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. Dette gjelder imidlertid ikke for Melkøya anlegget, der hovedprosessdelen ble fraktet til Melkøya på lekter. Denne delen er derfor like kompakt og hadde i utgangspunkt de samme vekt- og plassbegrensningene som et offshore anlegg.

I 2009 ble Statoil pålagt av SFT å vurdere tekniske, økonomiske og praktiske muligheter for framtidig håndtering av CO_2 fra Melkøya anlegget. Arbeidsomfanget er nå utvidet til også å omfatte energi fra andre typer energikilder, også med hensyn på senere utbyggingsplaner. Utredningen skal gjennomføres innen 30.6.2010

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. Flere forskjellige ”ett-løft” prinsipper har blitt lansert for plattformfjerning de senere årene. Syv selskap er tildelt

utviklingskontrakter for ett-løftsteknologi. Utvikling av slik teknologi er svært tidkrevende, og vanskelig å teste ut i stor skala.

Det kan forventes at også fremtidige utbygginger i Barentshavet 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 Barntshavet i henhold til nasjonalt og internasjonalt regelverk.

1 Innledning

St.meld. nr. 8 (2005-2006) Helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten ble vedtatt av Stortinget i mars 2006. Forvaltningsplanen er en rullerende plan som oppdateres jevnlig, med første oppdatering i 2010. Arbeidet med oppdateringen koordineres gjennom en interdepartemental styringsgruppe under ledelse av Miljøverndepartementet. Tre grupper bestående av statlige direktorater og forskningsinstitusjoner – *Faglig Forum, Overvåkingsgruppen* og *Risikogruppen* – er underlagt styringsgruppen. De tre gruppene skal, under ledelse av Faglig forum gi en faglig oppdatering av kunnskapsgrunnlaget våren 2010.

Som en del av oppdateringen skal noen grunnlagsrapporter om konsekvenser av petroleumsvirksomheten i forvaltningsplanområdet revideres.

Oljedirektoratet har i den forbindelse hatt ansvaret for å oppdatere en oversikt over dagens status på ulike miljøteknologier som er en av grunnlagsrapportene om konsekvenser av petroleumsvirksomheten. 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 forvaltningsplan området. 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.

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

Nye energiformer som vindkraft og bølgekraft vil ikke bli dekket i denne rapporten.

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

1.1 Petroleumsaktivitet i Lofoten - Barentshavet

Området som er omfattet av denne forvaltningsplanen er avgrenset mot Norskehavet i sørvest, Polhavet i nord og russisk del av Barentshavet i øst.

Barentshavet Nord, områdene rundt Jan Mayen, Nordland VII, Troms II, de kystnære områdene utenfor Helgeland og Trøndelag og østlig del av Skagerrak har aldri vært åpnet for petroleumsvirksomhet.

Når det gjelder områdene fra Lofoten og nordover, ble Sørvestlig del av Nordland VI åpnet i 1994 for petroleumsvirksomhet sammen med områdene på dypt vann i Norskehavet (St. meld. nr 26 (1993-1994). Innen deler av Nordland VI har det vært anledning til å bore maksimalt seks letebrønner før spørsmålet om åpning opp på nytt skulle vurderes av Stortinget. Det er tildelt to utvinningstillatelser, samlet inn 3 D seismikk og boret en tørr brønn. Både ”Eggakanten” vest i Barentshavet Sør og kystsonen på 35 km utenfor Troms og Finnmark har vært åpnet tidligere, men ble lukket i Stortingsperioden 2005-2009.

Leteaktiviteten har vært høy i Barentshavet i perioden etter 2006. 18 letebrønner er boret og kunnskapen om området har økt.

Dessverre er flere av de nye funnene små, og til dels betydelig mindre enn det som ble antatt før boringen startet. Likevel viser ny kartlegging at det er flere prospekt (mulige boremål) i disse letemodellene enn tidligere registrert.

Mange oljeselskap har gjennomført grundige kartlegginger og studier i forbindelse med både TFO (Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) og konsesjonsrunder, og en rekke nye prospekt er identifisert. Økt kunnskap gjør at usikkerheten reduseres. Det er foreløpig usikkert hvor stor boreaktiviteten vil være i 2010, men etter foreløpige planer er det sannsynlig at i alle fall to brønner vil bli boret høsten 2010.

Snøhvitfeltet er den første utbyggingen i Barentshavet. Snøhvit er et gassfelt, med kondensat og underliggende oljesone. Uten innretninger på havoverflaten bringes naturgassen 160 km til land for å kjøles ned ved LNG anlegget på Melkøya. Så langt er det ikke vist grunnlag for utbygging av den tynne oljesonen i Snøhvit. Snøhvit LNG anlegget på Melkøya startet produksjonen 21.august 2007 og leverte første last LNG 20. oktober. LNG anlegget var nedstengt i perioder i 2007-2009 hovedsakelig på grunn av lekkasjer i varmevekselere. Deler av det utstyret som sviktet har blitt erstattet i løpet av 2009. Anlegget startet opp i desember 2009 etter en 3 måneders revisjonsstans,og anlegget produserer med 100% av beregnet kapasitet (20.8 MSm³/dag).

Goliatfunnet ligger rundt 50 kilometer sørøst for Snøhvit og 85 kilometer nordvest for Hammerfest. Påviste utvinnbare reserver i dette funnet er ca. 28 mill Sm³ olje og ca. 8 mrd Sm³ gass. Oljeselskapet Eni, som er operatør for lisensen 229 og med Statoil som eneste partner, har fått myndighetenes godkjennelse for utbygging og drift. Goliatfeltet vil bygges ut med en flytende produksjonsenhet med tilknyttede havbunnsbrønner. Feltet vil etter operatørens planer kunne være i produksjon fra høsten 2013.

Forskning og utvikling av ny miljøteknologi

Det blir gjennomført flere ulike forskningsprogrammet 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 forskningsprogrammenes 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 lete- og produksjonsboring.
Demo 2000 - www.demo2000.no	Har som mål å få tatt i bruk nyutviklet teknologi.

2 Leteteknologi

Utviklingen som har skjedd innen leteteknologi har medført at det nå bores færre brønner enn tilfellet hadde vært uten denne teknologiutviklingen. Dette skyldes hovedsakelig forbedringer innen seismisk datainnsamling, prosessering og tolkning.

2.1 Seismikk

Seismikk er viktig for å få et detaljert bilde av undergrunnen og for å kartlegge mulige hydrokarbonakkumulasjoner.

Hovedprinsippet ved marin seismiske undersøkelser er at det sendes ut en trykkbølge fra en seismisk kilde (luftkanoner) som slepes etter et fartøy. Bølgen går ned i undergrunnen gjennom de geologiske lagene, og reflekteres fra grensene hvor bergartene har forskjellig hastighet og/eller tetthet. De reflekterte signalene detekteres av hydrofoner (mottakere) i en eller flere kabler som slepes etter fartøyet, og blir deretter overført til et digitalt opptaksutstyr. I enkelte tilfeller vil det være aktuelt å erstatte kabelen med mottagere plassert på havbunnen.

Når en seismisk undersøkelse er utført, blir de seismiske data prosessert. Dette blir utført av kraftige datamaskiner med det mål å få fram et så godt og representativt seismisk bilde av undergrunnen som mulig. Ut fra tolking av de prosesserte seismiske data, kan mulige migrasjonsveier for olje og gass identifiseres og geometri og størrelse på potensielle feller estimeres. I enkelte tilfeller kan også tilstedeværelse av hydrokarboner indikeres direkte.

Ved 2D-seismisk innsamling blir én lyttekabel slept etter seismikkfartøyet, mens det ved 3D-seismikk slepes flere parallelle kabler. Dette gjør det mulig å dekke mye større områder raskere og billigere, samtidig som undergrunnen avbildes tredimensjonalt. Den seismiske kilden som blir benyttet er den samme både for 2D og 3D seismisk innsamling.

I dag benytter oljeindustrien 3D-seismikk i stadig større grad. Den stadige utviklingen innenfor seismisk innsamling, prosessering og visualisering (fra 2D, 3D til 4D-seismikk) har gitt en mer detaljert kartlegging av undergrunnen og et viktig bidrag i forbindelse med boring og plassering av brønner. Ved hjelp av 4D-seismikk er det mulig å overvåke hva som skjer i reservoaret under produksjon, og identifisere områder i reservoaret som ikke er produsert. Basert på oppdaterte reservoarkart, kan nye brønner planlegges og bores for derved å øke utvinningsgraden av olje og/eller gass.

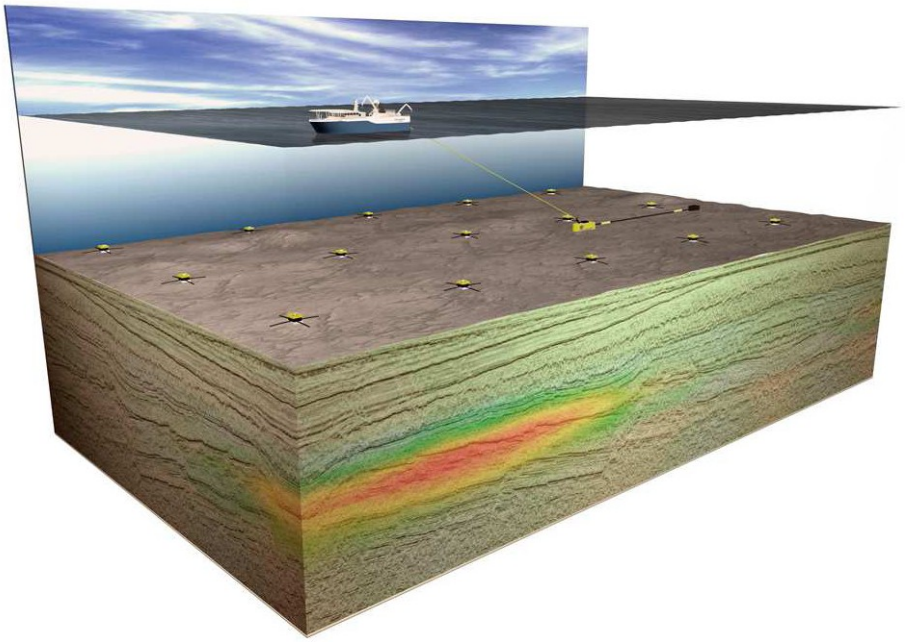
Det foregår seismisk innsamling i alle faser av petroleumsvirksomheten. Før et område åpnes for kommersiell letevirksomhet, blir det foretatt seismiske undersøkelser i myndighetenes regi. Siden 1969 har norske myndigheter samlet inn seismikk i områder i Norskehavet og Barentshavet som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Når et område blir åpnet for olje og gassvirksomhet er det vanlig at industrien foretar egne innsamlinger. Det er myndighetene som gir tillatelse til seismisk datainnsamling innenfor de geografiske begrensninger som til enhver tid gjelder for de ulike områder. Etter at en

utvinningstillatelse er tildelt kan om nødvendig selskapene foreta ytterligere seismisk datainnsamling.

2.2 Elektromagnetiske undersøkelser

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 formasjonsvæsken i et reservoar, og vil dermed kunne skille mellom vann og olje- eller gassmetning i formasjonene, i motsetning til konvensjonelle seismiske undersøkelser som ikke kan skille mellom lav og høy hydrokarbonmetning. 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.

Metoden er et verdifullt supplement til vanlige seismiske undersøkelser, som under visse omstendigheter bare indirekte kan påvise om det finnes hydrokarboner. Utfyllende kunnskap om reservoarets innhold er verdifull informasjon før en beslutter å bore, og det kan redusere både kostnader og antall tørre brønner.

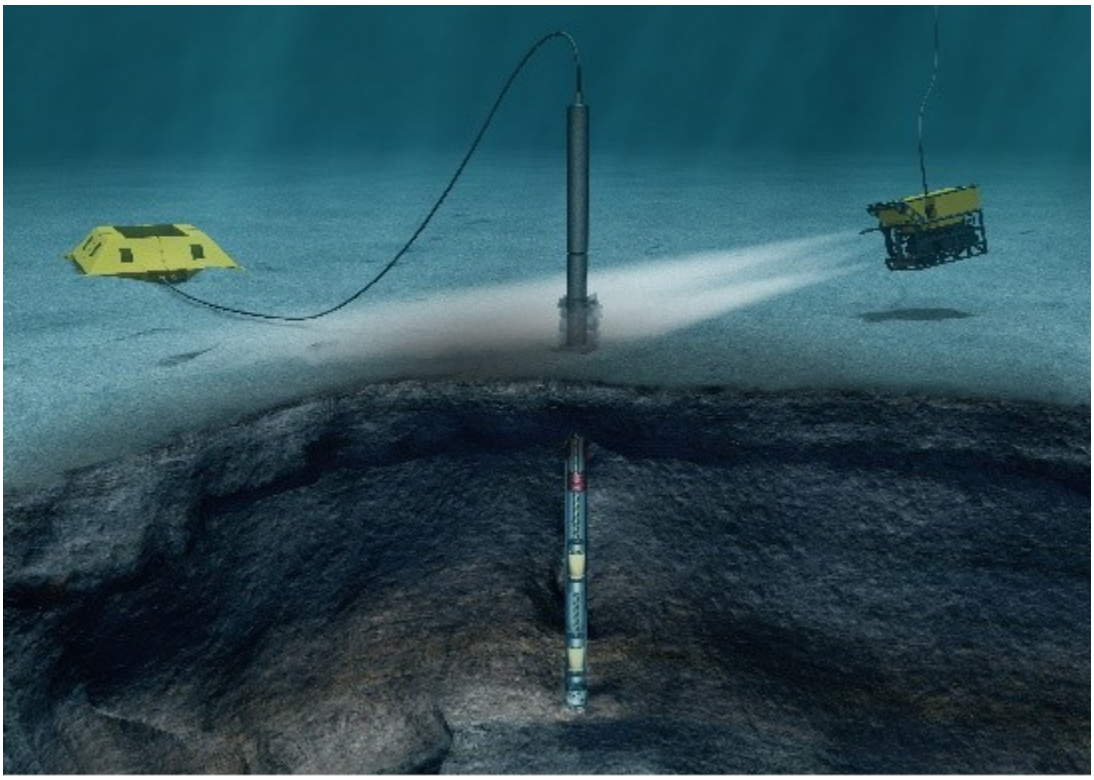


Figur 2.1: Prinsippskisse elektromagnetiske undersøkelser (kilde: DNV)

2.3 Badger teknologi

Badger Explorer ASA har under utvikling en boreteknologi med potensiale 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 (badger=grevling) 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.



