

Miljøteknologi

Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumsindustrien på norsk sokkel



Foto: Øyvind Hagen/Statoil



OLJEDIREKTORATET

September 2011

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	4
1 INNLEDNING	7
1.1 PETROLEUMSAKTIVITET I NORDSJØEN	8
2 LETETEKNOLOGI	9
2.1 SEISMIKK	9
2.2 ELEKTROMAGNETISKE UNDERSØKELSER	10
2.3 BADGER TEKNOLOGI	10
3 BORING OG BRØNNOPERASJONER	12
3.1 BORETEKNOLOGI	12
3.1.1 Tynnhulls boring	12
3.1.2 Redusert antall hullseksjoner	12
3.1.3 "Monobore" brønn design	12
3.1.4 "Batch" drilling	13
3.1.5 Retnings boring	13
3.1.6 Flergrens boring	13
3.1.7 Boring og komplettering gjennom eksisterende brønner (TTRD)	14
3.2 BRØNNTESTING	14
3.2.1 Mer optimal forbrenning	15
3.2.2 Nedihullstesting	15
3.2.3 Nedihullsproduksjon og injeksjon	16
3.2.4 Tynnhullstesting	16
3.2.5 Kveilerørstesting (Coil Tubing Testing)	16
3.2.6 Oppsamling	17
3.2.7 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget	17
3.3 TOPPHULLSTEKNOLOGI	17
3.3.1 Boring med sjøvann	17
3.3.2 Pæling av lederør/forankringsrør	18
3.3.3 Ny brønnfundamentteknologi	18
3.3.4 Bruk av havbunnpumper og transport av borekaks på havbunnen	19
3.3.5 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnpumper	19
3.4 TEKNOLOGIER MED FREMTIDIG POTENSIALE	21
3.4.1 Seabed Rig	21
3.5 BOREAVFALL	21
3.5.1 Håndtering av borekaks med vedheng av oljebasert borevæske	21
3.5.2 Transport av borekaks	22
3.5.3 Gjenbruk av vannholdig borekaks	22
3.5.4 Reinjeksjon av borekaks	23
3.5.5 Vannbaserte borevæsker	24
3.5.6 Alternative borevæsker	24
3.5.7 Oljebaserte borevæsker	24
3.5.8 Gjenbruk av oljebaserte borevæsker	24
3.6 FOREBYGGING AV OPERASJONELLE UTSLIPP VED BORING	25
3.6.1 Databaserte hjelpesystemer	26
3.7 FORBEDRET BORETEKNOLOGI SOM HAR REDUSERT RISIKO FOR UTBLÅSING	26
4 PRODUKSJON	28

4.1	PRODUSERT VANN	28
4.2	HÅNDTERING AV PRODUSERT VANN	28
4.3	VANNAVSTENGNING	30
4.4	NEDIHULLSSEPARASJON	30
4.5	HAVBUNNSSEPARASJON	31
4.6	RENSING AV PRODUSERT VANN	32
4.6.1	<i>Hydrosykloner</i>	33
4.6.2	<i>Kompakt flotasjon (CFU)</i>	34
4.6.3	<i>C'Tour</i>	34
4.6.4	<i>MPPE</i>	35
4.6.5	<i>Dråpevektsteknologier</i>	36
4.6.6	<i>Andre vannbehandlingsteknologier</i>	36
4.6.7	<i>Teknologi for fjerning av radioaktive stoffer fra produsert vann</i>	36
4.7	INJEKSJON AV PRODUSERT VANN	37
5	UTSLIPP TIL LUFT	39
5.1	ENERGILEDELSE	40
5.1.1	<i>Design av feltutbygginger og prosessanlegg</i>	40
5.1.2	<i>Optimal gasstransport</i>	41
5.2	KOMBIKRAFTVERK MED VARMEGJENVINNINGSDAMPGENERATOR	41
5.3	BRENSELCELLER	42
5.4	ELEKTRIFISERING	42
5.4.1	<i>Kraft fra land</i>	42
5.5	SLUKKET FAKKEL/FAKKELGASSGJENVINNING	45
5.6	HAVBUNNSVANNINJEKSJON OG BEHANDLING (SWIT)	45
5.7	HAVBUNNSKOMPRESJON	46
5.8	CO ₂ FANGST OG LAGRING	48
5.8.1	<i>CO₂ fangst</i>	48
5.8.2	<i>CO₂ lagring</i>	48
5.8.3	<i>Bruk av CO₂ for økt oljeutvinning</i>	50
5.8.4	<i>Forskningsprosjekter CO₂ fangst og lagring</i>	50
5.9	UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK FRA TURBINER OG MOTORER	50
5.9.1	<i>NO_x reduserende tiltak</i>	50
5.9.2	<i>Lav NO_x Dual Fuel</i>	51
5.9.3	<i>Katalytisk rensing (SCR)</i>	51
5.10	FJERNING OG GJENVINNING AV OLJEDAMP (VOC) FRA LASTING OG LAGRING	52
5.10.1	<i>VOC Industrisamarbeid</i>	53
5.10.2	<i>Reduksjon av nmVOC utslipp ved lasting av råolje til skytteltankere</i>	53
6	KJEMIKALIEBRUK	56
6.1	NULLUTSLIPPSMÅLSETNINGEN	56
6.1.1	<i>Substitusjon av miljøfarlige kjemikalier</i>	56
6.2	EFFEKTIVISERING AV KJEMIKALIEBRUK	56
6.2.1	<i>Reduksjon ved kilden</i>	57
7	UTILSIKTEDE UTSLIPP	58
7.1	DETEKSJON AV AKUTT FORURENSNING	58
8	MILJØOVERVÅKING AV UTSLIPP TIL SJØ	64
8.1	INNLEDNING	64
8.1.1	<i>Overvåking av vannsøylen</i>	64
8.1.2	<i>Miljøovervåking av bunnhabitater (sedimenter og bunnfauna)</i>	64
8.1.3	<i>Overvåking av uhellsutslipp</i>	65

8.2	ANDRE OVERVÅKNINGSMETODER	65
8.2.1	<i>SERPENT</i>	65
8.2.2	<i>Effekter av borekaks på koraller</i>	65
8.2.3	<i>HERMES</i>	66
8.2.4	<i>Mareano - Kartlegging av sjøbunn</i>	67
8.2.5	<i>On-line miljøeffekt overvåkning, Biota Guard</i>	67
8.2.6	<i>Kablede havbunnsobservatorier</i>	68
9	UTSLIPP FRA LANDANLEGG	69
9.1	UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK - UTSLIPP TIL LUFT FRA LANDANLEGG.....	69
9.1.1	<i>CO₂ - Renseteknologi</i>	69
9.1.2	<i>NOx reduksjon</i>	72
9.2	UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK - UTSLIPP TIL SJØ FRA LANDANLEGG	72
9.2.1	<i>Biologisk rensing</i>	72
9.2.2	<i>MPPE</i>	73
9.2.3	<i>LSP- reaktor for redusert slamproduksjon</i>	73
9.2.4	<i>Våtoksidasjon</i>	73
9.2.5	<i>Adsorpsjon</i>	73
10	HÅNDTERING AV BALLASTVANN FRA SKIP	74
11	DISPONERING AV INNRETNINGER	74
11.1	EKSISTERENDE TEKNOLOGI.....	74
11.2	NY TEKNOLOGI	78
	OVERSIKT OVER NASJONALE MILJØMÅL	84

Sammendrag

Hensikten med denne rapporten er å gi en oversikt over dagens status innen miljøteknologi som kan være til hjelp for å forebygge og redusere/unngå miljøforurensing. Rapporten er en underlagsrapport til forvaltningsplan for Nordsjøen. Rapporten er utarbeidet basert på Oljedirektoratets kunnskap og med gode innspill fra Petroleumsstilsynet, 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

Forventet utvikling innen leteteknologi gjør at en trenger å bore færre brønner enn før. Elektromagnetisk stråling kan skille mellom vann og olje- eller gassmetning i reservoarene, noe som vil redusere sannsynligheten for å bore tørre brønner.

Boring og brønnoperasjoner

Den viktigste utviklingen innen boreteknologi i forhold til miljø har vært 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. Teknologiuutviklingen har medført et høyere antall reservoarmeter per brønn, noe som gir økt utvinning av olje og gass med færre brønner.

Tynnhulls-boring 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 henviser til hvilken metode som har minst miljøpåvirkning.

Produsert vann

Dagens krav fra myndighetene er null miljøskadelige utslipp ved normal drift i forvaltningsplanområdet. Det produserte vannet kan derfor bare slippes til sjø etter at utslippstillatelse er innhentet fra myndighetene. Alternativt kan vannet injiseres som trykkstøtte eller til deponireservoar. Hvilken type produsert vann behandlingsteknologi som skal anvendes i hvert enkelt tilfelle vil derfor vedtas for det enkelte felt på basis av miljørisikovurderinger.

Det finnes flere metoder for å forhindre utslipp av produsert vann. Kjemisk eller fysisk vannavstegning nede i produksjonsbrønnen er en metode det er arbeidet mye med, men

for kjemisk avstegning er det problemer med å finne kjemikalier som tilfredsstiller dagens miljøkrav. Havbunnseparasjon med injeksjon av det produserte vannet har høyt potensiale på egnede felt, og forventes tatt i bruk på flere utbygginger i fremtiden. Dette vil også redusere energibehovet og dermed utslippene til luft av bl.a. CO₂ og NO_x. Nedihullsseparasjon er ikke utprøvd på norsk sokkel enda, men er en teknologi med stort potensiale.

Utslipp til luft

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

- Turbinteknologi: Lav NO_x Single og Dual Fuel
- Katalytisk rensing (SCR)
- Energieffektivitet og energiledelse
- Reduksjon av VOC utslipp
- Kraft fra land (elektrifisering av innretninger)
- Slukket fakkel/fakkelgassgjenvinning
- CO₂ fangst og lagring
- Havbunnsvannbehandling (SWIT), separasjon og injeksjon

CO₂ fangst og lagring

Norge vil i framtiden ha gode muligheter til å lagre CO₂ på grunn av tilgang til store, vannfylte reservoar og ferdigproduserte olje- eller gassreservoar utenfor norskekysten. Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på en sikker og trygg måte. EU Direktivet om geologisk lagring av CO₂ 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 forskning 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 oljelekkasjen på Draugen 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 tilkoping mot andre virksomheter. Landanlegg gir mulighet for å installere biologisk renseanlegg som kan ta hånd om miljøskadelige komponenter fra produsert vann. Anlegg for CO₂ rensing er også mer aktuelt for landanlegg enn offshore.

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.

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. Utvikling av slik teknologi er svært tidkrevende, og vanskelig å teste ut i stor skala.

Det kan forventes at også fremtidige utbygginger i Nordsjøen vil være både brønnhodeplattformer, flytende innretninger og havbunnsinstallasjoner.

Fjerningsteknologi for disse finnes tilgjengelig. Også for eventuell nedgrøfting og fjerning av rørledninger finnes teknologi i dag. En viktig utfordring er disponering etter at felt med store betongunderstell er avsluttet. Hittil er slike betongunderstell hvor produksjonen er avsluttet blitt stående på havbunnen etter at overbygg er blitt fjernet. Eksempler er Ekofisktanken og Frigg (TCP” på norsk side og TP1, CDP1 og rørledningsplattformen MCP-01 på britisk side).

1 Innledning

Det skal utarbeides en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak. Regjeringen signaliserte i St.meld. nr. 8 (2005-2006) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan) at denne vil danne utgangspunkt for arbeidet med helhetlige forvaltningsplaner for andre norske havområder. Stortinget har gjennom behandlingen av forvaltningsplanen gitt sin tilslutning til utarbeiding av helhetlige forvaltningsplaner for de andre havområdene. Det er et nasjonalt mål at det skal utarbeides helhetlige og økosystembaserte forvaltningsplaner for alle norske havområder innen 2015, jf. St.meld. nr. 26 (2006—2007) Regjeringens miljøpolitikk og rikets miljøtilstand.

Regjeringen har i sin politiske plattform (*Soria Moria II*) sagt at den vil "ta sikte på å legge fram en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen" i inneværende stortingsperiode, det vil si innen våren 2013.

Som en del av utarbeidelsen skal ulike grunnlagsrapporter om konsekvenser av petroleumsvirksomheten i forvaltningsplanområdet utarbeides.

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. Miljøteknologirapporten ble første gang utarbeidet i forbindelse med forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten, og er siden blitt jevnlig oppdatert i forbindelse med utarbeidelse og oppdatering av de andre forvaltningsplanene. Rapporten tar for seg ulike miljøteknologier som er implementert for å redusere utslipp til sjø og/eller luft, som er under utvikling eller i utprøvningsfasen, 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 Petroleurstilsynet, Statens forurensningstilsyn og ressurspersoner i oljeselskapene.

1.1 **Petroleumsaktivitet i Nordsjøen**

Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak skal geografisk dekke områdene utenfor grunnlinjen under norsk jurisdiksjon til 62°N.

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. Konkrete miljøteknologier som er under utvikling gjennom disse forskningsprogrammene presenteres nærmere i foreliggende rapport. For utdypende informasjon om innhold, tidsperiode og evt. investeringer om prosjekter innenfor disse programmene vises det til forskningsprogrammernes hjemmesider. I tillegg til disse forskningsprogrammene pågår det også mye forskning i regi av industrien.

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

Program	Hensikt
"Environmental Technology for the future" - www.og21.org	Dette er et OG21 initiativ som skal bidra til at virksomheten på norsk sokkel kan drives med minimale miljøkonsekvenser samtidig som man oppnår en maksimal ressursutnyttelse og verdiskapning innen norsk olje- og gassvirksomhet.
Petromaks - www.petromaks.no	Har gående aktiviteter bl.a. på miljøovervåkningssystem for 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 marinseismiske 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 kablen 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 med hydrofoner slept etter seismikkfartøyet, mens det ved 3D-seismikk slepes flere parallelle kabler. Dette gjør det mulig å redusere antall båt-kilometer og derved også redusere utslipp til luft, samt dekke et mye større område raskere og billigere. Den økte linjetettheten medfører at 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.

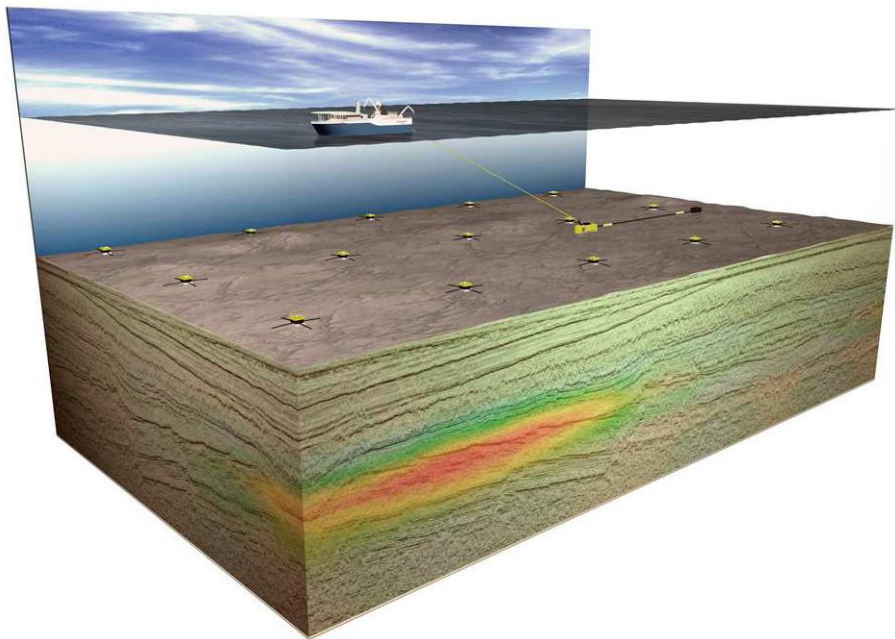
Det foregår seismisk innsamling i alle faser av petroleumsvirksomheten. Før et område åpnes for kommersiell letevirksomhet, blir det foretatt seismiske undersøkelser i myndighetenes regi. Når et område blir åpnet for olje og gassvirksomhet er det vanlig at industrien foretar egne innsamlinger. Det er 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.

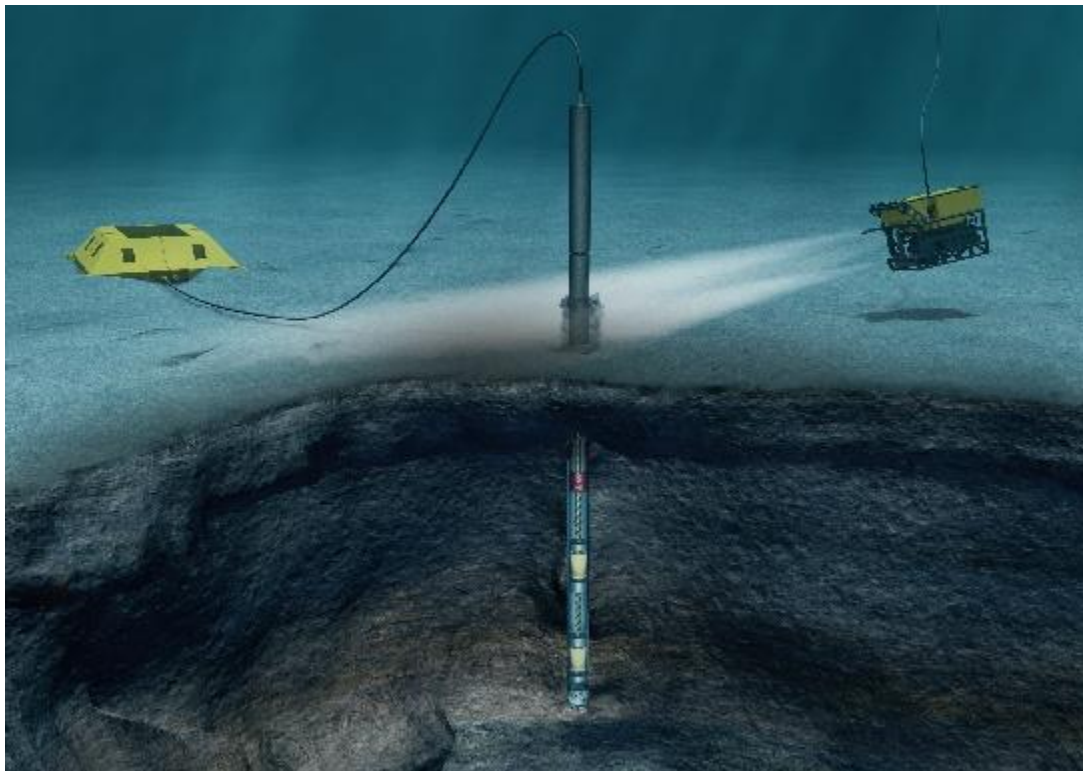


Figur 2.1: Prinsippskisse elektromagnetiske undersøkelser (kilde: DNV)

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 føringsrør 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](http://www.bxpl.com) fungerer som en borestreng som på egen hånd 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 korrigerende av verktøyet har pågått i 2010. Andre milepæl ble godkjent av styringsgruppa for prosjektet høsten 2010. Milepælen besto av en fullskala verifisering av konseptet ved at verktøyet i en selvstendig operasjon boret i sandsteinsformasjoner. I operasjonen ble borekakset transportert, separert og komprimert til en solid plugg bak utstyret. Det er planlagt 2 nye tester som skal utføres i første halvår av 2011 i regi av prosjektet.