Figur 2.2: 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, er visjonen at en kan 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.

Testing og korrigering av verktøyet pågår i 2009, og det er Badger Explorer ASA målsetning å kunne lansere den første kommersielle tjeneste i slutten av 2010.

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 Tynnhullsboring

Tynnhullsboring 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 tilretteleggelse på riggene og spesiell oppmerksomhet vedrørende borekakstransport, brønnsparkmåling og brønnkontrollsituasjoner. Mindre diameter og høyere trykkfall 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 produksjonskjemikalier.

Dagens letebrønner gjennomføres ofte som en form for tynnhullsboring (slim hole design). Her blir det brukt 13 3/8” foringsrør fra overflaten, 9 5/8” liner som produksjonsforingsrør og 8 ½” i reservoarseksjon. Nye boremetoder og bruk av ekspanderende foringsrør kan gi muligheter til å anvende tynnhullsboring mer i fremtiden (se monobore brønndesign).

3.1.2 Redusert antall hullseksjoner

Ved å erstatte for eksempel en 26” seksjon med en lengre 17 ½” vil brønndiameter i en del av brønnen reduseres og dermed også utboret kaksmengde. Det er også boret brønner hvor 26” seksjonen er erstattet med 12½” i Norneområdet. 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 i dag for flere brønner i miljøsårbare 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 stålkvalitet 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 ”samlebåndsboring” gir en resirkuleringseffekt av borevæsken direkte på innretningen og sparer tid ved at operasjonen kan effektiviseres. Opprenskningsarbeid etter bruk av de ulike borevæsketypene vil reduseres. Repetisjonseffekten ved denne metoden er også forventet å gi redusert tidsforbruk i boreoperasjonen. Dette gir en økonomisk gevinst også ved kortere leie av utstyr og ingen mobilisering.

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

3.1.5 Retningsboring

I kombinasjon med ny teknologi innen formasjonsevaluering kan det bores komplekse brønnbaner som geostyres mot ønsket formasjon, felle eller sone dersom reservoaret er tilstrekkelig kartlagt. Disse verktøyene bidrar til at det kan bores i planlagt bane bortover fra innretningen. Fra faste installasjoner har en boret med over 10 km rekkevidde (extended reach drilling). De fleste flyterigger har derimot en begrensning på ca 6 km rekkevidde.

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. Videre utvikling av slik teknologi har potensial til å kunne bore dreneringseffektive produksjonsbrønner og derved redusere brønnbehovet ytterligere.

Denne teknologien kan også gi bedre utnyttelse av eksisterende boreanlegg på innretningene. 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. 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, vil denne teknologien komme enda bedre til nytte.

3.1.6 Flergrensboring

Flergrensboring er som navnet angir boring av flere brønner ut fra et hovedløp og slisse. 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. Utviklingen av nedihullsteknologi har i tillegg medført en 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.

3.1.7 Boring og komplettering gjennom eksisterende brønner (TTRD)

TTRD er en ny bore- og brønnteknologi som gir mer olje fra felt som er bygd ut med havbunnsinstallasjoner. TTRD (through tubing rotary drilling) eller boring og komplettering gjennom eksisterende brønner. Ved TTRD-boring brukes deler av en tidligere brønn om igjen. Boringen går ut gjennom siden på brønnen uten å trekke kompletteringen i den eksisterende brønn. Dette er tidligere gjort på felt med faste installasjoner, men nå er denne teknologien også tatt i bruk på havbunnsfelt.

Denne teknologien ble brukt av Statoil på havbunnsfeltet Åsgard i 2009 da en sidestegsbrønn ble boret igjennom en eksisterende brønn. En videreføring av TTRD-teknologien blir i 2009 gjort av Statoil på Nornefeltet hvor DP-riggen Stena Don borer en TTRD-flergrensbrønn. Det vil si en sidestegssboring fra en eksisterende brønn, hvor både sidesteget og moderbrønnen deretter produserer gjennom eksisterende brønnhode og ventiltre.

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 mulig lateral utstrekning) 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 det store væskeprøver og det kan være nødvendig med en borehullstesting(”drill stem test” eller 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, strømningsegenskaper 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. 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. Fordelene vil være at vanlig prosessutstyr forbundet med testing ikke er påkrevd. Sikkerheten forbedres også, spesielt ved testing i formasjoner med høyt trykk. Nedihulls væskeprøver begrenser volumet som kan tas ut, og det er usikkerhet om dette kan påvirke kvaliteten. 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 strømningsegenskaper. Den intervall baserte modulen er best egnet til innhenting av nærbrønns strømningsegenskaper. 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.

Et nytt og forbedret formasjonstesteverktøy er under utprøving og dette systemet er ment å fylle gapet mellom et mini DST systemet og en fullskala DST. Systemet bygger på samme prinsippene som dagens mini DST, men er designet for å kunne pumpe inn større mengder hydrokarboner i brønnen og dermed utvide undersøkelsesradiusen rundt brønnen. Nedihulls datainnsamling og tilhørende analyseverktøy er også forbedret sammenlignet med tidligere versjoner noe som gir bedre og sikrere resultater fra testene.

Lukket kammer testing (Closed Chamber Testing)
Teknologien omfatter produksjon av formasjonsvæske til et avgrenset volum i testestrengen, og hydrokarboner ledes dermed ikke til overflaten, og dermed ingen risiko for utslipp til sjø ved bruk av denne teknologien.

Metoden medfører at en større mengde væske vil kunne tas ut fra reservoaret og dermed gi mulighet for bedre informasjon i en større radius ut fra brønnen enn for eksempel ved bruk av metoden over. Etter testen vil væsken i borestrengen presses tilbake i formasjonen (nedihulls fluidprøver innhentes under innstrømningen).
Metoden er tildels umoden og 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.

3.2.4 Tynnhullstesting

Tynnhullstesting innebærer å redusere produsert volum fra testen ved å benytte produksjonsrør med mindre diameter fra en brønn som er tynnhullsboret. I prinsippet går dette ut på å bore en brønn og teste samme brønn i mindre skala.

Metoden 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. Dette vil føre til mindre volumer av hydrokarboner til overflaten som igjen vil gi mindre utslipp i forbindelse med selve testen.

3.2.5 Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing)

Formålet med en slik metode som kveilerørstesting 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. Utfordringer relatert til fare for hydratdannelse gjelder for så vidt i forbindelse med alle typer tester.

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 rater på 4000 Sm^3/d olje og 1 500 000 Sm^3 /d gass. Gassen vil imidlertid bli faklet.

Oppsamling av råolje og bruk av produsert fluid offshore omfatter oppsamling på riggen og installasjon av et brenselsystem (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 kostnadskrevende. 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 tynnhullsboring kan en bruke en tynnere testestreng 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 brønnopprenskning/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 (leirbergart) underveis for å rense hullet, og vektmaterialene ilmenitt og barytt (mineraler som finnes i naturen) 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 ekstrautstyr på rigg, og man unngår transport av kaks til land. Under brønnplanleggingen blir havbunnen undersøkt og kartlagt for eventuelt tilstedeværelse av blant annet korallrev og svampkolonier. Den endelige brønnlokasjonen vil da bli valgt slik at bunnfaunen i minst mulig grad skal bli berørt av borkaksen fra topphullet.

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 ned til 1000 meter. 30” lederør må bores ut etterpå, men da borer en et 26” hull istedenfor 36” hull. Metoden innebærer derfor at det blir mindre 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 som morenemateriale i bunnen greide en ikke å komme tilstrekkelig ned med foringsrøret. Teknologien er helt avhengig av bløte toppsedimenter.

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”. Metoden innebærer derfor at det blir mindre utslipp av borekaks, borevæske eller sement ved boring av topphull/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 CTS (Cutting Transport System).

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.).

Løsning har blitt benyttet med gode erfaringer på Morvin november. 2009 til februar 2010. Koralltettheten på Morvin er relativt stor. Her har en transportert boreslam og borekaks ved topphullsboring av 5 produksjonsbrønner fra brønnene og 550 meter til deponeringssted tilstrekkelig langt fra sårbar bunnfauna (koraller). CTS teknologien bør kvalifiseres for transport for ennå lengre avstander (1000 – 1200 meter) for å bedre valgmulighetene for miljømessig optimalisering av utslippspunkt. Med en slik fleksibilitet vil en trolig kunne identifisere lokalitet (forsenking, flate med lav koralltetthet) for deponering på havbunnen som ikke vil gi risiko for skade på sårbar bunnfauna (koraller, svamp).

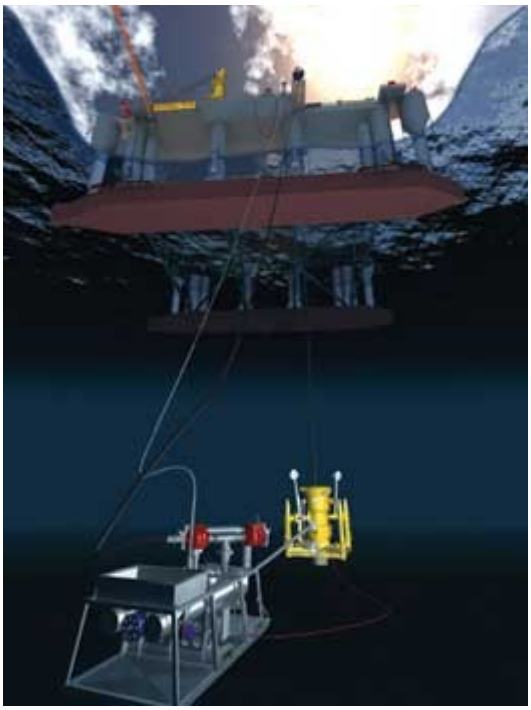
3.3.4 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnspumper

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 3.1: 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 Mexico-gulfen.

3.4 Teknologier med fremtidig potensiale

3.4.1 Seabed Rig

Dette er ny teknologi som plasserer en fullt utstyrt og innebygd borerigg på havbunnen. Boreinnretningen er fullautomatisert, og innebygging av rigg og utstyr skal forhindre lekkasjer fra brønn til omgivelsene. Innretningen skal forsynes av kraft og borevæske, og kontrolleres fra et skip på overflaten eller fra land. Innretningen består av moduler som kjøres fra et skip og bygges opp på sjøbunnen. Per i dag bygges det en fullskala prototyp av boreriggen som skal være ferdig til 2010 og arbeid pågår med å detaljplanlegge et egnet fartøy for kjøring og operering av riggen. Hele konseptet forventes å være ferdig til 2014. Flere oljeselskaper har så langt vist interesse for konseptet og bidratt med midler.

3.5 Boreavfall

Boring av lete- og produksjonsbrønner gir store avfallsmengder i form av borekaks og brukt borevæske. Borekaks er små steinfragmenter fra berggrunnen som er forurenset med borevæsker.

Borekaks føres med slamstrømmen tilbake til boreriggen hvor den siktes ut i en siktemaskin (shale shaker). Borekaks vil alltid ha et vedheng av brukt borevæske. Den miljømessig beste løsningen er å redusere avfallsmengden så mye som mulig ved kilden. 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 borekaks 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.

3.5.1 Håndtering av borekaks med vedheng av oljebasert borevæske

Iht. St.meld. nr. 38 (2003-2004) skal det ikke være utslipp til sjø av borekaks. Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske transporteres til land eller injiseres. For den borekaksen som sendes i land, vil det å kunne omdanne den oljeholdige borekaksen til kommersielle produkter være det mest gunstige. 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.

Et alternativ for nyttig bruk av oljeholdig borkaks som Statoil vurderer, er markoppdrett (markkompostering). Mark og bakterier bryter ned oljeinnholdet i ubehandlet kaks. Prosessen er svært effektiv fordi borevæsken som benyttes er laget spesielt for dette formålet. I løpet av den biologiske prosessen blir blandingen gradvis omdannet til svært effektiv gjødsel. Dette har vært gjort på New Zealand. Statoil ønsker å se om behandlingen ville være i samsvar med norske forskrifter for kompostering og effektiv gjødsel.Etter to år med forsøk viser resultatene at prosessen er akseptabel. I tillegg er løsningen kostnadsbesparende og etterlater ikke noe miljøfarlig avfall.

Det jobbes stadig med utvikling av nytt utstyr for rensing av oljeholdig kaks. En metode som det knyttes forhåpninger til er rensing ved hjelp av mikrobølger. Borekaks som kommer i retur varmes opp ved hjelp av mikrobølger slik at vannet fordampes og oljedråper kan skilles ut. Utstyret minner om en mikrobølgeovn som plasseres rundt returløpet for borekaks. Det pågår i dag et prosjekt i Alaska i regi av BP som skal være sluttført i 2010. Erfaringene så langt er positive og viser at oljedråper kan skilles ut ved bruk av relativt små kraftmengder.

Det finnes også tilgjengelig teknologi som kan rense borekakset for olje ned til 0,1 % vedheng av borevæske. Denne teknologien kalt 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 blir nå brukt rutinemessig på britisk sokkel. Denne teknologien kan også være aktuell å bruke på norsk sokkel for å redusere avfallsmengdene som tas til land.

En tilsvarende form for kaksbehandling er rensing av kaks på land eller til havs hvor kaksen knuses til et pulver som er rikt på leire. Denne prosessen som kalles ”Thermomechanical Conversion and Cracking” (TCC), baserer seg på en hurtigroterende hammermølle. Det blir så laget en asfalt ved at 1/3 pulver blandes med 2/3 bitumen. Produktet brukes til belegg på rørledninger. Asfalten sprøytes på rørledningene før de får et nytt belegg med betong (for å gjøre dem tyngre og motvirke at de flyter opp). Denne metoden ble brukt på rørledningen fra Ormen Lange-feltet i Norskehavet.

3.5.2 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. Utlekkingstester og andre analyser av borekaks og sigevann har vist at borekakset kan brukes som tettende sjikt i en topptettingskonstruksjon på deponi til erstatning for membraner, da naturlig leire ofte er mangelvare.
Det er blitt gitt tillatelse om å bruke vannbasert borekaks som tettende lag i et toppdekke på deponi på Stormoen avfallsplass i Troms. I tillegg er det blitt gitt tillatelse til å deponere vannbasert borekaks til gjenfylling av dagbrudd ved Repparfjord Gruver i Kvalsund kommune.