3 Boring og brønnoperasjoner

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

3.1 Boreteknologi

3.1.1 Tynnhullsborings

Tynnhullsborings innebærer å bore brønner med tynnere tverrsnitt i alle brønnseksjoner noe som er med på å redusere boreavfall og energiforbruk. Mengden borevæske, sement og kaks kan reduseres betraktelig, opptil 70 % for enkelte brønner. Denne teknologien krever tilrettelegging på riggene og spesiell oppmerksomhet vedrørende transport av borekaks, brønnsparkeplan 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 produksjonsskemikalier.

Dagens letebrønner gjennomføres ofte som en form for tynnhullsborings (slim hole design). Her blir det brukt 13 3/8" foringsrør fra overflaten, 9 5/8" liner som produksjonsforingsrør og 8 1/2" i reservoarseksjon. Nye boremetoder og bruk av ekspanderende foringsrør kan gi muligheter til å anvende tynnhullsborings mer i fremtiden (se monobore brønnedesign).

3.1.2 Redusert antall hullseksjoner

Ved å erstatte for eksempel en 26" seksjon med en lengre 17 1/2" vil brønnediameter i en del av brønnen reduseres og dermed også utboret kaksmengde. Det er også boret brønner hvor 26" seksjonen er erstattet med 12 1/2" 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 miljøfølsomme områder for å redusere mengden av utboret kaks og gi enklere logistikk.

3.1.3 "Monobore" brønnedesign

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

”Monobore”-brønner er spesielt egnet for brønner som bores på dypt vann der det er behov for mange foringsrør for å nå reservoaret. Metoden er ikke benyttet på norsk sokkel pr dato, men internasjonalt er dette gjort flere steder, blant annet i Mexico-gulven 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 fordelene med denne boremetoden er at den gjennom en ”samlebånds boring” gir en resirkuleringseffekt av borevæsken direkte på innretningen og sparer tid ved at operasjonen kan effektiviseres. Opprenskningsarbeid etter bruk av de ulike 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 metoden 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 fordelene 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 (through tubing rotary drilling) er boring og komplettering gjennom eksisterende brønner (gjenbruk). 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 har også blitt gjort av Statoil på Nornefeltet hvor den dynamisk posisjonerte (DP)-riggen Stena Don har boret en TTRD-flergrensbrønn. Både sidesteget og moderbrønnen produserer gjennom eksisterende brønnhode og ventiltre.

FMC Technologies ble i 2010 tildelt Oljedirektoratets pris for økt oljeutvinning, IOR-prisen, for sitt langsiktige arbeid med teknologi for å øke oljeutvinningen fra undervannsbrønner. Her inngår også TTRD-teknologien.

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 brennerbom 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 brennerbommen, 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. Teknologien er under utvikling, men er tilgjengelig i dag i tidlig fase av et felt. Grunnet store utfordringer med utviklingen av denne teknologiske metoden er det usikkert 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:

Formasjonstesteverktøy kjørt på kabel eller borestreng (Wireline Formation Tester)

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

Ulemper med teknologien er at den bare tester strømningssegenskaper 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 innstrømming 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 sammenliknet 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.

Kombinert nedihullstesting

Schlumberger har utviklet et testsystem som kombinerer 4 ulike teknologier, kalt "Quartet system" <http://www.slb.com/Quartet>

Med denne teknologien kan man utføre 4 ulike operasjoner i et løp, noe som sparer riggtid og utslipp.

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. 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 tynnhullsboet. 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 brønnstest. 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 påtreffes 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 Sm³/d olje og 1 500 000 Sm³ /d gass. Gassen vil imidlertid bli faklet.

Oppsamling av råolje og bruk av produsert fluid offshore omfatter oppsamling på riggen og installasjon av et brenselssystem (kalt Multi-Fuel Rig Engines) for bruk av råoljen. Den produserte oljen tenkes brukt som brensel i en 10-20 % blanding med diesel. Tiltaket vil kreve installasjon av nye motorer, som vil være 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 tynnhullsborings kan en bruke en tynnere teststreng og dermed redusere både tidsforbruk og fluidvolum til overflaten. Det samme gjelder ved bruk av "coiled tubing".

3.2.7 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget

Ut over teknologiene som er listet tidligere i kapittelet vil det under produksjonsboring være mulig å tilbakeprodusere til plattformen ved brønnpopprensning/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.

Shell har (2010) vist på Ormen lange at væsker fra brønnpopprensning kan produseres til landanlegget på Nyhamna med reduserte utslipp til luft og vann.

3.3 *Topp hullsteknologi*

Det finnes flere metoder som kan være aktuelle å vurdere i forbindelse med boring av topphull. Disse metodene er nevnt i de følgende avsnitt.

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 bentonittpilller (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 vanddyb 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.

3.3.3 Ny brønnfundamentteknologi

Selskapet NeoDrill har utviklet et nytt brønnfundament som har fått navnet CAN (Conductor Anchor Node). CAN er en stor sylinder med åpning i enden og et innerrør for å styre åpningsrøret (conductor). Diameter på boksen og lengde på skjørtene avgjøres ut fra bunnforhold. CAN settes kontrollert ned der hullet skal bores med hiv kompensert kran. Egenvekten sørger for at "kanna" synker ned i bunnen. Vannet inni CAN'en pumpes ut og kanna suges fast. Det gir et solid fundament som tåler de store BOP-ene som kan veie opp mot 400 tonn.

Statoil kjøpte seg inn med 25% Neodrill sommeren 2010.

Med CAN-teknologien unngår en borekaks og sement fra 36" intervallet. CAN blir også billigere å bruke da den kan installeres med spesielle installasjonsskip før boreriggen kommer og dermed kan det spares døgnrate pluss mange riggdøgn.

I første rekke er CAN utviklet og kvalifisert for letebrønner og avgrensningsbrønner. Både ENI og Statoil har testet og brukt CAN på 3 ulike brønner, og CAN fungerte som den skulle. Statoil ser imidlertid et potensial for å kunne bruke denne teknologien til produksjonsbrønner i områder hvor sedimentene på havbunnen er egnet for CAN. Oljeselskapet *Det norske* har også brukt teknologien i forkant av boring av feltet Dovregubben i Norskehavet (desember 2010). Installasjonen foregikk fra flerbruksskipet "Island Enforcer".

Som et direkte resultat av ulykken med Deepwater Horizon i Mexicogulfen i 2010, har NeoDrill blant annet utviklet et oppsamlingssystem som enkelt kan monteres opp på selve fundamentet. Videre har de utviklet en "Seabed BOP-supporter", som skal hindre BOP-bevegelser på brønnhodet, og derved eliminere utmattelsesproblemet relatert til tunge BOP-er.



Figur 3.1. CAN (Casing Anchor Node) skjematisk og under installering. Kilde: [Neodrill](#)

3.3.4 Bruk av havbunnspumper og transport av borekaks på havbunnen

Det finnes flere ulike teknologier som muliggjør oppsamling av kaks på havbunnen. En teknologi er CTS (Cutting Transport System) hvor en pumpemodul står på havbunnen og pumper borekaksen via et slangesystem vekk fra bunnrammen. Dette gjøres for å hindre at bunnrammen og annet utstyr/infrastruktur blir begravet. CTS gjør det mulig å transportere borekaks opptil 2 km vekk fra brønnen til mindre miljøsensitiv områder. CTS ble blant annet benyttet på Morvinfeltet med 600 m slangelengde, for å transportere borekaks til en slette på havbunnen med lavere koralltetthet enn området rundt bunnrammen.

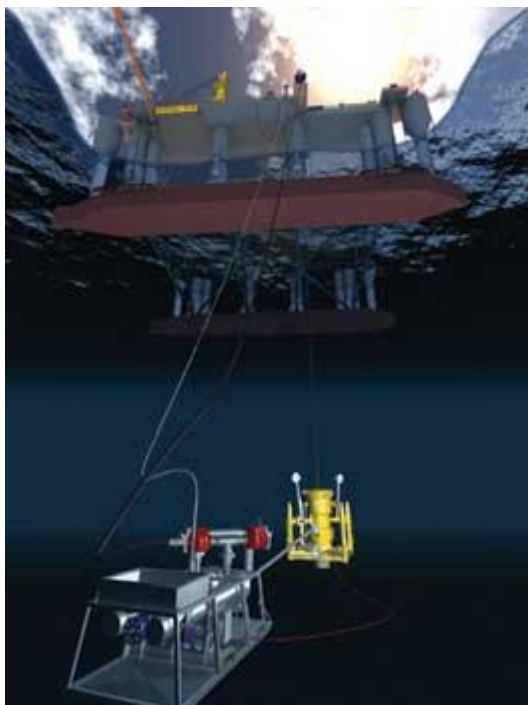
3.3.5 Retur av utboret masse til rigg ved hjelp med havbunnspumper

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 vanddyp 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 3.2: Riserless Mud Recovery system (kilde: www.spe.org)

Det kan være noe usikkerhet i forhold til miljøgevinsten ved RMR. Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) 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 vandyp 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.

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 slutført 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 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.

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

Nye metoder for boring av topphullet som forutsetter oppsamling av 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.

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.

I forbindelse med boringer i miljøensitive områder, er det blitt utviklet en teknologi der borekaks gjenbrukes som vektmateriale i ny borevæske i stedet for barytt. I stedet for at borekaks samles opp og sendes til land for deponering, finmales borekaksen og tilsettes vann (slurrifisering) og oppgraderes til en borevæske på riggen. Teknologien har flere fordeler der reinjeksjon ikke kan benyttes som deponeringsmetode. Borekaks erstatter barytt og bentonitt i borevæske 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.

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 en være avhengig av å etablere et system og en logistikk som vanskelig lar seg forsvare ut fra miljøargumenter.

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

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 tynnhullsborings. Senere oppdaget man at høy tetthet og lav korrosivitet gjorde disse egnet som vektmaterialer i borevæske.

Bruken av tunge saltløsninger ved boring er i dag utbredt og det foreligger driftserfaring for alle nevnte formatsalter. Materialkostnadene ved bruk av formatholdige væsker ligger langt over kostnaden for konvensjonelle vannbaserte væsker, men oppveies noe ved at borevæskene 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 reservoar-seksjonen, spesielt i sammenheng med boring av reservoar-seksjonen i horisontale produksjonsbrønner. 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

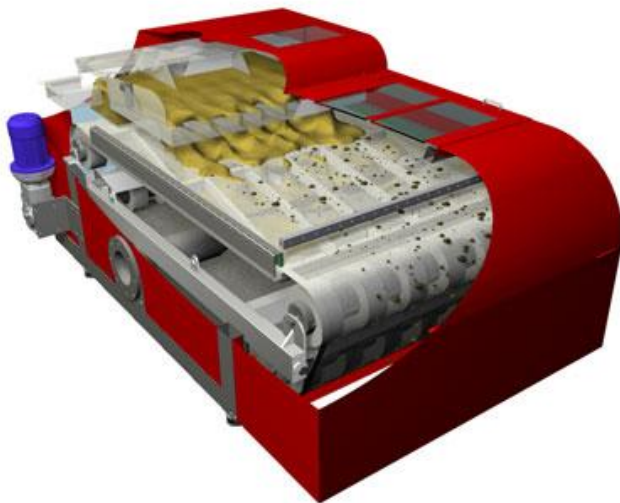
Gjenbruk av borevæske har i de siste årene tiltatt kraftig på norsk sokkel. Gjenbruk omfatter at borevæske samles opp og føres i land for oppgradering og ny utsendelse, noe som gir en reduksjon i bruk av kjemikalier. Gjenbrukt borevæske er imidlertid lite egnet til leteboring eller i brønner hvor innhenting av data er en prioritert oppgave da finstoffer og sporelementer ikke lar seg fjerne fra den brukte borevæskene. Dette kan gi forurensning som umuliggjør biodatering av gjennomboret sedimentpakke. 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.

Et eksempel på slik nyutviklet teknologi er ”MudCube” som fikk teknologiprisen ved ONS 2008. Det er et system som gjenvinner borevæske fra borekaks, og kan erstatte bruk av tradisjonelle ”shakere”. MudCube er en lukket prosess hvor selve borevæsken skilles fra borekaks ved bruk av vakuum. I stedet for å bruke vibrasjon, ledes boreslammet inn på en finmasket duk i vevd rustfritt stål og suges gjennom slik at partikler og borekaks blir liggende oppå duken. Selve duken er kontinuerlig og roterer over valser. Borekaksen er tørr når den faller ned i en oppsamlingstank for videre transport til land og deponering. Boreslammet føres via en liten oppsamlingstank på utsiden av Mudcube.

Her sitter en ekstra sikkerhet ved at det er montert en differensialtrykkmåling over tanken for hele tiden å kunne overvåke at væsken strømmer gjennom systemet. Fra denne målingen føres boreslammet til en større oppsamlingstank. Her vil alle skadelige gasser avdampes og ventileres. Utstyret vil derfor forbedre arbeidsmiljøet betydelig ”shakerrommet”. Men det har også et ytre miljø aspekt ved at større mengder borevæske kan gjenvinnes enn tidligere.

MudCube er utviklet av firma Cubility i Sandnes, og har vært testet av Statoil på Oseberg B i 2009.



Figur 3.3. MudCube. [Kilde Cubility](#)

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 forhåndsberregnede 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 Forbedret boreteknologi som har redusert risiko for utblåsning

I løpet av de siste 10 årene er det utviklet teknologier som har ført til lavere risiko for utblåsning. Påliteligheten til BOP-systemer har blitt forbedret. Forbedringene skyldes i hovedsak forbedret hardware i systemet, og utstyret har blitt forbedret for å unngå unødvendig nedetid.

Dette har også ført til bedre pålitelighet av systemet i kritiske operasjoner. Det er nå færre svikt på grunn av at bedre materialer er tatt i bruk. Kuleventilfunksjoner (shear-seal ram, SSR) er forbedret, det er innført doble ringromsventiler og bedre testprosedyrer. Prosedyrer er forbedret for væske- og trykkontroll, og det er mer differensierte planer for uventede situasjoner.

Prosedyrer for å forhindre brønninnstrømning er også forbedret, og det er innført mer systematisk risikostyring. Prediksjoner og modeller om reservoarforhold har blitt bedre og mer pålitelige.

Det utføres målinger under boring (measurement while drilling, MWD) og det kjøres vertikal seismikkprofil. Målinger under boring er et system som utfører målinger i

brønnen ved bruk av fiberoptikk, avanserte sensorer og telemetri. Dette medfører bedre kontroll av væsketrykk, bedre væskekontroll og reduserer risiko for brønnspark.

Forbedret sementoperasjoner har også ført til sikrere brønner og redusert miljørisiko. Det er nå mulig å skreddersy sementslurry for hvert spesifikke felt og øke innhold av fast stoff i slurrien. Mer fast stoff i sementen forbedrer styrken, reduserer permeabiliteten og gir større motstand mot korrosive væsker.

4 Produksjon

4.1 Produsert vann

Produsert vann er vann fra reservoaret som produseres sammen med oljen og gassen.

4.2 Håndtering av produsert vann

Nullutslipp innebærer ikke null fysiske utslipp i Nordsjøen, slik som i Barentshavet. Men flere felt har injeksjon/reinjeksjon av produsert vann som førstevalg.

Oljekonsentrasjonen i det produserte vannet som slippes ut til sjø lå i 2009 på om lag 11 mg/l. Dette er langt under det internasjonale maksimumsnivået på 30 mg/l (OSPAR).

Nullutslippsmålet

Nullutslippsmålet for olje og miljøfarlige stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996-1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målet ble utdypet i St.meld.nr.25 (2002-2003) og er senere presisert og spesifisert i en rekke Stortingsmeldinger, sist i St.meld.nr. 26 (2006-2007). Nullutslippsmålet er ikke et absolutt mål og de viktigste prinsippene som ble etablert i Stortingsmeldingene er at alle nye, selvstendige feltutbygginger skal ha nullutslipp fra første dag, og at eksisterende felt skal ha implementert tiltak for å nå målet innen utløpet av 2005.

Nullutslippsmålet er et føre var-mål som ble etablert på et tidspunkt da utslippene av olje og kjemiske stoffer til sjø fra petroleumsvirksomheten økte sterkt, og flere fagmyndigheter og forskningsinstitusjoner advarte mot mulige effekter på livet i havet.

I St.meld.nr.38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten ble det for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten etablert strengere krav til petroleumsvirksomhet enn for sokkelen for øvrig. Daværende SFT, Statens strålevern og Oljedirektoratet vurderte i 2008 hvorvidt dette regimet også skulle gjelde i Nordsjøen og i Norskehavet. Konklusjonen var at det ikke bør innføres strengere krav enn den generelle nullutslippsmålsetningen som gjelder for hele kontinentalsokkelen. 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](#)). På bakgrunn av anbefalingene i denne rapporten er radioaktivitet (TENORM) nå blitt inkludert i nullutslippsmålet. Se St.meld.nr.37 (2008 – 2009) Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan).

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.

I det følgende vises en oversikt over hva produsert vann kan inneholde og hvordan disse faktorene påvirker rensing 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. Som følge av kravet om nullutslipp har industrien utviklet nye, mer miljøvennlige kjemikalier og tatt disse i bruk. Se nærmere beskrivelse i kapittel 6.

Selv om det er tillatt å slippe ut produsert vann til sjø i Nordsjøen i dag, vil det 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.

Viktigste tiltak for å kunne håndtere produsert vann på innretninger vil være å redusere/hindre vannproduksjonen i størst mulig grad. I dette kapittelet beskrives de ulike teknologiene som er tilgjengelige for behandling av produsert vann.

4.3 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.

4.4 Nedihullsseparasjon

Det finnes i dag ulike konsepter for nedihullsseparasjon som er på ulike utviklingsstadier. Nedihullsseparasjon kan gi positive bidrag både for ressursutnyttelse og miljø, men er teknologisk krevende. Prinsippet bygger på innretninger av en spesialtilpasset separator, evt. hydrosyklon som skiller vann fra olje/gass nede i produksjonsbrønnen. Vannfasen blir injisert i reservoaret eller i en annen egnet formasjon ved hjelp av en pumpe som også er plassert i brønnen. I en enklere variant kan vannet tas til overflaten i et separat løp og deretter reinjiseres. Det er nødvendig å ha en egnet formasjon som kan ta imot det fraseparerte vannet, og det er også viktig å være trygg på opprettholdelse av injektiviteten i reservoaret. Det oppnås gunstige separasjonsbetingelser nede i brønnen på grunn av det høye trykket. Separasjonseffektiviteten avhenger blant annet av oljetype, reservoartrykk og vanninnhold. Nedihullsseparasjon vil ha størst potensial ved anvendelse på felt/brønner med forventning om høy vannproduksjon og behov for vanninjeksjon for trykkstøtte. Nedihullsseparasjon vil ha de samme begrensninger som reinjeksjon på plattformen når det gjelder partikkelinnhold og 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 CO₂ og NO_x samt av mulig økt utvinning.

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

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.