Det er gjennomført livsløpsanalyse for Enis leteboringer på Goliat som viser at 113 tonn CO_2 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 CO_2 i forbindelse med transport til deponi på land.

Nye metoder for boring av topphullet som forutsetter oppsamling av borekakset 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.

3.5.3 Gjenbruk av vannholdig 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 ikke vil 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 miljøsensitive 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 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-slurryen som brukes som spudmud kan også inneholde noen kjemikalierester som normalt ikke er nødvendig for boringen. Teknologien er blitt utprøvd og kvalifisert i forbindelse med Hydros boringer på Nucula, Loshavn og Snøhetta.

Metoden som beskrives for slurrifisiering er ok når man har et lite antall letebrønner, men den har ikke potensiale for bruk for et større antall brønner. Metoden forutsetter at man har et større antall brønner hvor man skal utføre topphullsboring, slik at kakset kan gjenbrukes. I praksis har det vist seg vanskelig å finne nok brønner med topphullsboring hvor man kan gjenbruke det slurrifiserte kakset.

Ved konvensjonell boring med sjøvann og viskøse piller vil gevinsten av gjenbruk være forsvinnende liten. Ved slurrifisering vil en bygge volum og spart utslipp vil maksimalt tilsvare utslipp fra en seksjon. For gjenbruk på andre innretninger eller andre felt vil vi være avhengig av å etablere et system og en logistikk som vanskelig lar seg forsvare ut fra miljøargumenter.

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 var i grønn kategori med unntak av ca. 0,5 kg gjengefett i gul kategori. Dette er også den første brønnen på norsk sokkel hvor borekakset 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.

3.5.4 Reinjeksjon av borekaks

Et alternativ til deponering er slurrifisering og reinjeksjon av borekaks. Denne slurryen 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 begrensete ved leteaktivitet. Den eneste erfaringen man har med injeksjon av borekaks i en letebrønn er på Obelix (Barentshavet) i 2005. Her ble kakset slurrifisert og injeksjonen var vellykket. Det er lite sannsynlig at en injeksjonsløsning for en enkel, isolert brønn vil være økonomisk attraktiv /7/.

Det er den senere tid oppdaget enkelte problemer med lekkasje av kaks/slurry til havbunn. (Veslefrikk, Visund, Oseberg, Snorre). Det er derfor viktig at slik injeksjon planlegges godt og at det foretas gode risikovurderinger for mulige lekkasjer før en slik løsning velges. Videre er det viktig med en god oppfølging av disse brønnene i driftsfasen.

3.5.5 Vannbaserte borevæsker

Valg av slamsystem må til enhver tid vurderes opp mot brønnens kompleksitet både med hensyn til geologi, brønnbane, reservoarforhold, temperatur og 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.

3.5.6 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 tynnhullsboring. Senere oppdaget man at høy tetthet og lav korrosivitet gjorde disse egnet som vektmateriale 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 oppveises 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 av Eni ved boring av letebrønner på Goliat. Denne type salter har også blitt benyttet av Hydro ved leteboringer i 2007 (Loshavn, Snøhetta og Nucula).

3.5.7 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 nedre seksjonene av brønnene og ved boring av reservoarseksjonen. 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 utviklet oljebaserte borevæsker som kun består av kjemikalier i gul kategori. Denne typen borevæske er i bruk mange steder på norsk sokkel.

3.5.8 Gjenbruk av oljebaserte 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. Borevæskeleverandører 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.

3.6 Forebygging av operasjonelle utslipp ved boring

I forbindelse med operasjonelle utslipp er det viktig å prioritere arbeid og tiltak for å forebygge slike utslipp. Dette vil omfatte gjennomgang av boreinnretning for å forsikre seg om at alle potensielle områder for lekkasje er kartlagt og at alle nødvendige tiltak er identifisert og gjennomført før operasjonen starter opp. I tillegg er det kritisk at alle risikoforhold omkring gjennomføring av brønnen, både med hensyn til spesielle stedlige forhold og operasjonelle forhold identifiseres og at det legges planer som ivaretar disse på en forsvarlig måte. Nødvendig opplæring av personell for å ivareta risikoforholdene må prioriteres. Spesielt forhold relatert til å redusere sannsynlighet for utblåsning og forebygge dette skal prioriteres.

3.6.1 Databaserte hjelpesystemer

Det jobbes mye med å utvikle hjelpesystemer som skal overvåke og bistå borer med hensyn til det som skjer i brønnen under boring. Systemene består av dataprogrammer og modeller som innhenter informasjon fra operasjonen via sensorer både i undergrunnen og i boresystemene på dekk. Informasjonen som innhentes mates kontinuerlig inn i datamodeller som sammenligner dataene med forhåndsberegnede verdier. Det finnes ulike systemer og ulik grad av automatisering, alt fra hvor borer får råd og anbefalinger til systemer som griper inn i måten operasjonen foregår på og som omgjør borers valg. Disse systemene kan sammenlignes med systemer som finnes i moderne biler, f eks med avstandsmåling til kjøretøy som kjører foran og automatisk nedbremsing dersom avstanden mellom kjøretøyene blir for kort. De nye systemene muliggjør også oppfølging og overvåking av operasjoner fra land.

Det pågår flere prosjekter innen dette området med fokus på modeller, arbeidsprosesser og beslutningsstøtte for brønnkonstruksjon og borekontrollsystem som inkluderer overvåking og kontroll av boreutstyr. Flere av prosjektene er uttestet på land og i havet og er klar til kommersiell anvendelse. Neste steg er videreføring av teknologi for å gjøre videre bruk i andre deler av operasjonen. Det arbeides også for å ta teknologien i bruk på flyttbare innretninger.

Denne teknologien antas å ha positiv innvirkning på feilvurderinger og hendelser som kan medføre operasjonelle utslipp.

3.7 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).

3.8 Vinterisering av borerigger

I Barentshavet er lufttemperaturen generelt lavere enn ellers på norsk sokkel, slik at det må tas forholdsregler for å unngå ising på utstyr. De boreriggene som skal brukes til helårsboring må derfor blant annet være vinterisert, eller varmeisolert.

De boreriggene som har vært brukt i den norske delen av Barentshavet de siste årene er såkalte 5. generasjonsrigger. De er bygget for å kunne bore brønner på store vanndyp og vanskelige værforhold. På grunn av størrelse, utforming og avanserte dynamisk posisjoneringssystemer er de spesielt stabile, også i grov sjø. Riggene karakteriseres som miljøvennlige, utstyrt for null utslipp til sjø og med lave utslipp av eksosgasser.

En teknologisk videreutvikling av borerigger har skjedd, og nye borerigger som har kommet inn på norsk sokkel i 2008-2009 klassifiseres som 6. generasjonsrigger. Disse boreriggene er blant annet større og her mer dekksareal og lastekapasitet enn andre tilsvarende rigger.

Vinteriseringen av disse boreriggene medfører blant annet at de fleste arbeidsplassene og rørganger er lagt innendørs, maksimalt bruk av dobbel-bunn, værbeskyttet vedlikeholds og inspeksjons områder, værbeskyttet kledning rundt hele riggområdet, rørvarming av kritisk utstyr, rømningsruter, sikkerhetsutstyr og mønstringsområder. Det er i tillegg installert oppvarmingsenheter på bore- og i kjellerdekkområdet, damputløp for avising, oppvarmingssystemer for frostbeskyttelse og beskyttelse av elektro, instrumentering og telekommunikasjons utstyr, samt spesielt isolering av oppholdsrom.

4 Produksjon

4.1 Produsert vann

Produsert vann er vann fra reservoaret som produseres sammen med oljen og gassen. I St.meld. nr. 38 (2003-2004) ble det for Barentshavet vedtatt følgende krav til produsert vann:

"For utslipp utenom borekaks/borevæske og utslipp av produsert vann, og i tilfeller hvor det forekommer utslipp av borekaks og produsert vann, vil de generelle nullutslippsmålsetningene gjelde.

- *For virksomhet i Lofoten-Barentshavet er det i tillegg stilt ytterlige krav som er spesifisert nedenfor: For virksomheten skal det legges til grunn injeksjon, evt. annen teknologi, som hindrer utslipp av produsert vann.*
- *Maksimum 5 pst. av det produserte vannet kan ved driftsavvik slippes ut under forutsetning av at det renses før det slippes ut. Eksakte rensekrav vil stilles av konsesjonsmyndighetene for konkret virksomhet.*

Forutsetningen om at det ikke skal være utslipp til sjø av borekaks og produsert vann (fysisk nullutslipp) representerer en vesentlig skjerping i forhold til de kravene som gjelder ellers på kontinentalsokkelen. Det innebærer at dersom en rettighetshaver ikke kan demonstrere at virksomheten vil møte forutsetningen om at det ikke skal være utslipp til sjø, vil det ikke være aktuelt med helårig petroleumsvirksomhet på det aktuelle feltet innenfor området Lofoten – Barentshavet."

I et slikt regime vil injeksjon/reinjeksjon være et naturlig valg. Erfaring fra injeksjonsanlegg for produsert vann fra felt i drift viser at det er lite sannsynlig med en regularitet på 100 %. Innretninger må derfor designes med renseanlegg og annen aktivitet som gir minst mulig miljørisiko ved eventuelle utslipp.

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 hvor Environmental Impact Factor (EIF) er et viktig bidrag. Valg av teknologi for behandling, rensing og/eller reinjeksjon av produsert vann foretas generelt for det enkelte felt på basis av miljørisikovurderinger.

Nullutslippskravet som gjelder i Barentshavet er spesielt i den forstand at også produsert vann med liten risiko for skade ved utslipp ikke er tillatt utsluppet.

Under er en oversikt over hva produsert vann kan inneholde og hvordan disse faktorene påvirker rensingen av vannet.

- *Faste partikler* (for eksempel sand, scale, leire, naftenater osv.) av forskjellig art og størrelse. Disse partiklene vil være bundet til olje på ulike måter. Faste partikler påvirker vannrensingen både ved å påvirke oljens tetthet og ved at de

eroderer rør, ventiler og renseutstyr, for eksempel hydrosykloner, og gjør dem mindre effektive.

- *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 spesielt i strupeventiler (choke) og er vanskeligere å fjerne enn store dråper. Generelt er det enklere å fjerne dispergert olje fra vannet enn løste komponenter.

- *Naturlig forekommende oppløste organiske forbindelser*. Alle oljekomponentene er mer eller mindre vannløslige. Sammensetningen av oppløst olje avspeiler oljetypen, og kan være svært forskjellige. 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. De letteste komponentene løses lettere i vann enn de tyngre. Men de er også lettere nedbrytbare enn de tyngre komponentene. Mange av de løste komponentene fjernes lettere ved og effektivt fjerne dispergert olje.

- *Naturlig forekommende oppløste uorganiske forbindelser*. Mengde og sammensetning av disse varierer fra felt til felt. De stoffene som regnes som mest miljøskadelige, er visse tungmetaller som Ba og Sr, og radioaktive forbindelser (^{226}Ra og ^{228}Ra). Barium og Strontium er giftige tungmetaller, men de felles ut i sjøvann som tungtløselig Barium/Strontium-sulfat. Denne utfellingen kan utsettes ved at produsertvannet inneholder ulike kjemikalier (avleiringshemmer eller avleiringsoppløser) som også kan gjøre disse tungmetallene lettere tilgjengelige for biologisk opptak i havet.

- *Tilsatte kjemiske stoffer*. Dette er kjemikalier som er nødvendig å tilsette ved boring, produksjons- og injeksjonsprosessene.

Etter som utslipp av produsert vann ikke tillates i Barentshavet, vil behandlingen av det på plattformen ha et noe annerledes insentiv enn for resten av sokkelen. Prosessanlegget må være slik designet at det både hindrer utslipp, og i tillegg muliggjør en sikker og miljøvennlig håndtering av det produserte vannet.

Selv om det er tillatt å slippe ut produsert vann til sjø på andre deler av Norsk sokkel i dag, vil det også for nye utbygginger utenfor Barentshavet være aktuelt å ta utgangspunkt i null eller begrensede utslipp av produsert vann. Det vil for hver ny utbygging måtte gjennomføres en miljørisikoanalyse, og utslipp vil bare tillates etter en grundig gjennomgang og gjennom utslippstillatelse. Det vises i denne sammenheng til rapporten: ”*Kostnader og nytte for miljø og samfunn ved å stille krav om injeksjon/reinjeksjon av produsert vann, nullutslipp av borekaks og borevæske og inkludere radioaktivitet i nullutslippsmålet”* (SFT, OD og Statens strålevern 2008).
Viktigste tiltak for å kunne håndtere produsert vann på innretninger i Barentshavet vil være å redusere/hindre vannproduksjonen i størst mulig grad. Dette kan også være

fornuftig på resten av sokkelen. I dette kapittelet beskrives de ulike teknologiene som er tilgjengelige for behandling av produsert vann.

4.2 Vannavstengning

Vannavstengning er fysisk eller kjemisk avstengning av ulike produksjonssoner i brønnene som produserer for mye vann. Det vil alltid måtte være en ressursmessig avveining av ved hvilket vannivå sonen skal avstenges og i hvilken grad avstengningen er irreversibel slik at restoljen går tapt.

Kjemisk vannavstengning har det vært arbeidet mye med, men det er et problem å finne kjemikalier som tilfredsstiller dagens miljøkrav.

Det jobbes med er å redusere vannproduksjonen fra felt ved å injisere ulike kjemikalier og silica i brønnene for å hindre at vannet i reservoaret når frem til brønnene. Slike EOR-metoder (Enhanced Oil Recovery) skal føre til økt oljeutvinning, samtidig som en unngår at vannet når prosessanlegget og reduserer dermed energibehovet.

4.3 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 residuell 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 CO_2 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 nedihullsseparasjon 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.