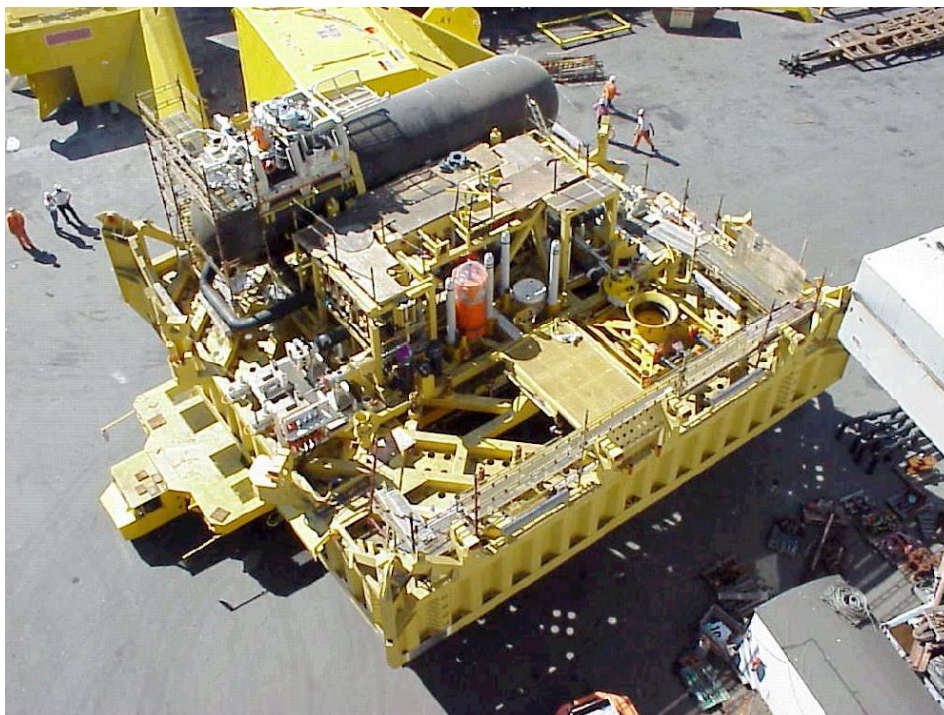
Horisontal nedihullsseparasjon er utviklet for bruk for vannkutt mellom 0-100 %. Boringen av disse brønnene er krevende fordi brønnbanen må tilpasses med en horisontalseksjon der separatoren plasseres. Kalkpartikler og sand kan skape problemer dersom disse feller ut i horisontalseksjonen. Separatoren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

4.5 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. Havbunnsseparasjon har et høyt potensial på egnede felt og forventes tatt i bruk på flere utbygginger i fremtiden. drift.



Figur 4.1: Troll Pilot undersjøiske havbunnsseparator



Figur 4.2: Havbunnsseparasjon system, Tordis (kilde: Statoil)

4.6 Rensing av produsert vann

Rensing av produsert vann er også aktuelt for et felt som velger å injisere eller reinjisere sitt produserte vann. Dette har flere grunner:

- Renset produsert vann vil skape mindre injeksjonsproblemer enn urensert 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.

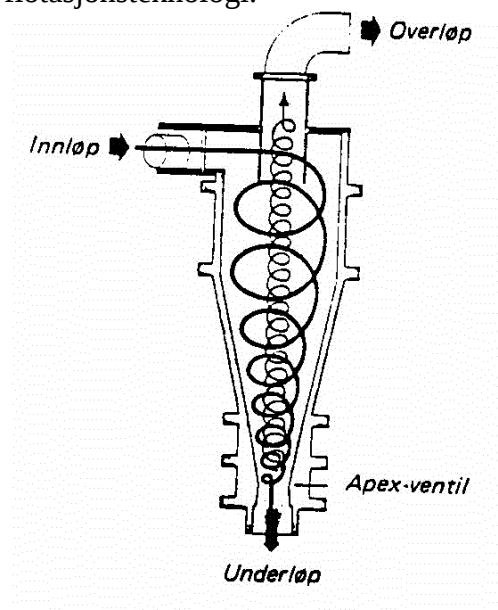
4.6.1 Hydrosykloner

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 rensete metoden 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.

Dersom produsert vann også tas ut fra et lavere trinn i prosessen, kan trykket være for lavt til at vannet kan renses i hydrosyklonene, selv om det fins forskjellige hydrosykloner tilpasset lavere trykk. Dersom det planlegges å bruke pumper for å trykke vannet inn i hydrosyklonene, må man velge pumper med lave skjærkrefter for å unngå knusing av oljedråpene, eller helst annen renseteknologi, for eksempel filter- eller flotasjonsteknologi.



Figur 4.1: Prinsippskisse av en hydrosyklon.

4.6.2 Kompakt flotasjon (CFU)

Er trykket for lavt til å kunne anvende hydrosykloner, vil diverse flotasjonstanker kunne brukes til å rense vannet med god effekt. Tradisjonelle flotasjonsceller (beskrivelse nedenfor) har vært anvendt i Nordsjøen siden tidlig på 1980-tallet. Teknologien er effektiv men vedlikeholdskrevende, og tar en del plass. Flotasjonen oppnås ved å tilsette gass, ofte i kombinasjon med flokkuleringskjemikalier.

I forbindelse med nullutslippsarbeidet som kom i gang rundt år 2000, er det blitt utviklet mer kompakte flotasjonstanker som kombinerer flotasjon med roterende bevegelse. Et slikt renseteustyr 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 kan bestå av flere trinn. 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. En CFU fjerner dispergert olje og tar også med seg noen av de løste komponentene. Plassering av et slikt renseanlegg er normalt etter hydrosykloner eller som siste rensetrinn før utslipp til sjø.

CFU 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 CFU er 30-50 % og totalt 50-70 % ved 2. trinns rensing. Teknologien har også vist god renseeffekt for delvis løste forbindelser som naftalener, PAH og tyngre fenoler.

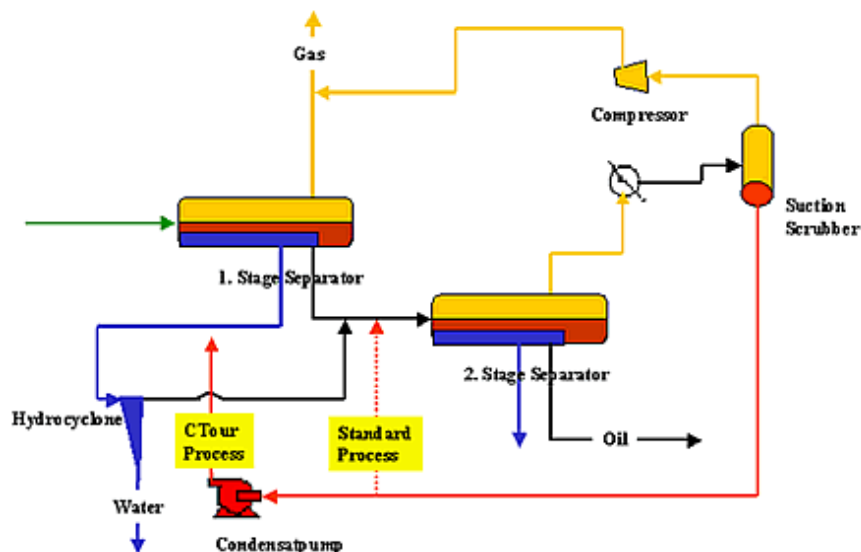
Det fins flere produsenter av denne type renseteknologi, hver med sin spesifikke patent. Epcon CFU er i dag i drift på ulike installasjoner for eksempel Heidrun og Norne i Norskehavet, og lignende teknologi vil installeres på flere innretninger i tiden som kommer. Driftserfaring tilsier at en CFU er 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.

4.6.3 C'Tour

C'Tour prosessen innebærer en kombinasjon av dråpekoalescens og ekstraksjon utført oppstrøms hydrosykloner. C'Tour kan også brukes oppstrøms CFU. 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 eller annet renseteustyr.

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



Figur 4.2: Eksempel på skisse av C'Tour prosessen

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 (Ormen Lange).

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

4.6.7 Teknologi for fjerning av radioaktive stoffer fra produsert vann

Oljeselskapene må ha godkjenning fra Statens Strålevern for å slippe ut produsert vann med naturlig forekommende radioaktive stoffer. Kravet er hjemlet i [*Forskrift om forurensningslovens anvendelse på radioaktiv forurensning og radioaktivt avfall \(2010\)*](#). Renseteknologi som brukes i landbasert industri, som for eksempel ionebyttere, anses som uegnet for rensing av produsert vann av kapasitetsmessige årsaker.

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.

Jo bedre det produserte vannet er rensert før det reinjiseres jo lettere er det å injisere det (bedre injektivitet). Bedre injektivitet gir lavere energibehov for å føre vannet tilbake i reservoaret. Reinjeksjon av produsert vann for trykkstøtte erstatter gjerne sjøvannsinjeksjon helt eller delvis og medfører derfor normalt ikke ekstra energibruk. 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. Slike avleiringer kan også ofte inneholde varierende mengder radioaktive ioner (Spesielt Radium 226 og 228). 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 prosessstyringsutstyr, 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

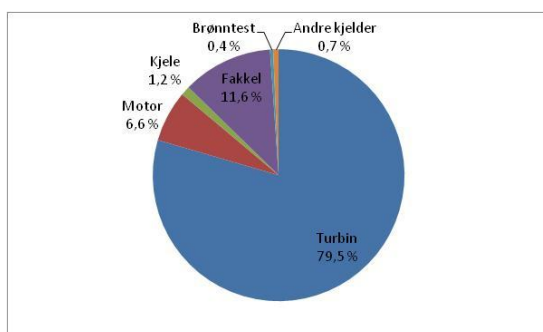
Det finnes teknikker for å redusere problemene med avleiringer. Ved planlegging av reinjeksjon av produsert vann på nye felt er det viktig å kjenne sammensetningen til formasjonsvannet på forhånd. Dermed kan en planlegge reinjeksjon på en slik måte at en unngår problemer i etterkant.

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.

5 Utslipp til luft

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

CO₂ – utslippene fra petroleumsvirksomheten har vært relativt stabile de siste seks årene. I 2009 slapp petroleumsvirksomheten ut 12,4 millioner tonn CO₂. Det er en nedgang fra 13,8 millioner tonn året før. Hovedårsaken til nedgangen er at Snøhvit-anlegget utenfor Hammerfest nå er i normal drift. I tillegg er en ny og mer nøyaktig beregningsmetode for utslipp fra fakling tatt i bruk. I 2009 sto olje- og gassindustrien for 26 % av de nasjonale CO₂-utslippene, noe som er en liten nedgang fra 26,6 % året før. [Ref. OLF](#).



Figur 5.1 Kildefordeling av CO₂-utslipp fra petroleumssektoren i 2009 (Kilde: [Oljedirektoratets Faktahefte 2010](#))

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
- Kraft fra land (Elektrifisering av innretninger)

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 regi utarbeidet i 2005 en veileder med felles retningslinjer og eksempler for hvordan energiledelse kan etableres og driftes.

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

5.1.1 Design av feltutbygginger og prosessanlegg

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

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 CO₂ 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.

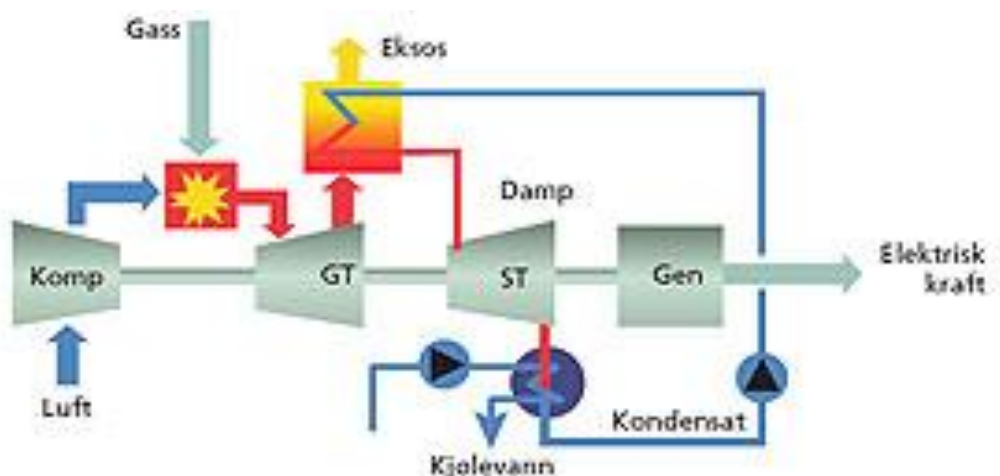
5.1.2 Optimal gasstransport

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 energibehov ved økt diameter være et kostnadseffektivt tiltak. Reduksjonsgraden vil avhenge av rørets lengde, diameter og sammensetningen av gassen. Utslippene av CO₂ og NO_x vil reduseres proporsjonalt med redusert energibehov. Tiltak i prosjekteringsfasen.

5.2 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 CO₂ og NO_x også legge til rette for en kostnadseffektiv utskilling og lagring av CO₂. Teknologien har i dag høye kostnader og er plasskrevende. Det er derfor nødvendig med en betydelig teknologiutvikling, men det kan være en aktuell teknologi for nye innretninger på lengre sikt.

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:

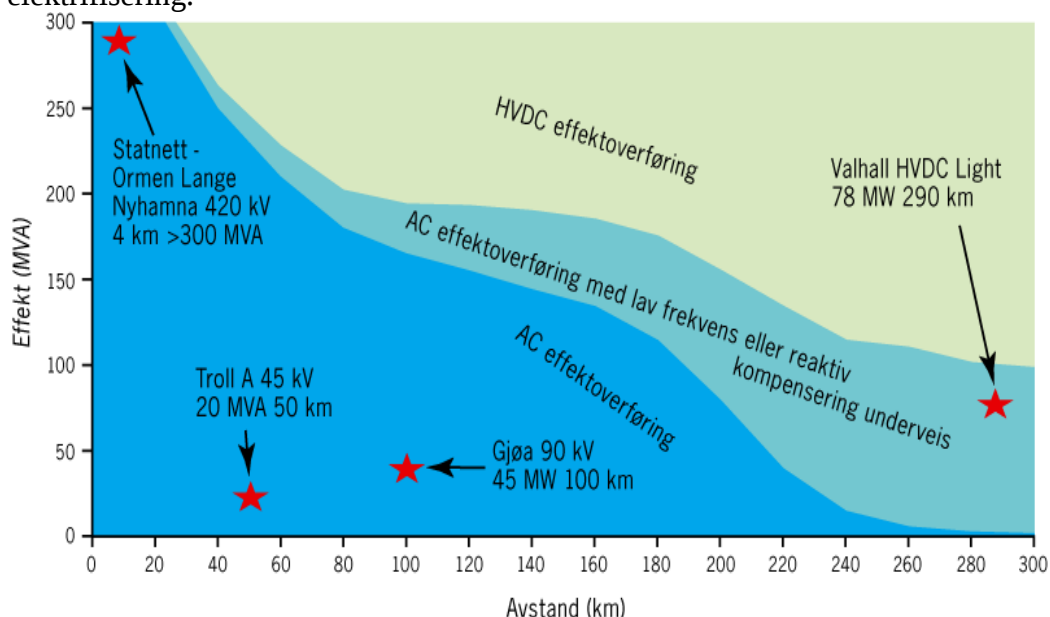
- Redusert CO₂-utslipp fordi elektrisitet på land primært kommer fra vannkraft eventuelt gasskraftverk med høyere virkningsgrad.
- Redusert sannsynlighet for diesel- og gasslekkasjer på plattformen (gassturbiner er blant de viktigste potensielle tennkilder på plattformen)
- Redusert vedlikeholdsbehov, 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 %. 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 arealkrevende 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 2007/08](#) OD, SFT, Ptil).

Beregninger fra ulike studier viser at tiltakskostnaden ved å elektrifisere eksisterende innretninger på sokkelen ligger på et nivå betydelig høyere enn dagens og forventet 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.



Figur 5.4 Troll A plattformen var den første på norsk sokkel som fikk kraft fra land.

Foto: Øyvind Hagen/Statoil

Tradisjonelle FPSOer (skipsformede) ligger og dreier på været rundt en turrett. 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 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. Den norske teknologien skal være klar for uttesting ved Sintef i 2009.

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 dekkareal, noe som er viktig for å få plass til både prosessanlegg og utstyr knyttet til elektrisitetssomforming.

5.5 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 dekk-gass 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 $1,4 \text{ g NO}_x / \text{Sm}^3$ gass faklet mot tidligere $12 \text{ g NO}_x / \text{Sm}^3$ gass faklet.

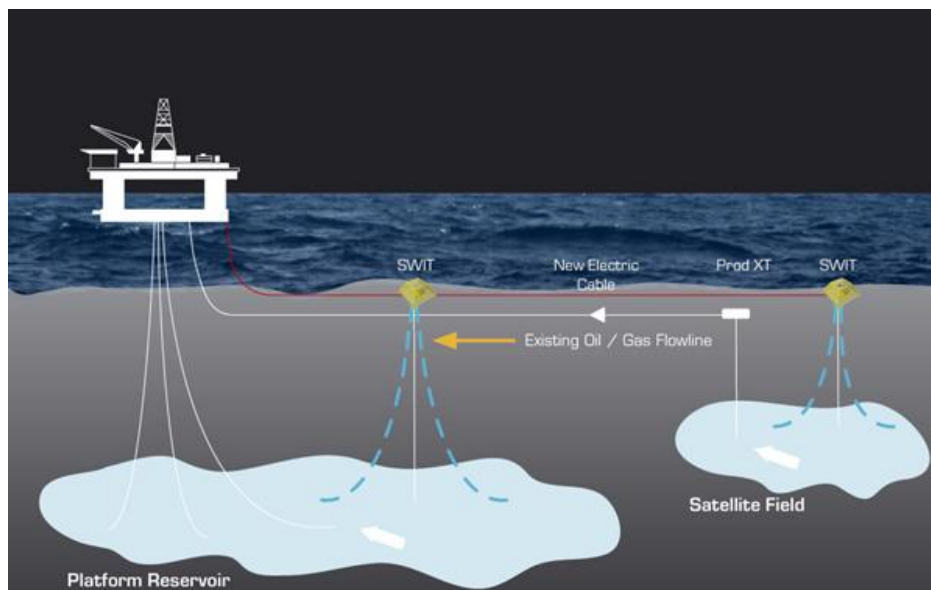
5.6 Havbunns vanninjeksjon og behandling (Swit)

Det norske undervannsteknologiselskapet Well Processing, har utviklet havbunnsinjeksjon og behandling (Swit). Swit kan benyttes for oljefelt som benytter sjøvann som trykkstøtte.

Injeksjon av sjøvann i et oljereservoar er en anerkjent metode for å øke de utvinnbare oljevolumene. Tradisjonelle metoder innebærer plasskrevende og dyre renseanlegg, samt bruk av stigerør som kunne vært brukt til produksjon.

Ved å benytte Swit teknologien unngår man dette. Utstyret plasseres på sjøbunnen og kan brukes både på nye og modne felt. Swit vannbehandlingssystem er laboratorietestet og en industrisponset pilot vil bli testet i feltet. Studier har vist at Swit kan redusere investeringskostnadene med 50 %. Swit kan kjøre opptil to år uten vedlikehold, og vil

redusere operasjonelle kostnader med ca. 25 %. I tillegg er prosessen mindre kraftkrevende enn "top side" injeksjon da trykket fra vannsøylen over anlegget gir ekstra kraft til injeksjonen.