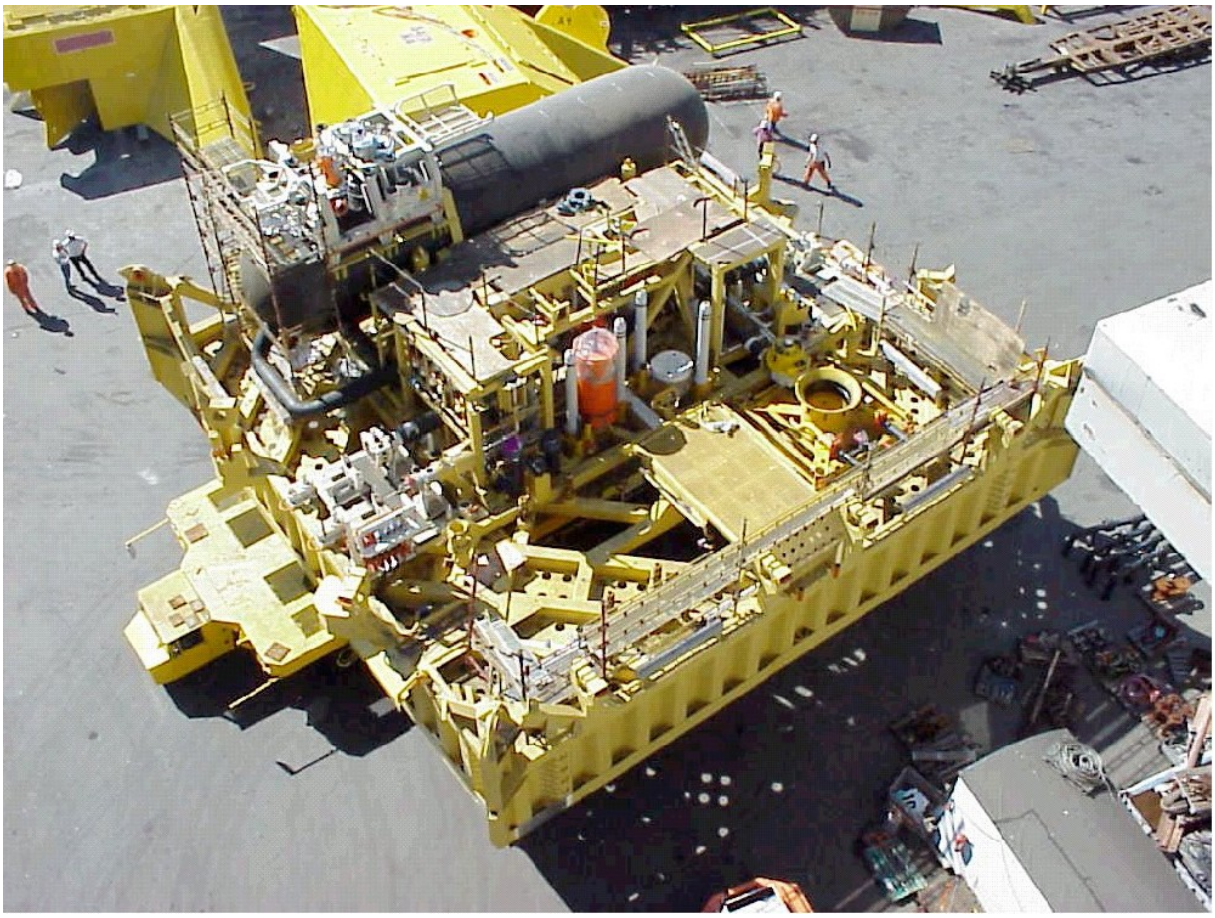
Horisontal nedihullsseparasjon er utviklet for bruk for vannkutt mellom 0-100 %. Boringen av disse brønnene er krevende fordi brønnbanen må tilpasses med en horisontalseksjon der separatoren plasseres. Kalkpartikler og sand kan skape problemer dersom disse feller ut i horisontalseksjonen. Separatoren 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.

4.4 Havbunnsseparasjon

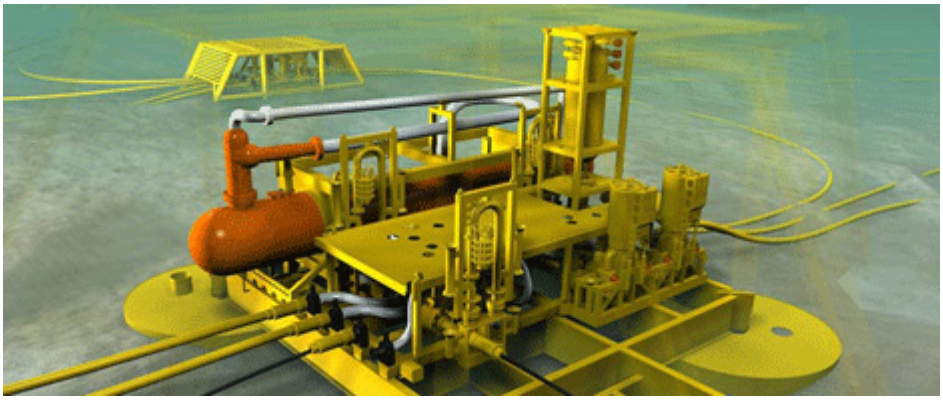
Ved havbunnsseparasjon vil vannproduksjon til innretningen og håndtering av produsert vann på innretningen reduseres. Dette medfører også redusert forbruk blant annet av korrosjons- og hydrathemmere.

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) var verdens første undervannsanlegg for prosessering av olje, vann og sand, og ble satt i produksjon i 2007. Anlegget ble installert for å øke oljeutvinningen til Tordis fra 49 til 55 %. Vann og sand ble separert fra brønnstrømmen og injisert tilbake til det som var tolket til å være Utsiraformasjonen. I tillegg ble trykket økt på olje- og gass strømmen fra separatoren ved hjelp av flerfasepumping slik at produksjonen kan føres i rørledning til Gullfaks C. Dessverre måtte prosjektet stenges ned grunnet at reservoaret og Utsiraformasjonen ikke var tilstede hvor injeksjonsbrønnen på Tordis ble boret. Dette resulterte i oppsprekking og utslipp til havbunnen. StatoilHydro rapporterte likevel at selve anlegget fungerte som antatt mens det var i drift.

Teknologi for havbunnsseparasjon er under utvikling. 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. Havbunnseparasjon har et høyt potensial på egnede felt og forventes tatt i bruk på flere utbygginger i fremtiden. drift.



Figur x: Troll Pilot undersjøiske havbunnsseparator



Figur 4.1: Havbunnsseparasjon system (kilde: StatoilHydro)

4.5 Havbunnskompresjon

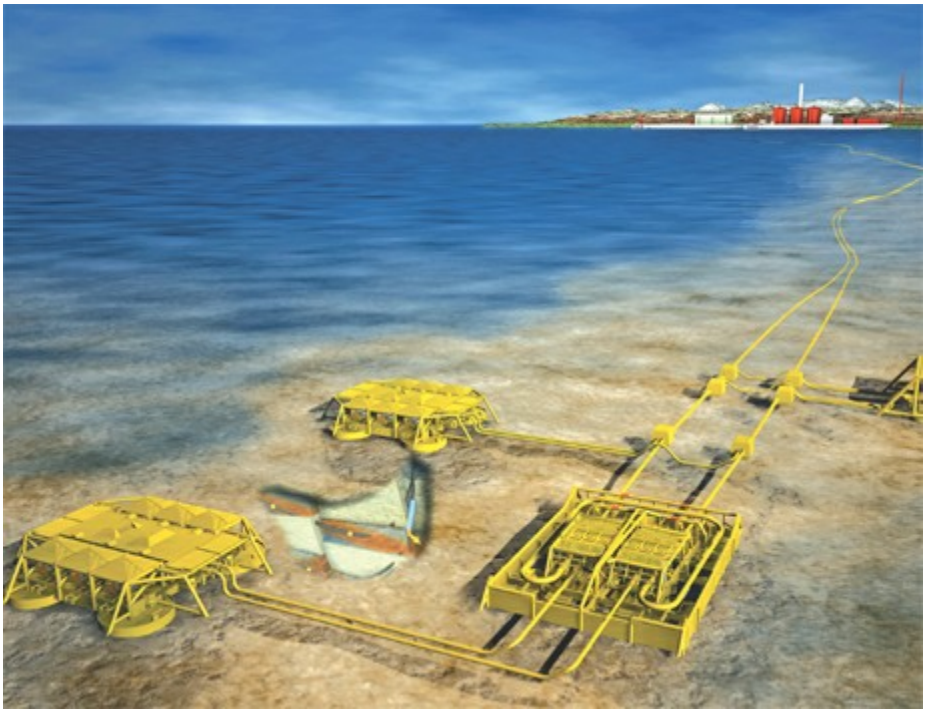
Når reservoartrykket reduseres over tid, vil gass- og kondensatproduksjonen reduseres tilsvarende. For å opprettholde en så høy produksjon som mulig og for å få produsert tilstrekkelig mengde av tilstedeværende hydrokarboner fra reservoaret, vil det være nødvendig å tilføre brønnstrømmen energi ved hjelp av kompresjon. Fordelen med undervannskompressorer er at jo nærmere reservoaret de kommer reservoaret, desto

større virkning har de. I tillegg løftes ikke gassen helt opp til havoverflaten, noe som gir energibesparelse i forhold til en kompressor på havoverflaten.

Undervannskompresjon inkluderer både krafttilførsel og undervannskompresjonsstasjon. Per i dag er ikke havbunnskompresjon kommersielt, men det foregår mye uttesting og det er en teknologi som er under utvikling.

Testsenteret på K-lab startet våren 2008 med uttesting av to ulike kompressorer i størrelsesorden 8-10 MW. Kompressorene er henholdsvis fra MAN og fra Siemens. Ved begge løsningene vil turtallsstyringen med kraftforsyning og frekvensomformere plasseres på dekk sammen med nødvendig kontrollutrustning. Totalt vil en installasjon på havbunnen bestå av en gass/væske- separator, en pumpe og kompressoren. Alt skal gjøres uttrekkbart for enkel vedlikehold. Under normal drift skal kompressoren kunne kjøres i fem år uten nødvendig stans for vedlikehold. Testprogrammet skal avsluttes våren 2010. Målet med testen har vært å se på om teknologien er kvalifisert slik at den kan benyttes når kompresjon settes i drift på Åsgardfeltet ca. 2013. / tu.no - Rekordpress tømmer gassreservoar - Teknisk Ukeblad/

Ormen Lange er i gang med et Pilot-prosjekt i forbindelse med undervannskompresjon. Pilot prosjektet skal også testes ”vått”, noe som er forskjellig fra Statoil’s kvalifiseringer mht Midgard kompresjon. Pilot-prosjektet ventes å være avsluttet i løpet av 2012, noe som vil gjøre det mulig å ha et komplett undervanns-kompresjonsanlegg klart for operasjon på feltet fra 2017. Planen er at konseptet er ferdigkvalifisert slik at det kan benyttes i 2016 når feltet har behov for kompresjon.



4.2 Undervannskompresjon med transport til land Ref: "subseacompression race hot spots up", Terry Knott, Asian Oil & gas, february 2006

4.6 Rensing av produsert vann

Rensing av produsert vann på felt i et område hvor utslipp ikke tillates og som injiserer/reinjiserer sitt produserte vann, er viktig av minst to grunner:

- Renset produsert vann vil skape mindre injeksjonsproblemer enn urenset vann. Ved nedetid for injeksjonsanlegg og vannet slippes til sjø, skal potensialet for miljøskade være laves mulig.
- Også faststoffpartikler i produsertvannet må begrenses før det kan injiseres.

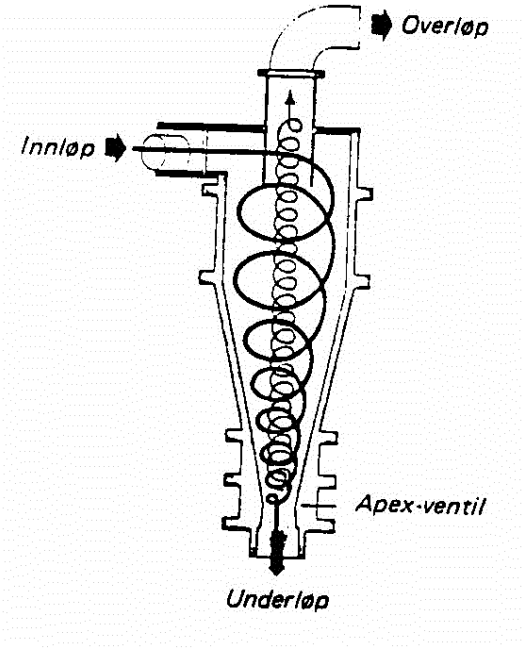
På Goliatfeltet vil produsert vann bli renset før injeksjon og dersom vannet må slippes til sjø i begrensede perioder. Ulike rensesystemer er blitt evaluert. Løsningen som er valgt, baserer seg på hydrosykloner, avgassingstank og flotasjonsenheter. Rensesystemet vil kunne tilpasses ulike volumstrømmer for å kunne være mest mulig effektivt til en hver tid. Hydrokarboner fra rensesystemet vil tilbakeføres til henholdsvis væske- og gassystemer i prosessen. Anlegget vil også kunne motta avfallsstrømmer (drenasjevann, eventuelt kjemikaliesøl o.l.) fra andre kilder på FPSO for behandling før injeksjon./15/

4.6.1 Hydrosykloner

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.

Hydrosykloner er avhengig av et visst minimumstrykk for å kunne ha virkning, men design vil variere avhengig av under hvilket trykkregime syklonene skal operere. Produsertvann 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.

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 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.

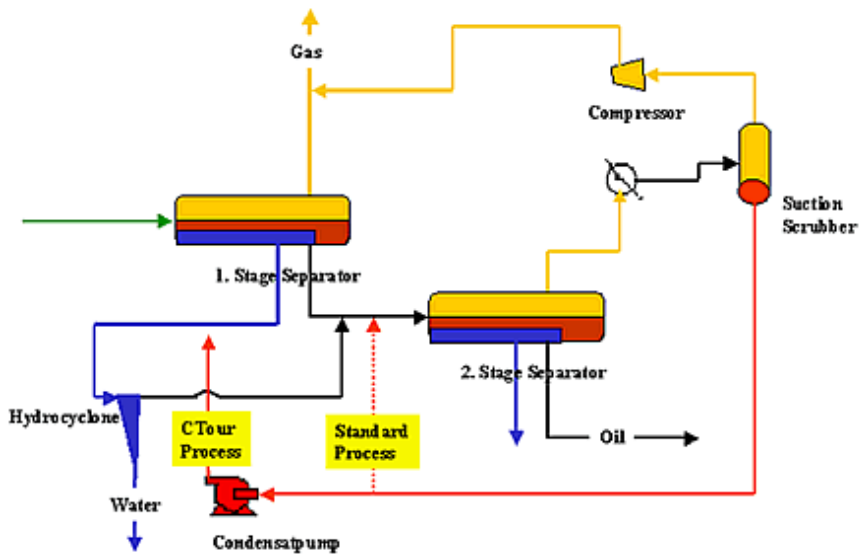


Figur 4.3: Prinsippskisse av en hydrosyklon.