Figur 5.5: Swit teknologi Kilde: <http://www.wellprocessing.com>

En annen leverandør av tilsvarende teknologi er Framo Engineering. Lenke: <http://www.framoeng.no/page/297/framo-raw-seawater-injection-system>

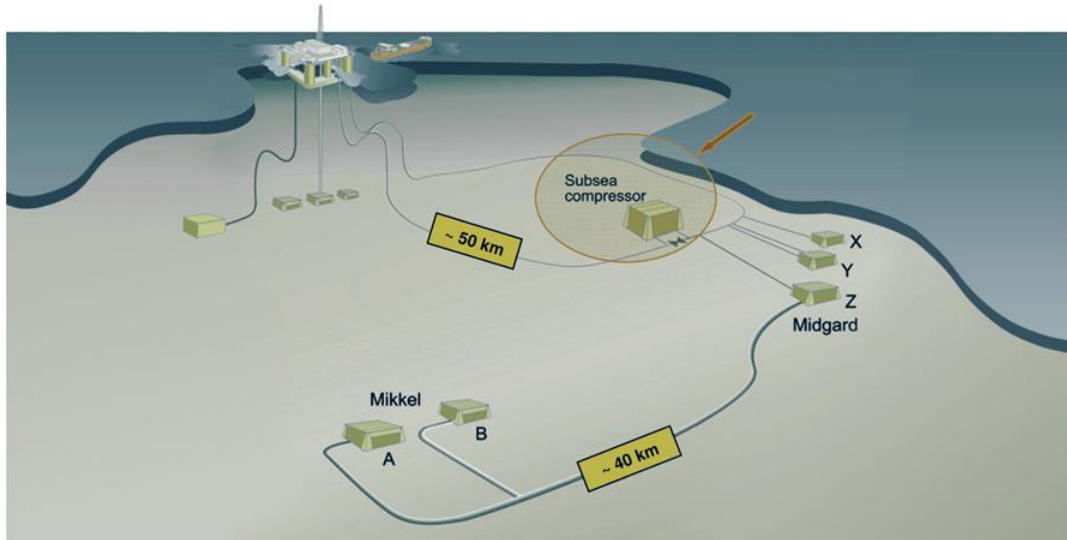
5.7 Havbunnskompresjon

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

Undervannskompresjon inkluderer både krafttilførsel og kompresjonsstasjon. Per i dag er ikke havbunnskompresjon kommersielt, men det foregår uttesting.

I forbindelse med kompresjonsbehovet på Midgardfeltet, startet testsenteret på K-lab 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 vedlikehold. Testprogrammet ble avsluttet våren 2010 og teknologien er kvalifisert. Statoil har besluttet å implementere teknologien slik at den kan benyttes når kompresjon

settes i drift på Åsgard/Midgardfeltet ca. 2014/2015. Aker Solutions har fått kontrakten (des. 2010). Konseptet kan også være aktuelt på andre felt, blant annet [Gullfaksfeltet](#).



Figur 5.6 Undervannskompresjon på Åsgard (Kilde: Statoil)

Shell er også i gang med et pilotprosjekt i forbindelse med undervannskompresjon på [Ormen Lange](#). Pilotprosjektet skal også testes "vått", noe som er forskjellig fra Statoil's konsept på Åsgard. Dette betyr at også styringssystem og elektriske komponenter skal stå på havbunnen. Pilotprosjektet 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 2016.



Figur 5.7: Undervannskompresjon med transport til land
Ref: "subseacompression race hot spots up", Terry Knott, Asian Oil & gas, february 2006

5.8 CO₂ fangst og lagring

5.8.1 CO₂ fangst

Det har vært forsket mye på konsepter knyttet til CO₂-fangstanlegg til havs. Et eksempel kommer fra Aker som ønsker å satse på CO₂-fangst til havs på en fast innretning hvor det er vurdert muligheten av å sette en optimalisert aminprosess på en eksisterende innretning med et kraftanlegg på 150 MW. Denne optimaliserte aminprosessen er i dag ikke kvalifisert.

Et annet eksempel er utviklet av Sevan Marine som et flytende gasskraftverk med CO₂-fangstanlegg. Også her anvendes 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 røkgassskjel drives av eksos fra to gassturbiner. Ved halv last vil røkgassskjelen operere med eksos fra bare en gassturbin.

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

5.8.2 CO₂ lagring

CO₂ kan injiseres og lagres i ferdigproduserte olje- eller gassreservoar, eller i egnede vannfylte reservoarbergarter på sokkelen eller på land. Siden 1996 har det årlig vært lagret en million tonn CO₂ (totalt ca 11,5 Mt CO₂ pr mars 2010) i Utsiraformasjonen i Nordsjøen. Dette skjer i forbindelse med prosessering av gassen fra Sleipnerfeltet.

Lagring av CO₂ i Utsiraformasjonen er unik, for dette er det eneste anlegget i verden hvor større mengder CO₂ blir lagret i en egnet reservoarbergart under havbunnen. Kilde: Statoil.

På Snøhvitfeltet i Barentshavet inneholder gassen 5-6 % CO₂, og her blir CO₂ fra gassproduksjonen skilt ut før naturgassen blir kjølt ned til flytende gass (LNG). CO₂-gassen blir transportert i en 153 km lang rørledning fra LNG-anlegget på Melkøya tilbake til Snøhvitfeltet for injeksjon i en egnet sandsteinsformasjon kalt Tubåen som ligger stratigrafisk under gassreservoaret og 2500 m under havbunnen. Hvert år vil anslagsvis 700 000 tonn CO₂ bli lagret i Tubåenformasjonen på Snøhvitfeltet.

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

Norske myndigheter arbeider aktivt for å sikre at slik lagring av CO₂ kan skje på en sikker og trygg måte. 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 CO₂-lagring.

For å tillate geologisk lagring av CO₂ offshore må 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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.

Oljedirektoratet har gitt bidrag til rapporten OneNorthSea som er skrevet av Elementenergy på oppdrag for Olje og Energidepartementet og the UK Foreign and Commonwealth Office. Denne rapporten omhandler fremtidig transport og lagring av CO₂ over landegrensene i Nordsjøen. Lenke: [http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Samarbeider-om-CO₂-lager/](http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Samarbeider-om-CO2-lager/)

5.8.3 Bruk av CO₂ for økt oljeutvinning

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

5.8.4 Forskningsprosjekter CO₂ fangst og lagring

Forskning og utvikling (FoU) innenfor CO₂-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 CO₂-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 CO₂ til kostnader betydelig redusert fra dagens kostnadsnivå. Prosjektet startet i år 2000 og skal pågå frem til 2013.

5.9 Utslippetsreduserende tiltak fra turbiner og motorer

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.

5.9.1 NO_x reduserende tiltak

Det er på norsk sokkel en samlet installert effekt på ca 3000 MW. Av ca 170 turbiner på sokkelen har i underkant av 40 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 delvis tilrettelagt for etterinstallering av lav NO_x-brennere.

5.9.2 Lav NO_x Dual Fuel

Bruk av lav NO_x-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 NO_x-brenner.

5.9.3 Katalytisk rensing (SCR)

Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) er den mest benyttede metoden for rensing av NO_x i avgass fra motorer. NO_x i eksosgassen omdannes i katalysatoren til N₂ og vanddamp 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.

5.10 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 og lagring av olje i lagerskip (FSO og FPSO).

Det har vært gjennomført betydelige utslippsreduksjoner av nmVOC som følge av investeringer i anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere. Tiltakene på lagerskip reduserer nmVOC utslippene med 90-100%.

5.10.1 VOC Industrisamarbeid

For å redusere utslippene av nmVOC ved lasting med skytteltankere ble VOC Industrisamarbeid (VOCIC) opprettet i 2002. Samtlige oljeselskaper som er eiere i felt med offshore lasting av råolje deltar i samarbeidet. VOCIC ledes av feltoperatørene. Gjennom dette samarbeidet har det blitt mulig å møte myndighetenes krav om utslippsreduksjoner for nmVOC på en kostnadseffektiv måte. Samarbeidet har også gjort det lettere tilgjengelig å høste av hverandres erfaringer knyttet til teknologiutfordringer.

5.10.2 Reduksjon av nmVOC utslipp ved lasting av råolje til skytteltankere

Aktiv teknologi for gjenvinning av nmVOC

Aktiv teknologi er prosessanlegg som fanger nmVOC etter at den har blitt avgitt fra råoljen og samler den på tank eller fører den tilbake til råoljen.

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 CO₂ og NO_x øke noe pga. kraftbehov for komprimering av VOC og inertgass (eksosgass) samt trykksetting av oljen. Typisk kraftforbruk for en enhet som laster 8000 m³/h er 2-3 MW. Disse anleggene skal redusere utslipp av nmVOC med minst 78 %, og 80 % virkningsgrad er verifisert ved målinger utført av Marintek. Noe metan vil også bli absorbert.

Adsorpsjon

Hovedprinsippet for et adsorpsjonssystem er å separere hydrokarbonfraksjoner fra inertgass. Flere teknologier er kommersielt tilgjengelige. En type adsorpsjonssystem som er installert på Heidrun skytteltankerne bruker et aktivt kullfilter for å skille VOC fra inertgass. Hydrokarbonene med unntak av metan blir så ført tilbake til oljen ved hjelp av absorpsjonsanlegg, se over. Reduksjon av nmVOC utslipp er ca 90 %. Systemet er spesielt interessant for gasser med lave fraksjoner av hydrokarboner eller lave lasterater som på Heidrun hvor oljen produseres direkte over i skytteltankere. Systemet er ikke egnet for ordinære skytteltankere pga. at anleggene da blir svært store.

Kondensasjon-, absorpsjon- og adsorpsjonsanleggene veier ca 250 tonn og kostet ved installasjon i 2003-2005 ca 50 mill kroner (adsorpsjon) til 100-120 mill kroner (kondensasjon og absorpsjon). Årlig driftskostnad er ca 10 mill. kroner pr. anlegg.