4.6.2 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 C_6+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 4.4: C'Tour prosessen (kilde: www.ctour.no)

4.6.3 EPCON

Er trykket for lavt til å kunne anvende hydrosykloner, vil diverse flotasjonstanker kunne brukes til å rense vannet med god effekt. 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 rensegraden, 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 µm, 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 10-300 m^3/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.

Tradisjonelle flotasjonsceller
En tradisjonell flotasjonscelle er en langstrakt tett tank hvor 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.

4.6.4 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.

For offshore bruk vil MPPE være mest aktuell for relativt små vannrater.

4.6.5 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.

4.6.6 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. Prinsippet minner om Epcon. Denne teknologien brukes blant annet på Ekofisk i forbindelse med vanninjeksjonspilot.

CrudeSorb er et filtreringssystem tenkt tilknyttet CrudeSep, som 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 brønnopprenskning på bl.a. Heidrun og Sleipner.

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

4.7 Injeksjon av produsert vann

Vi skiller mellom begrepene injeksjon og reinjeksjon på den måten at vi med reinjeksjon skal forstå at det produserte vannet pumpes tilbake til det reservoaret det kommer fra, eller annet produserende reservoar. I et slikt tilfelle vil injeksjonen være en form for trykkstøtte. Med injeksjon mener vi injeksjon som ren deponering. Begge disse former for injeksjon vil kunne være aktuelle i Barentshavet.

Jo bedre det produserte vannet er renset 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. Injeksjon som ren deponering krever ekstra energi, og vil gi økte utslipp til luft. 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. Problemer som kan oppstå hvis man begynner med sjøvannsinjeksjon som trykkstøtte i feltets tidligfase og fyller på med produsert vann etter hvert som det kommer opp, er avleiringer og forsuring (H_2S).

Avleiringer (Ba/Sr-sulfat)
Produsert vann inneholder vanligvis ikke sulfat, men varierende konsentrasjoner av Barium og Strontium danner tungtløselige avleiringer (scale) når de kommer i kontakt med sjøvann. Sulfat i sjøvannet (ca 2,7g/liter) kan være opphav til store problemer i ettertid om det injiseres for trykkstøtte. Graden av problemer som utfelling/avleiringer

gir, er avhengig av mange faktorer, bl.a. reservoarmessige, herunder opprinnelig konsentrasjon av Barium og Strontium. Dersom utfellingen skjer nede i reservoaret, trenger det ikke gi de store problemene, men etter hvert vil sulfat bli tilbakeprodusert, og kan ved blanding med vann som har restmengde Barium, gi avleiringer som struper produksjonen, enten i produksjonssonen nede i reservoaret, eller i rør, ventiler og prosessanlegg. Avleiringene kan plugge viktig måleutstyr eller prosesstyringsutstyr, noe som kan gi store problemer i prosessen, blant annet separasjon. Avleiringene kan begrenses ved bruk av kjemikalier, mens plugging av brønner kan behandles med avleiringsoppløsende kjemikalier. Slik avleiringsbehandling krever midlertidig stopp i produksjonen av brønnen, og kan være kostnadsdrivende spesielt hvis brønnen er en havbunnsbrønn med lang avstand til prosessanlegget.

H_2S-problematikk
H_2S dannes ved anaerob reduksjon av sulfat, vanligvis nede i reservoaret, men kan også skje i prosessanlegget når sjøvann tilbakeproduseres til plattformen. H_2S er en giftig og meget korrosiv gass som må fjernes da den vil forringe kvaliteten på salgsgassen, men også for å beskytte selve prosessanlegget. Dersom det forventes høyt nivå av H_2S, må kvaliteten på rør og prosessutstyr tilpasses dette. H_2S kan fjernes ved hjelp av kjemikalier (H_2S-scavenger). 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. I verste fall kan feltet måtte stenges ned tidligere enn planlagt.

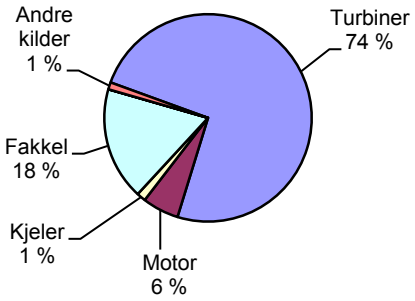
Sulfatfjerning
Det finnes teknikker for å redusere problemene med avleiringer. Ved planlegging av reinjeksjon av produsert vann på nye felt er det viktig å kjenne sammensetningen til formasjonsvannet på forhånd. Dermed kan en planlegge reinjeksjon på en slik måte at en unngår problemer i etterkant.

På Goliat vil produsert vann vil bli reinjisert for trykkstøtte. I tillegg vil det bli injisert sjøvann for å oppnå den totale trykkstøtten som er nødvendig for å få optimal ressursutnyttelse. Blanding av formasjonsvann og sjøvann medfører fare for saltavleiringer. Vanninjeksjonssystemet vil derfor forsøke å holde formasjonsvann og sjøvann adskilt ved at det planlegges for at de to vannstrømmene injiseres i hvert sitt reservoar. I de tilfeller dette ikke er mulig, vil det være behov for behandling med avleiringshemmere. Som en ekstra buffer mot å slippe produsert vann til sjø er det også mulig og mellomlagre inntil 8-10 000 m3 med produsert vann i oppsamlingstanker under perioder med nedetid på injeksjonssystemet. Dette vannet injiseres deretter når injeksjonssystemet igjen er tilgjengelig. Produsert vann vil renses før injeksjon og dersom vannet må slippes til sjø i begrensede perioder./15/

5 Utslipp til luft

Produksjon av kraft vil være det vesentligste bidrag til CO_2 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 CO_2 fra energiproduksjon og fakling er kvotepliktige.

CO_2 – utslippene fra petroleumsvirksomheten har vært relativt stabile de siste seks årene, men gikk noe opp i 2007 på grunn av innkjøringsproblemene på LNG-anlegget på Melkøya. Samlet utslipp av CO_2-ekvivalenter fra norsk sokkel var 14,2 millioner tonn i 2008. Sammenlignet med 2007 var dette en økning på 0,4 millioner tonn. Dette skyldes delvis oppstart av to nye felt, men også beregningen av CO_2 fra fakkel som i 2008 gir et kunstig høyt utslipp. Det samlede forbruket av fakkelgass fra alle operasjonene viser en nedgang på 13 prosent i 2008 sammenlignet med 2007. Ref. /18/



Figur 5.1Kildefordeling av CO_2-utslipp fra petroleumssektoren i 2008 (Kilde EW)

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 en arbeidsgruppe i OLF regiutarbeidet i 2005 en veileder med felles retningslinjer og eksempler for hvordan energiledelse kan etableres og driftes.

Energiledelse innebærer en metodikk for hvordan er 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 CO_2 og NO_x reduseres vesentlig. Dette omfatter både utformingen av prosessen som sådan og av de enkelte utstyrsenhetene. Noen viktige elementer er her:

Varmeintegrering
Varmeintegrering kan sikre at 90 % av varmebehovet på innretningene kan dekkes ved å utnytte spillvarmen fra kraftproduksjon eller andre varmeprosesstrømmer. Hvor stort varmebehovet 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 CO_2 utslippene er redusert med om lag 180 000 tonn pr. år. På Goliat har operatøren valgt et energianlegg basert delvis på kraft fra land, og delvis bruk av gassturbin. Gassturbinen vil ha varmegjenvinningsenhet som dekker mesteparten av behovet for varme på innretningen. Gassturbinen vil ha en elektrisk kapasitet på 30 MW og varmekapasitet på 35 MW.

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. Kraftbehovet varierer over et felts levetid. Ved å velge flere og mindre turbiner framfor få og store kan et anlegg kjøres med høyere effektivitet i alle faser av driften.

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 energibehovet ved økt diameter være et kostnadseffektivt tiltak. Reduksjonsgraden vil avhenge av rørets lengde, diameter og sammensetningen av gassen. Utslippene av CO_2 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 CO_2-avgift og kvoter.

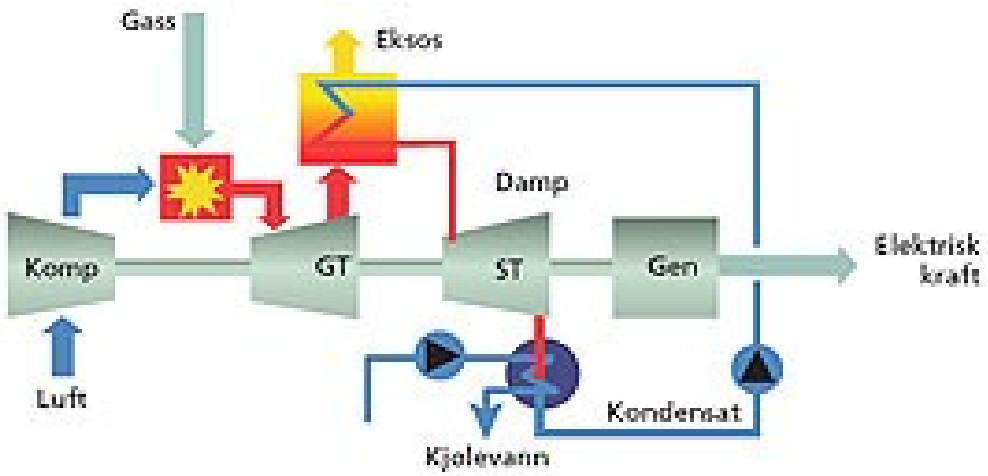
For nye utbygginger vil valg knyttet til dreneringsstrategi og utforming av produksjonsanlegget påvirke energibruken på feltet og derved utslippene. Dette er forhold som er svært feltspesifikke og løsninger vil velges ut fra blant annet kostnad, ressursutnyttelse, gasspris, CO_2-avgift/kvotepris og sikkerhet 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 kapittelet prøvd gitt en oppsummering av områder der det kan oppnås reduksjoner.

5.2 Kombikraftverk med varmegjenvinningsdampgenerator

Et kombikraftverk er en kombinasjon av gassturbiner og dampturbiner. Varmen i eksosgassen fra en konvensjonell gassturbin kan utnyttes til både varmegjenvinning og generering av elektrisk kraft via dampturbin. Denne kombinasjonen kan produsere elektrisitet mer effektivt enn hva en gass turbin eller damp turbin klarer alene.

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. En annen anvendelse er en diesel motor kombikraftverk, hvor varm eksos fra diesel motoren brukes for å generere damp som igjen kan drive en damp turbin. Dette er tilgjengelig teknologi, og er i dag i bruk på feltene Oseberg D, Snorre A og Eldfisk 2/7-E. Disse anleggene er de eneste i offshoresammenheng i verden.



Figur 5.2: Kombinerte kraftanlegg (kilde: gassnova)

5.3 Brenselceller

Det har vært investert i utviklingen av brenselcellebaserte kraftverk. Denne type kraftverk vil i tillegg til å redusere utslipp av CO_2 og NOx også legge til rette for en kostnadseffektiv utskilling og lagring av CO_2. 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.

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.

I forbindelse med PUD-behandling blir det derfor også vurdert om felt i produksjon i nærområdet til utbyggingen kan elektrifiseres.

Fordeler med kraftoverføring fra land omfatter:

- Redusert CO_2-utslipp primært fordi elektrisitet på land vil produseres med høyere virkningsgrad.

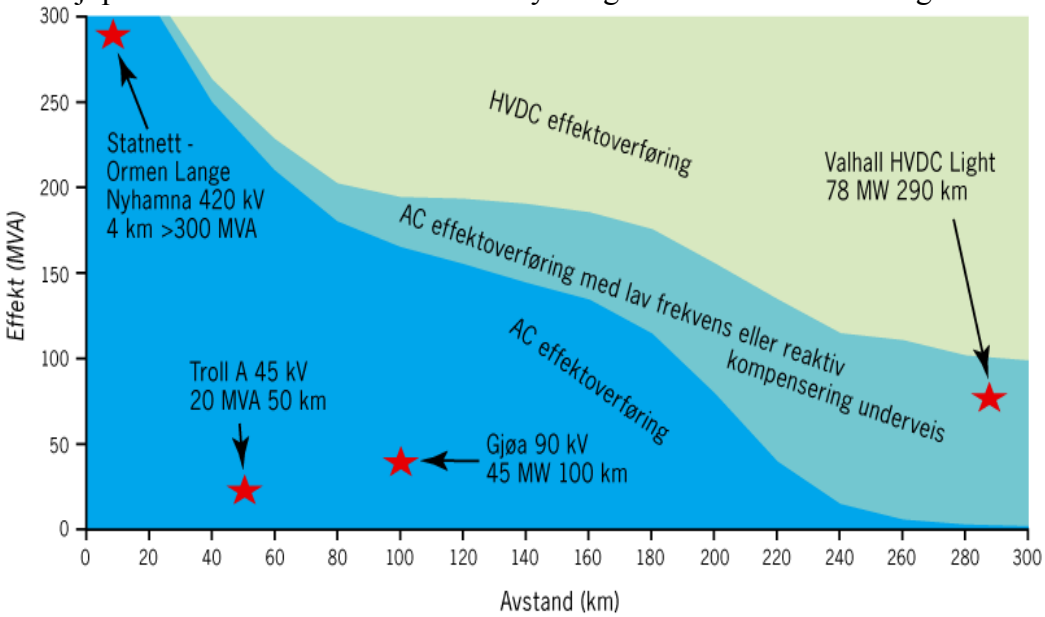
- Redusert sannsynlighet for diesel- og gasslekkasjer på plattformen (gassturbiner er blant de viktigste potensielle tennkilder på plattformen)
- Redusert vedlikeholdsbehov, gassturbiner er roterende maskineri som krever betydelig vedlikehold.
- Forbedret regularitet: Driftstilgjengeligheten for kraftforsyningen 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

Kraftmengde og avstand vil være avgjørende for elektrifiseringsløsningen som velges. Moderate kraftmengder over moderate avstander kan transporteres som vekselstrøm (AC). Vekselstrøm vil normalt kreve en transformator i hver ende av kabelen.

Større kraftmengder over lange avstander fører til store energitap, og vil kreve at strømmen transporteres som likestrøm (DC) hvor energitapet er mye mindre. Likestrøm gjør en likeretterstasjon på land nødvendig, samt en vekselretterstasjon ute på innretningen. Både vekselretterstasjonen og likeretterstasjoner er stort og tungt utstyr som er krevende å finne plass til på eksisterende innretninger. I tillegg til kabelkostnadene og kraftkjøp er disse elementene de mest betydningsfulle ved elektrifisering.



Figur 5.3: Forholdet mellom installert effekt og avstand for valg av energiforsyning (Kilde Kraft fra Land rapport 2007/08OD, SFT, Ptil).

Beregninger fra ulike studier viser at tiltakskostnaden ved å elektrifisere eksisterende innretninger på sokkelen ligger på et nivå betydelig høyere enn dagens CO2 avgift og kvotepris. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak kostnadsnivået, kompleksiteten i ombyggingsprosessene 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. I slike tilfeller kan kostnadene ved elektrifisering potensielt være lavere enn hva beregninger i Klimakur 2020 reflekterer. Generelt vil imidlertid slike muligheter representere spesialtilfeller. Gjennom tett oppfølging av alle lisensene på sokkelen vil OD være i stand til å identifisere disse mulighetene etter hvert som modifikasjonsplaner vurderes/utarbeides. Ved nye utbygginger og større modifikasjonsarbeider vil konsekvensene ved å ta kraft fra land bli vurdert.

Goliat blir den første oljeutbyggingen i Barentshavet. Elektrifisering fra land har hatt en direkte innvirkning på konseptvalget. Goliat innretningen er en sirkulær flytende produksjons-, lagrings- og lasteenhet (FPSO). Ved å benytte en sirkulær FPSO, som ligger fast forankret vil det være enklere å trekke elektrisk kabel om bord. Innretningen er bygget på kjent teknologi selv om den er ny på norsk sokkel. Den har et relativt stort dekksareal, noe som er viktig for å få plass til både prosessanlegg og utstyr knyttet til elektrisitetsomforming.

Tradisjonelle FPSOer (skipsformede) ligger og dreier på været rundt en turret. Det vil si at svivel overføring er nødvendig både for væske, gass og elektrisk kraft. Sviveloverføring av de mengder som det er nødvendig her (60-90 MW) er ikke teknisk kvalifisert per i dag.

Konseptet med overføring av større mengder kraft fra dreieskiven på FPSO-skipet til selve skipet er kommet så langt at den er klar for uttesting. Neste steg for å teste ut teknologien vil være å bygge en prototype. Ledende selskap innen kontruksjon av dreieskivesystemer (turrets) i utlandet og selskapskonstellasjonen SARGAS/Siemens i Norge har hver for seg utviklet teknologi som vil kunne ta høyspent kraft gjennom dreieskivesystemet på skipsformede produksjonsskip. Felles for begge disse teknologiene er at de må kvalifiseres før de tas i bruk. Den norske teknologien skal være klar for uttesting ved Sintef i 2009. Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning
Mellom 20 – 40 % av faklingen skyldes kontinuerlig fakling mens den resterende andelen er knyttet til enkelthendelser for å ivareta sikkerhet og operasjonelle hensyn. Kontinuerlig fakling er de siste årene blitt redusert på enkelte felt som følge av tekniske tiltak som for eksempel bruk av nitrogen som spyle- og dekkgass og forbedrete glykol-regenereringssystem. I tillegg er det utviklet ny teknologi for gjenvinning av fakkelgass.

Ved å gjenvinne gass som kontinuerlig ville gått til fakkel, har det vært mulig å redusere faklingsvolumet opp mot 10 %, i følge enkelte operatører. I tillegg har mange av innretningene med gjenvinning av fakkelgass 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 / Sm^3 gass faklet mot tidligere 12 g NO_X / Sm^3 gass faklet.

5.5 CO_2 fangst og lagring

5.5.1 CO2 fangst

Det har vært forsket mye på konsepter knyttet til CO_2-fangstanlegg til havs. Et eksempel kommer fra Aker Kværner. CO_2-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/9/. Denne optimaliserte aminprosessen er i dag ikke kvalifisert. CO2-fangst offshore er mindre aktuelt nå, det vil bli større konsentrasjon om CO2 fangst onshore.

Et annet eksempel er utviklet av Sevan Marine som et flytende gasskraftverk med CO_2-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.

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.

Disse utbyggingsalternativene illustrerer at gasskraftverk med CO_2-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). CO_2-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.

5.5.2 CO_2 lagring

CO_2 kan injiseres og lagres i ferdig produserte olje- eller gassreservoar, eller i egnede vannfylte reservoarbergarter på sokkelen eller på land. Siden 1996 har det årlig vært lagret en million tonn CO_2 i Utsiraformasjonen i Nordsjøen i forbindelse med prosessering av gassen fra Sleipnerfeltet. Lagring av CO_2 i Utsiraformasjonen er unik, for dette er det eneste anlegget i verden hvor større mengder CO_2 blir lagret i en egnet reservoarbergart under havbunnen.

På Snøhvitfeltet inneholder gassen 5-6 % CO_2, og her blir CO_2 fra gassproduksjonen skilt ut før naturgassen blir kjølt ned til flytende gass (LNG). CO_2-gassen blir transportert i en 153 km lang rørledning fra LNG-anlegget på Melkøya og tilbake til Snøhvitfeltet for injeksjon i en egnet sandsteinsformasjon kalt Tubåen som ligger under gasskappen og 2500 m under havbunnen. Hvert år vil rundt 700 000 tonn CO_2 bli lagra i Tubåenformasjonen på Snøhvitfeltet.

Norge vil i framtiden ha gode muligheter til å lagre CO_2 på grunn av tilgang til store, vannfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utenfor norskekysten. Lagring av CO_2 i ferdigproduserte reservoar er en geologisk god løsning siden strukturen mest sannsynlig er tett, i og med at han har holdt på gass og olje gjennom millioner av år.

Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO_2 kan skje på en sikker og trygg måte. OSPAR-konvensjonen- og Londonprotokollen, som Norge har ratifisert, skal beskytte det marine miljø og bekjempe dumping av avfall og annet forurensende materiale i havet. Innenfor disse internasjonale konvensjonene blir det arbeidet med å etablere et godt internasjonalt regelverk for CO_2-lagring.
For å tillate geologisk lagring av CO_2 offshore måtte begge disse konvensjonene endres. For OSPAR gjenstår ratifisering av foreslåtte endringer i konvensjonen. Fire land har til nå ratifisert forslagene til endring. Ytterligere tre land må ratifisere endringene for at de skal trå i kraft. For å kunne transportere CO_2 for deponering over landegrensene er det behov for endringer i Londonprotokollen. Etter forslag fra Norge vedtok partsmøtet i den internasjonale Londonprotokollen 30. oktober 2009 å åpne for at CO_2 kan eksporteres til andre land for lagring i undersjøiske formasjoner. Protokollen har per i dag 37 parter. De vedtatte endringene vil tre i kraft når 2/3 av protokollens parter har ratifisert disse.

EU Direktivet om geologisk lagring av CO_2 ble vedtatt 23. april 2009. Direktivet setter krav om etablering av en konsesjonsordning som skal sikre at det blir foretatt en omfattende risiko- og konsekvensvurdering av lagringsstedet forut for tillatelse.

5.5.3 Bruk av CO_2 for økt oljeutvinning

Oljedirektoratet har estimert et betydelig teknisk potensial for økt oljeutvinning ved hjelp av CO_2-injeksjon i oljefelt på norsk kontinentalsokkel. Regjeringen har ambisiøse mål for å realisere CO_2-håndtering og skape en verdikjede for transport og injeksjon av CO_2. Dette er krevende målsettinger. Nyere utredninger (blant annet bruk av CO_2 for økt oljeutvinning fra Draugenfeltet) har vist negativ lønnsomhet med dagens forutsetninger om utbyggingskostnader og oljepriser. Studier viser også at det er store mengder CO_2 som trengs for å gjøre CO2 injeksjon lønnsomt. /19/ Det store potensialet, og fokus på

miljøutslipp, gjør at Oljedirektoratet fremdeles vil ha spesiell fokus på bruk av CO_2 til økt oljeutvinning.

5.5.4 Forskningsprosjekter CO_2 fangst og lagring

Forskning og utvikling (FoU) innenfor CO_2-fangst og lagring har hatt stort fokus i Norge de siste årene. Rundt halvparten av FoU midlene som brukes på dette i Norge finansieres gjennom CLIMIT-programmet som administreres av Norges Forskningsråd og Gassnova SF.
Den største andelen går til etterforbrenning (post-combustion), teknologien som hittil har vært nærmest realisering. De totale forpliktelsene for igangsatt norsk FoU innenfor CO_2-fangst er drøye 700 millioner NOK. Et eksempel på et stort norsk industriprosjekt er CCP-prosjektet, som er støttet av flere større norske og internasjonale industri og oljeselskaper. Prosjektet har som mål å bidra til utvikling av ny teknologi som vil gjøre det mulig å fjerne og utnytte CO_2 til kostnader betydelig redusert fra dagens kostnadsnivå /20/.

5.6 Utslippsreduserende 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.

5.6.1 NO_X reduserende tiltak

Det er på norsk sokkel en samlet installert effekt på ca 3000 MW. Av i underkant av 170 turbiner på sokkelen har ca. 34 av disse turbinene lav NO_x-teknologi.

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

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.

5.6.2 Lav NO_X Dual Fuel

Bruk av lav NOx-teknologi på dual fuel turbiner er tilgjengelig teknologi ved driftserfaring fra Alvheimfeltet. 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 NOx-brenner.

5.6.3 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 N_2 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.

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

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

Det har vært gjennomført betydelige utslippsreduksjoner av nmVOC som følge av investeringer i anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere.

5.7.1 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. De resterende utslippene skyldes hovedsakelig kaldventilering og diffuse utslipp på innretningene.

5.7.2 Gjenvinning av nmVOC

Aktiv teknologi

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.

Absorpsjon

VOC kan gjenvinnes ved absorpsjon i trykksatt råolje (8-11 bar). Imidlertid kan utslippene av CO_2 og NOx 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.

Swirl Absorbsjonsanlegg

GBA Marine i Arendal har utviklet en reabsorbsjonsenhet, kalt Swirl Absorber, Reabsorbsjonsenheten gjør det mulig å kontrollere trykket i tankene. DNV godkjente for rederiet Teekay å øke trykket i tankene til 0,25 bar over normaltrykk. Teknikken ble testet på bøyelasteren Navion Hispania. Det førte straks til at VOC-utslippene under lastingen ble redusert med 15-20 prosent. Anlegget har sannsynligvis større virkning mot utslipp under transport.

Adsorpsjon

Hovedprinsippet for et adsorpsjonssystem er å separere hydrokarbonfraksjoner fra eksosgassene. Flere teknologier er kommersielt tilgjengelige. Et adsorpsjonssystem er installert på en Heidrun skytteltanker. Systemet bruker et aktivt kullfilter for a 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. Prisen for et adsorpsjonsanlegg er fra ca 50 mill. NOK.

VOCICs erfaringer siden starten i 2002 med de ulike teknologier som er benyttet for nmVOC utslippsreduksjon er at såkalt aktiv teknologi (absorpsjons- og kondensasjonsanlegg) er kompliserte og driftsmessig og sikkerhetsmessig krevende.

Det er gjennomført en rekke forbedringstiltak for at anleggene skal møte kravet til driftsregularitet (95 %) uten at man har oppnådd en samlet regularitet bedre enn 80-85 %. Regulariteten er faktisk dårligere i 2009 enn 2008, og VOCIC anser det ikke som realistisk å oppnå særlig høyere regularitet, dette også på bakgrunn av at anleggene blir eldre.

Deler av bøyelasteflåten er gammel og vil bli skiftet ut de nærmeste år, og annen teknologi ønskes innfaset.

Passiv teknologi

Det er i de senere år blitt utviklet et såkalt passivt teknologikonsept. KVOC, utviklet av Knutsen OAS, er enkelt og betydelig rimeligere å installere enn aktiv teknologi, og krever ingen driftsmessige tiltak eller kostnader. Operativ sikkerhet er den samme som for skip uten nmVOC utslippsreduksjonstiltak. Passiv teknologi trenger ikke kraft og man unngår utslipp av CO_2 ,NOx og SOx fra kraftgenerering.

KVOC teknologien forhindrer at nmVOC blir avgitt fra oljen under lasting og transport med tankskip i første omgang. Ved bruk av aktiv teknologi, blir derimot nmVOC fjernet etter at den har blitt avgitt fra råoljen.

Sammenlignet med aktiv teknologi vil passiv teknologi med sin enkelthet også medføre langt mindre utslipp knyttet til konstruksjon og installasjon.

Grunnet at KVOC-anleggene ikke oppfyller utslippstillatelsens krav til designfaktor (78%), har VOCIC i desember 2009 søkt SFT om endring i disse kravene, og ønsker å fase ut de aktive anleggene fram til 2013, slik at de kan erstattes med passiv teknologi.

Et annet viktig argument er at Norge grunnet reduksjonen i nmVOC-utslippene offshore, fra 2006 har klart å oppfylle sine forpliktelser i forhold til Gøteborgprotokollen, og fortsatt vil redusere utslippene ytterligere med VOCICs innfasingsplan for passive anlegg.

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 i 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 17 tonn i 2008. Dette gir en reduksjon på 99,6 %. 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. Selv om en stort sett er kommet i mål med hensyn på kjemikalienes miljøegenskaper, vil det fortsatt være forsking og utvikling av nye effektive miljøvennlige kjemikalier i årene som kommer.

Selv om utslipp av borekaks og produsert vann ikke tillates i Barentshavet, med unntak av borekaks fra topphullsboring, vil det likevel etter føre var prinsippet bare brukes miljøvennlige kjemikalier i boring og produksjon. Bare tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn kan gi aksept for bruk av miljøfarlige kjemikalier (rød eller svart kategori). Det skal legges vekt på en helhetsvurdering ved bruk av kjemikalier. Dersom bruk av en mindre mengde av et miljøfarlig stoff (rød kategori) kan gi reduksjoner av andre komponenter og dermed en samlet sett lavere miljørisiko, kan dette vurderes. Oljeindustrien forsker på teknologi som kan redusere bruksvolumet av kjemikalier samt å bedre kunne dokumentere eventuelle langtidseffekter av kjemikaliebruk.

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 effektene av kjemikaliebehandlingen. Det er utviklet distribusjonskabinett for styring og automatisk dosering av injeksjons- og produksjonskjemikalier (Amflow og Sko-flo -ventiler) som gir bedre kjemikaliekontroll.

Det er i dag mulig å designe kjemikaliedoseringsanlegg som justerer doseringen automatisk basert på målinger av kjemikalienes effekt nedstrøms injeksjonspunktet, for eksempel ved bruk av oksygenfjerner, H_2S-fjerner, korrosjonshemmer, emulsjonsbryter og flokkulanter. Dette gir optimal kjemikaliebruk, mindre tilsyn av doseringsrater og utstyr, og til mindre vedlikehold. Teknologien er kommersielt tilgjengelig og installert på flere innretninger i blant annet Nordsjøen og Norskehavet. Men det er foreløpig få innretninger som har utnyttet denne teknologien maksimalt.

6.2.1 Reduksjon ved kilden

I forbindelse med installering, klargjøring og trykktesting av rørledninger benyttes det kjemikalier. Hvilke kjemikalier som skal benyttes vil variere avhengig av rørledningens materiale, lengde, diameter og alder. I områder hvor det er så strenge krav til utslipp som i Barentshavet, vil det være naturlig å planlegge for bruk av korrosjonsbestandige materialer for å unngå bruk av kjemikalier.

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 at 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. Høyverdig materialkvalitet i rørledninger og prosessutstyr kan redusere/eliminere bruk av korrosjonshemmer, og det er utviklet dopfrie gjenger som eliminerer bruk av gjengefett ved casing/tubing operasjoner. Dette ble blant annet brukt ved produksjonsboringen på Snøhvit.

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

7 Utilsiktede utslipp

Mørke, lave temperaturer og ising er en noe større utfordring i Barentshavet enn lengre sør på norsk sokkel. Dette kan føre til utfordringer ved potensiell ising av oljevernutstyr ved lave temperaturer i kombinasjon med sterk vind. I tillegg er kysten i Nord-Norge preget av spredt bosetting, dype fjorder og et stort havområde utenfor. Kombinasjon med kulde og mørke og områdets geografi kan sette begrensninger i forhold til å kunne gjennomføre sikre og effektive oppryddingsaksjoner i strandsonen. Det foregår flere prosjekter for å forbedre både tilgang og utvikling av oljevernutstyr og metoder for beredskapsstrategi.

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 forurensing. 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 forurensing skal oppdages og kartlegges.

Med fjernmåling menes et system som uavhengig av sikt, lys og værforhold kan oppdage lekkasjer fra innretninger og forurensning på havoverflaten samt bestemme forurensningens posisjon, areal og bekjempbarhet. Fjernmåling innebærer datainnsamling og tolking, ikke beregning av prognoser frem i tid. NOFOs beredskapsplanverk har fokus på oppfølging av akutt oljeforurensing når dette er oppdaget og vurdert som bekjempbart.

Fjernmåling kan utføres fra innretning, skip, satellitt, fly eller helikopter. Sensorene kan være aktive (sende ut & motta energi) eller passive (kun motta energi). Målet med NOFOs fjernmåling er å sikre at SKL-Hav, operasjonsledelsen, aksjonsledelsen og andre aktører på land til enhver tid har best mulig oversikt over oljens posisjon, areal og bekjempbarhet uavhengig av sikt- og lysforhold/14/.

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.

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

1. Visuell vurdering av olje på sjø (appearance code) fra skip, innretning, helikopter, heliumfylt ballong eller fly. Dette innebærer også bruk av foto og video.

2. Håndholdt infrarødt kamera
3. Skipsbasert oljedeteksjonsradar (OSD)
4. Radar (SAR – Synthetic aperture radar) om bord i satellitt
5. Radar (SLAR) om bord i innleid fly
6. Infrarødt kamera (FLIR) om bord i innleid fly eller helikopter
7. Infrarødt kamera (FLIR) om bord i heliumfylt ballong (aerostat)
8. Infrarød skanner om bord i innleid fly
9. Ultrafiolett skanner om bord i innleid fly
10. 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.

Act Log er et operativt GIS-verktøy for beslutningsstøtte ved oljeutslipp til sjø og strandsanering. Verktøyet kan gi meget god oversikt over de lokale forhold og prioriteringer av forurenset strandlinje. ActLog inneholder omfattende tilrettelagt og bearbeidede digitale datasett med basis i Sjøkartverket.

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

Teknologier for beredskap og bekjempelse av oljesøl med fokus på kystnære og arktiske strøk, mørketid og lave temperaturer er utredet i oppdateringen av ULBs faglige grunnlagsrapport 7-d Oljevern. Rapporten omhandler både mekanisk opptak og kjemisk dispergering.

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.

Det har skjedd stor fremskritt innenfor vannsøyleovervåkingen i perioden 2002- 2009. Burene med fisk og blåskjell har vært plassert så nært installasjonen at det har vært mulig å se endring i noen av biomarkørene. 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 petroleumsindustrien 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. Resultater

fra overvåkingen førte til forbud mot utslipp av borekaks med oljevedheng > 1 vekt % på norsk sokkel i 1991. Det ble senere til et krav i hele OSPAR-området.

8.1.3 Overvåking av uhellsutslipp

Etter et uhellsutslipp til sjø langs norskekysten vil fjæresonen være en relevant resipient for overvåkning, i tillegg til vannsøylen og sedimentet. Overvåkningsmetodene er i stor grad sammenfallende med den som brukes i den regulære overvåkningen, 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 miljøovervåkning etter store oljesøl er begrenset på norsk sokkel.

8.2 Andre overvåkningsmetoder

8.2.1 SERPENT

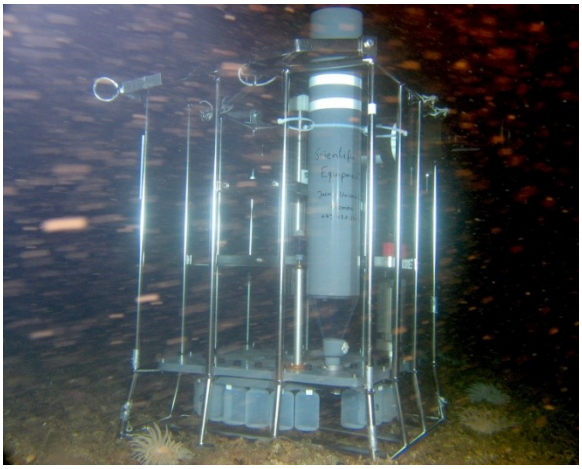
”Scientific & Environmental ROV Partnership using Existing Industrial Technology”, SERPENT, er et internasjonalt prosjekt med samarbeidspartnere i flere land. Hensikten med prosjektet er å bruke ledig ROV tid til å øke kunnskapen om marinbiologi og da særskilt på dypere vann. SERPENT har i samarbeid 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. Prosjektets framtid er til vurdering. Det planlegges en pilot for å implementere resultatene fra prosjektet. Ideen er å gjennomføre miljøovervåking av letebrønner ved hjelp av ROV assistert prøvetaking fra leteriggen. http://www.serpentproject.com/aboutus.php

8.2.2 Effekter av borekaks på koraller

Gjennom prosjektet ”coral risk assessment, monitoring & modelling” (http://www.irccm.org/coramm/CORAMM.htm) 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 (*video mosaicing*)gjør kartleggingen av spesifikke rev bedre. I den siste delaktiviteten forsøker man å koble risikovurderinger med økosystemmodeller. Prosjektet ble initiert i 2006 og avsluttet i 2009. Resultatene viser at korallene er veldig robuste for eksponering av partikler fra boring.

Statoil har foretatt grundige undersøkelser av effektene av borkaks under boring på Morvinfeltet i Norskehavet, hvor det er påvist betydelige korallansamlinger.
De understøtter resultatene fra Coramm prosjektet.
Her er foreløpige konklusjoner:

Sedimentasjon skjer hovedsakelig inntil ca 150 meter nedstrøms og ca 50 meter oppstrøms utslippspunktet. Utover dette er sedimentasjon neglisjerbar. Koraller som ligger 350 – 500 meter nedstrøms utslippspunktet blir eksponert for fine partikler i suspensjon i korte episoder.
Etter topphullsboring av 4 brønner på Morvin viser resultater fra overvåkingen ingen akutte effekter på eksponerte koraller. Ingen endring i adferd kan relateres til partikkeleksponering. Korallene viste ingen stressreaksjoner ved partikkeleksponering. Et omfattende billedmateriale viser ingen indikasjoner på at mest eksponerte koraller har blitt negativt påvirket av kaksutslippet.
Basert på erfaring fra Morvin må transport av topphullskaks til miljømessig optimalt utslippssted på havbunnen være foretrukket løsning i korallområder. Dette forutsetter tidlig kartlegging av miljøforhold og vurdering av plassering av brønnslisser og utslippspunkt.



Figur 8.1: 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

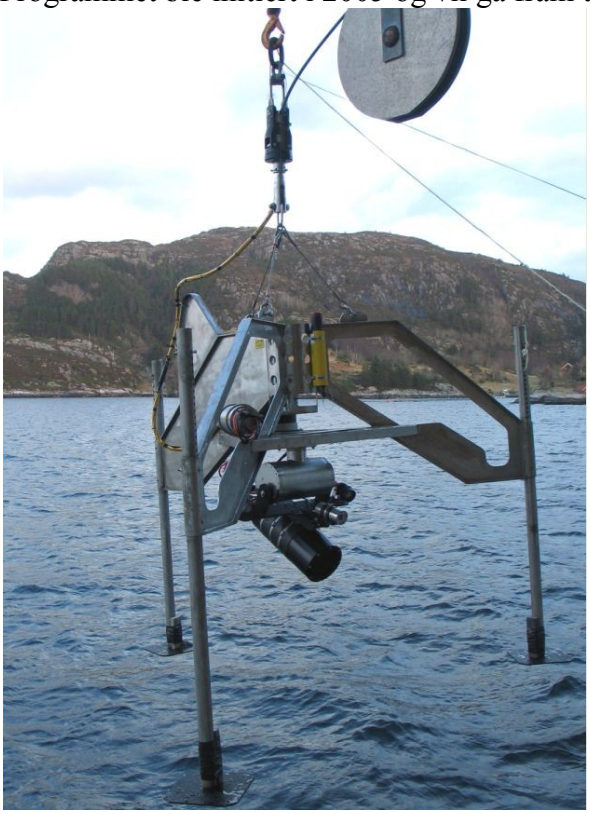
”Hotspot Ecosystem Research on the Margins of European Seas”, (http://www.eu-hermes.net/)HERMES er et delvis EU-finansiert forskningsprogram. Programmet er tverrfaglig og har deltagere fra mer en 60 europeiske institusjoner. Hensikten med HERMES er å utvikle en bedre forståelse av det marine miljø og 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 parametere i det marine miljø fra Lofoten og nordover i Barentshavet. Dette er en viktig teknologi, som muliggjør sanntidsovervåking av aktivitetene. Det er satt i gang 2 prosjekter på norsk sokkel (Nordland VII og Morvinfeltet) og det er planlagt 1 på Peregrinofeltet i Brasil. Statoil og Havforskningsinstituttet er pådrivere for utviklingen av denne teknologien. Morvinprosjektet er avsluttet.

I Nordland VII prosjektet er det samlet inn data siden august 2009. Det gjelder både generelle miljødata (temperatur, salinitet, strøm og turbiditet) og akustiske data for å

følge transport av partikler og biomasse (plankton, fiske-egg/larver etc.) i de nordgående massene. Dette prosjektet vil fortsette.

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 8.2: CAMPOD – mobilt undervannskamera for fotografering av sjøbunnen

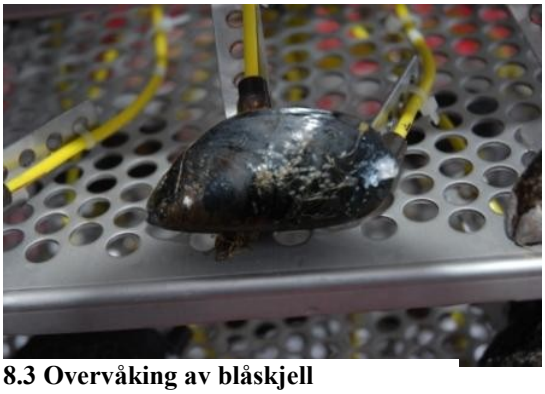
8.2.5 On-line miljøeffekt overvåkning, Biota Guard

Biota Guard systemet er utviklet for kontinuerlige målinger av en rekke fysikalske, kjemiske og biologiske parametere og hvor denne informasjonen kan sendes via f. eks kabel, radio og satellitt til et landbasert ekspert senter for videre analyse, visualisering og rapportering. Systemet er fleksibelt med tanke på hvilke sensorer som skal inkluderes for en gitt applikasjon (leteboring, produksjon, subsea installasjon etc.). I tillegg til egne sensorer tar Biota Guard ekspert Senter inn tredjeparts data fra andre data kilder som er relevant for å kunne styrke miljøeffekt analysen. Dette kan være observerte utslipp, utslippsdata fra produksjonsvann osv. En prototyp av systemet ble testet i 2007 og 2008 inkludert en offshore test i forbindelse med vannsøyleovervåkningen på Ekofisk. Prosjektet gav gode resultater og demonstrerte hvordan miljøeffekt overvåkning kan gjøres i sanntid og hvordan dette kunne visualiseres i operatørens integrerte operasjonsrom (Onshore Operation Center). I 2009 gjennomføres en langtidstest av systemet på oljeraffeneriet på Mongstad. Systemet skal her gjøre miljøovervåkning i fire

måneder med fokus på robusthet og data analyse. Biota Guard skal i perioden 2009 -2012 gjennomføre ett nytt utviklingsprosjekt, Biota Guard Arctic, hvor fokus er integrasjon av systemet mot subsea installasjoner og utvikling av biosensorer som er egnet i nordområdene med dyp ned mot 500 meter. All utvikling og kvalifisering gjøres i samarbeid med oljeindustrien.

De biologiske sensorene i Biota Guard er basert på kontinuerlige målinger av hjerterate og åpning/lukking hos for eksempel 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.

8.4



8.3 Overvåking av blåskjell

8.2.6 Kablede havbunnsobservatorier

Et nettverk av kablede sjøbunnsobservatorier for kontinuerlig å 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 vanligvis er eventuell etterinstallasjon av ny miljøteknologi lettere på land enn offshore på grunn av bedre plasstilgjengelighet og ingen vektbegrensning. Dette gjelder imidlertid ikke for Melkøya anlegget, der hovedprosessdelen ble skipet til Melkøya på lekter. Denne delen er derfor like kompakt og hadde i utgangspunkt de samme vekt- og plassbegrensningene som et offshore anlegg. 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 9.1: Melkøyaanlegget – LNG for Snøhvit feltet (kilde: Statoil)

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.

I Barentshavet finnes det i dag kun ett landanlegg, Melkøya LNG anlegg. Anlegget har gjennomført følgende tiltak for å redusere utslipp til luft og til sjø:

- Konvensjonelle kapasitive lekkasjesensorer på brønnhodene.
- 2 trinns behandling av produsert vann (mekanisk og biologisk renseanlegg)
- Energioptimalisering i prosessen
- Turbiner med lav NO_X -teknologi
- Null faklingsdesign i normal drift. Mange strømmer som normalt går i fakkel gjør ikke det på Melkøya. Det er skrevet egen rapport som peker på faklingsreduserende tiltak på Melkøya. Denne ble levert SFT i september 09. Rapporten inneholder både operasjonelle og tekniske tiltak.
- Nitrogen-purge i fakkel i stedet for metan. Nitrogen produseres på Melkøya som går inn i fakkelsystemet.

Statoil vurderte i forbindelse med plan for utbygging og drift for Melkøya anlegget rensing og reinjeksjon av CO_2 fra gassturbiners røykgass, men fant det ikke kostnadsmessig akseptabelt. I 2009 ble Statoil pålagt av SFT å vurdere tekniske, økonomiske og praktiske muligheter for framtidig håndtering av CO_2 fra Melkøya anlegget. Arbeidsomfanget er nå utvidet til også å omfatte energi fra andre typer energikilder, også med hensyn på senere utbyggingsplaner. Utredningen skal gjennomføres innen 30.6.2010

9.1 Utslippsreduserende tiltak knyttet til utslipp til sjø fra landanlegg

Vannrenseteknologi for landanlegg kan være en tre trinns renseløsning. Et eksempel på et slikt renseanlegg er Ormen Lange Landanlegget 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))
Kombinasjonen av rensetrinn vil være forskjellig fra et oljeraffineri og gassprosesserings-/gassbehandlingsanlegg. Felles for begge er det biologiske rensetrinnet.

9.1.1 Biologisk rensing

Biologisk rensing er en kommersiell renseteknologi som blir benyttet for å fjerne lettnedbrytbare organiske komponenter i utslippsvann. En biologisk prosess må arbeidekontinuerlig, 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 cellemasse og CO_2. Overskudd av cellemasse 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 CO_2).

Biologiske renseanlegg er vanlig ved oljeraffinerier og gassbehandlings-/gassprosesseringsanlegg. Slike anlegg er bl.a. installert på Kollsnes, Nyhamna og

Melkøya LNG i Hammerfest. 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 ºC 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 estimater for utstyrs- og driftsberegninger.

9.2 Utslippsreduserende tiltak knyttet til utslipp til luft fra landanlegg

Produksjon av kraft vil være det vesenligste bidrag til CO_2 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 CO_2 fra energiproduksjon og fakling er kvotepliktige.

9.2.1 CO_2 fjerning ved hjelp av røykgass-separasjon

Teknologien baseres på at det i et absorpsjonstårn absorberes CO_2 fra eksosen og inn i en vandig aminløsning (strengt tatt skal det hete alkanolaminløsning). Eksempel er monoetanolamin, MEA, løst i vann. CO_2 separeres (desorberes) fra amin- løsningen ved oppvarming i en desorber, også kalt stripper eller strippetårn. Desorbert CO_2 må deretter komprimeres og tørkes før den i de fleste tilfellene i væskeform kan deponeres ved injeksjon i et egnet reservoar eller benyttes som trykkstøtte for økt oljeutvinning i et reservoar. Regenerert amin benyttes for absorpsjon av ny CO_2 i en lukket prosess./16/

Prosessen er meget energikrevende, og det kreves derfor store gassmengder for å levere den nødvendige energien. Denne prosessen for rensing av avgassen reduserer CO_2 i utslippet med 85 %.

9.2.2 Aker Maritimes HiOx prosess

Prinsippet bak denne teknologien er at rent oksygen tilsettes forbrenningen i stedet for luft.
Det dannes da ren vanndamp og CO_2, noe som medfører en enklere CO_2 separasjon. 90 % av CO_2 resirkuleres og brukes i stedet for nitrogen som kjølemiddel i prosessen. Det må produseres rent oksygen (luftgassfabrikk) for å holde dette i gang. Dette gir mulighet for videre salgbar nitrogen som biprodukt.

Energiforbruket tilknyttet renseprosessen representerer en økning på ca 20 % i forhold til anlegget øvrige behov. Dette betyr et høyere gassforbruk og større mengder eksosgass for rensing. Teknologien markedsføres med en rensegrad på 100 %. Teknologien besørger også generelt at det ikke slippes ut nitrøse gasser. Teknologien finnes tilgjengelig for dampkjeler og lignende, men er ikke utviklet for gassturbiner. /16/

9.2.3 NOx reduksjon

Pr. i dag er Lav NOx brennere standard teknologi for gassturbiner. Denne teknologien gir et utslipp på maksimalt 25 ppm. NOx i eksosgassen. Det finnes to kommersielt tilgjengelige teknologier for ytterligere NOx-reduserende tiltak helt ned til 5 ppm., SCR (Selective Catalytic Reduction), og SCONOx, SCR er beskrevet i kapittel 5.7.3.

10 Håndtering av ballastvann fra skip

Norske myndigheter har nå vedtatt IMOs forslag til nye krav for rensing av ballastvann fra skip. Dette betyr at eksisterende og nye skip må ha installert teknologi for rensing av ballastvann innen 2016. (Ulike krav avhengig av hvor de ferdes og hvor langt fra kysten de er)
Snøhvit har siden oppstarten skiftet ut ballastvann i åpen sjø (95% rensing).
Det er i dag kvalifisert renseteknologi som kan rense ballastvannet til over 99%.
Denne teknologien dreper de uønskede fremmede mikroorganismene som måtte følge ballastvannet fra andre deler av verden. Nye skip som bygges har begynt å ta i bruk den nye renseteknologien.

11 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.

11.1 Eksisterende teknologi

Innretninger som er fjernet fra norsk sokkel er i stor grad undervannsinnretninger, men også bunnfaste stålinnretninger, dekksanlegg på stålinnretning, flammetårn, 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.

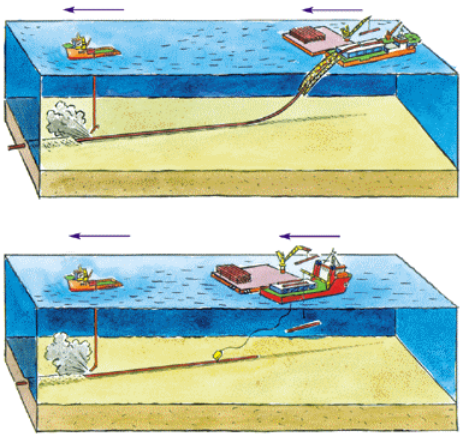
Bunnfaste stålinnretninger og undervannsinnretninger
Modulene og/eller dekksanlegget har blitt løftet av i ett eller flere løft med konvensjonell løfteteknologi. De har blitt satt ned på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og blitt fraktet til land. Understellet har blitt frigjort fra havbunnen 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.

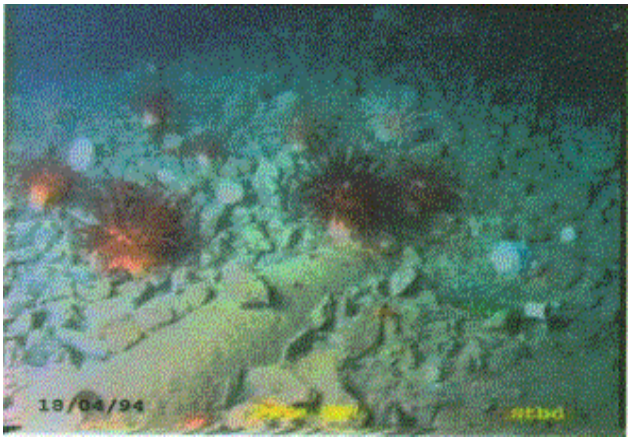
11.1 Fjerningsoperasjon

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 dekksanlegget 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 11.2: Ved fjerning av rørledninger vil reverserte leggemetoder normalt benyttes (kilde: www.conocophillips.com)



Figur 11.3: 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 overvåkning av utviklingen av innretningens tilstand.

11.2 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 er 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 og Barentshavet hovedsakelig vil være av typen flytende installasjoner og undervannsinnretninger. 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 og Barentshavet i henhold til nasjonalt og internasjonalt regelverk.

Løfteteknologi for bunnfaste stålinnretninger
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 stålinnretninger. 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 11.4: Utvikling av ny fjerningsteknologi, oppdriftstanker som festes til stålunderstell 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.

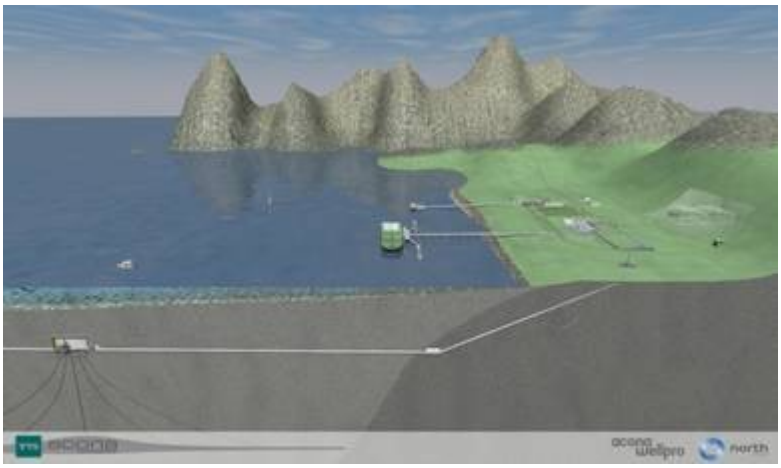
12 Fremtidig utvikling

12.1 Alternative utbyggingsløsninger

Tunnel of LoVe

North Energy har i samarbeid med Acona Wellpro gjennomført en studie som har videreutviklet Aconas grunnkonsept som baserer seg på å bore tunneler under havbunnen og gjennomføre all boring fra tunnelanlegget. Prosjektet beskriver en utbyggingsløsning med landbasert prosessanlegg, tre parallelle tunnelløp under sjøbunnen 30 km ut fra land, to fjellhaller for lete- og produksjonsboring samt avskipningshavn for olje. Studien har vist at tunnelkonseptet er et alternativ til konvensjonelle utbyggingsløsninger, - med hensyn til HMS, teknisk sikkerhet, gjennomføring og totale kostnader. Tunnelkonseptet eliminerer mulighet for utslipp til sjø under borefasene, samt konvensjonelle risikobidrag som helikopterulykker, kald klimaproblematikk/is og uhell under maritime feltoperasjoner.

Muligheter for økt produksjon på 10-15 % som følge av tørre brønnhoder gir konseptet et løft i forhold til konvensjonelle utbyggingsløsninger. Det er forutsatt minimalt konfliktpotensial i forhold til andre marine næringer. All maritim trafikk vil bli omgitt av oljeindustriens skjerpede sikkerhets- og beredskapsrutiner. Konseptet er i all hovedsak basert på kjent teknologi og norsk kjernekompetanse. I følge North Energy viser studien at konseptet oppfyller norsk offshore regelverk. Tunnelkonseptet, også døpt ”Eureka”, kan være en mulig utbyggingsløsning for kystnære strøk. Hvis man først behersker gjennomføringsmetodikken, er det North Energy’s påstand at tunnelene kan gjøres betydelig lengre.



12.1 Konseptskisse Tunnel of LoVe

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

/15/ KU Goliat 2009, Eni Norge

/16/ Hammerfest LNG – Energianlegg - Konsekvensutredning 2002, Statoil

/17/Miljøteknologirapporten for Norskehavet, OD 2008

/18/ OLF miljørapport 2009, OLF

/19/ OD (2005): CO2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – en mulighetsstudie.

/20/http://www.co2captureproject.com/

Vedlegg 1

Oversikt over nasjonale miljømål

Nedenfor følger en oversikt over konkrete mål i internasjonale miljøavtaler og konvensjoner (vedlegg til RKU Nordsjøen), Datakilder: OLF miljørapport 2009 og Miljøteknologirapporten for Norskehavet 2008.

Parameter	Miljømål/avtale og status
nmVOC	*Gøteborg-protokollen:* I 2010 kan Norge maksimalt slippe ut 195.000 tonn flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Det samlede norske utslippet av nmVOC i 2008 var ifølge SSB 170 660 tonn. I perioden 2001-2009 er nmVOC utslippene fra sokkelen redusert med 80 %.
CO_2	*Kyoto-protokollen:* De gjennomsnittlige utslippene i perioden 2008- 2012 skal ikke være mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990. Samlet utslipp av CO2 -ekvivalenter fra norsk sokkel var 14,2 millioner tonn i 2008. Sammenlignet med 2007 var dette en økning på 0,4 millioner tonn. Dette skyldes delvis oppstart av to nye felt, men også beregningen av CO2 fra fakkel som i 2008 gir et kunstig høyt utslipp. Det samlede forbruket av fakkelgass fra alle operasjonene viser en nedgang på 13 prosent i 2008 sammenlignet med 2007.
CH_4	*Kyoto-protokollen:* CH_4 omregnes til CO_2-ekvivaienter og inngår i totalregnskapet for klimagasser[(1)].
NOx	*Gøteborg-protokollen:* 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). Det samlede norske utslippet av NOx i 2008 var ifølge SSB 179 000 tonn, en nedgang på 8 prosent fra 2007. Av dette sto olje- og gassindustrien for 28,2 prosent, noe som er på samme nivå som tidligere år. Miljøavtalen om NOx mellom 14 næringsorganisasjoner og Miljøverndepartementet trådte i kraft 1. januar 2008. Avtalen regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NOx -utslipp.
SO_2	*Gøteborg-protokollen:* 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	*OSPAR:* 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	*OSPAR:* 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.