Økt tanktrykk / Swirl Absorpsjonsanlegg

GBA Marine i Arendal har utviklet en enkel reabsorpsjonsenhet, kalt Swirl Absorber, Reabsorpsjonsenheten gjør det mulig å kontrollere trykket i tankene uten å slippe ut nmVOC.

DNV godkjente at rederiet Teekay kunne øke trykket i tankene til 0,20 bar over normaltrykk for uttesting på bøyelasteren Navion Hispania. Trykkøkningen førte til at utslipp av nmVOC under lastingen ble redusert med 10-15 prosent. Med reabsorpsjonsenheten var det også mulig å kontrollere tanktrykket på transportreisen og redusere trykket til normaltrykk uten utslipp av nmVOC.

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 %. 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 innfasert.

Passiv teknologi

De aktive systemene er store, kompliserte og kostbare å installere og drive. Industrien har derfor utviklet passive løsninger som alternativ til aktiv teknologi.

Knutsen OAS Shipping AS har utviklet KVOC. Mengden nmVOC som blir avgitt fra oljen under lasting reduseres med KVOC teknologien. KVOC er enkel og betydelig rimeligere å installere enn aktiv teknologi, og krever ingen driftsmessige tiltak eller kostnader.

Teekay Shipping Norway AS har utrustet 4 nye skytteltankere som settes i drift på norsk sokkel fra høsten 2010 med passiv nmVOC reduksjonsteknologi. I tillegg til KVOC er skipene forsterket for å operere med høyere tanktrykk (0,55 bar over normaltrykk) samt Swirl absorpsjonsanlegg (se over). Samlet antas disse tiltakene å gi en utslippsreduksjon på 50-70%.

Regulariteten for passiv teknologi er 100%.

Passiv teknologi trenger ikke kraft og man unngår utslipp av CO₂, NO_x og SO_x fra kraftgenerering. Operativ sikkerhet er den samme som for skip uten nmVOC utslippsreduksjonstiltak.

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

VOCIC har i desember 2009 søkt Klif om endring i utslippstillatelsens krav til designfaktor (78%) slik at de aktive anleggene på sikt kan erstattes med passiv teknologi. Et 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.

Klif har (15.11.2010) endret kravet til en utslippsgrense på 0,45 kg NMVOC per tonn lastet råolje per lastepunkt. Dermed er ikke reguleringen utstyrsstyrt på samme måte som tidligere.

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. Før-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 forskning 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 topphulls boring, vil det likevel etter før 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, H₂S-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 dopefrie 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 Utsiktede utslipp

7.1 Deteksjon av akutt forurensning

I Aktivitetsforskriften § 57 er det krav til at operatøren skal etablere fjernmålingssystem som gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. I veiledning til forskriften er det beskrevet hva et fjernmålingssystem kan inneholde, men operatøren kan velge andre måter som ivaretar kravet. Det har vært en kontinuerlig utvikling av systemer og metoder for fjernmåling av akutt forurensning. Utviklingen er gjort i nært samarbeid mellom myndigheter, operatørselskap, Norsk Oljevernforening for operatørselskapene ([NOFO](#)) og utstysleverandører. Klif kan stille konkrete krav til hvor raskt akutt forurensning skal oppdages og kartlegges.

I forbindelse med OG21 har norske myndigheter nylig uttalt at framtidig produksjon i arktiske områder vil kreve lekkasjedeteksjon ved kilden.

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 oljeforurensning 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.

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

Erfaringen med lekkasjedeteksjonssystemer er begrenset til norsk sektor og teknologien er generelt ung. Erfaringene så langt omfatter problemer med falske alarmer og dermed deaktiverte sensorer, men også løsninger beskrevet som lovende.

OLF har koordinert en JIP med fokus på lekkasjesøking. Den ble gjennomført i tre faser i årene 2005-2007:

Fase 1 besto av en gjennomgang av tilgjengelig informasjon om subsea lekkasjer frem til år 2005, hovedsakelig på norsk og britisk sektor i Nordsjøen. De viktigste konklusjonene fra fase 1 var at de fleste lekkasjer inntreffer ved eller nær subsea installasjoner. De fleste er små og stammer fra rør med liten diameter.

Fase 2 av prosjektet besto av en gjennomgang av tilgjengelige teknologier for subsea lekkasjedeteksjon. Hovedkonklusjonen var at det finnes flere forskjellige tilgjengelige teknologier potensielt egnet for kontinuerlig overvåking av undervannsinstallasjoner.

Fase 3 besto av sammenlignbare eksperimentelle tester av ulike prinsipper for subsea lekkasjedeteksjon. Hovedkonklusjonene var at alle teknologier testet i disse eksperimentene fungerer bra under laboratorieforhold, og både råolje- og gasslekkasjer ble oppdaget. Men teknologiene presterer ulikt i henhold varierende forhold. Vanligvis er gasslekkasjer lettere å detektere enn oljelekkasjer.

Teknologier som er tilgjengelige kan deles inn i følgende kategorier:

- Aktive akustiske metoder (sonar)
- Biosensorer
- Kapasitansbaserte metoder
- Fiberoptiske metoder
- Fluorescerende metoder
- Metansniffere
- Optiske kamera

- Passive akustiske metoder
- Massebalansemetoder.

Aktive akustiske metoder

En sonar er en aktiv akustisk sensor. Detektoren avgir pulser av lyd som reflekteres av grensene mellom ulike medier. Væsker av ulik tetthet vil ha forskjellig akustisk impedans. Dette betyr at etter hvert som lydimpulsen går gjennom vann og treffer en gassboble eller oljedråpe, vil lyden bli reflektert. Denne teknologien er ikke avhengig av at det medium som lekkes er av en bestemt sammensetning, men den akustiske impedans må være forskjellig fra impedansen til vann. Impedans er en materialegenskap og den er avhengig av lyd hastighet, tetthet, saltholdighet og temperatur i mediet. Aktive akustiske metoder kan angi område og posisjon. Denne teknologien har høy følsomhet for gass, på grunn av høy impedans i kontrast til vann. Større dråper eller skyer av et lekkende medium vil gi et sterkere tilbakespredt akustisk signal og er lettere å oppdage. En begrensning ved aktive akustiske metoder er at de kan være følsomme for skygging fra undervannsstrukturen på de akustiske signal. Dette kan imidlertid løses ved å bruke mer enn en detektor. Noen aktive akustiske detektorer genererer en stor mengde data. Leverandører arbeider for tiden med nye løsninger som vil gjøre subsea grensesnittet enklere og tillate mer effektiv dataoverføring. Erfaring har vist at ytelsen vil avhenge av vanddybde, ettersom gassboblens størrelse endres med vanddypet. Aktive akustiske sensorer har vært kommersielt levert for bruk på ROV og har blitt brukt til lekkasjesøk i Nordsjøen. Løsninger for permanent overvåking er under utvikling.

Biosensorer

Biosensorer utnytter responsen fra levende organismer til å registrere forurensning i omgivelsene. Passende organismer er plassert på strukturene som skal overvåkes. Et eksempel på en organisme som brukes som sensorer er blåskjell. Sensorer registrerer hjerterytmen og grad og frekvens av åpning og lukking av muslingskallet. Dette er en punktsensor metode. Registrering av utslippspunktet for lekkasjen i forhold til sensorens plassering vil ikke være mulig, men dekningsområde kan oppnås ved bruk av flere sensorer. Følsomheten i forhold til størrelsen på lekkasje vil være avhengig av avstand og drift av lekkasjen. Direkte kontakt med mediet som lekkes er nødvendig. Havstrømmene kan føre lekkasjen bort fra sensoren. Denne teknologien har blitt testet på grunt vann og med tilgang til topside-fasiliteter og testes nå på 500 meters dyp i Nordsjøen. Konseptet omfatter biosensorer som kombineres med andre sensorer f.eks semiledere, termometer, salinometer og hydrofoner). Ulike organismer kan brukes på dypere vann. Se også beskrivelse av Biota Guard i kapittel 8.2.5.

Metoder basert på kapasitans

Kapasitive sensorer måler endring i dielektrisk konstant av mediet rundt sensoren. Kondensatoren er dannet av to konsentriske, isolerte kondensatorplater i samme plan, den ene er en plate, og den andre er et omkringliggende ringrom. Sensorenes kapasitans er direkte proporsjonal med den dielektriske konstant i mediet mellom kondensatorplatene.

Den dielektriske konstant for sjøvann og hydrokarboner er veldig forskjellig. Hvis sensoren kommer i direkte kontakt med hydrokarboner, vil dette vises som en endring i målt kapasitans. Kapasitansmetoden er en punktsensormetode. Posisjonering av lekkasjen i forhold til sensoren vil ikke være mulig. Følsomheten i forhold til størrelsen på lekkasjen vil være avhengig av avstand og drift av mediet som lekker ut. Når lekkasjen kommer i kontakt med sensor, er sensitiviteten høy. En begrensning for dette produktet er at direkte kontakt med det utlekkende medium er påkrevet. Havstrømmer eller oppdriftseffekter kan lede lekkasjen bort fra sensoren. Dette kan løses ved å installere en oppsamler for hydrokarboner over overvåket struktur. Da bunnrammer er bygget som beskyttelse for trålfiske, kan disse rammene endres til tjene som en hydrokarbonoppsamler. Laboratorietester har hatt utfordringer med å samle opp olje, ettersom oljemengden ikke stopper i kollektoren. Denne effekten kan være mindre viktig i en realistisk subsea innretning på grunn av mye større areal på taket av bunnrammen i forhold til den eksperimentelle oppsamleren. I tillegg inneholder fersk råolje alltid noe naturlig gass som kan være lettere å samle opp under taket på bunnrammen. Kapasitanssensorenes modenhet er høy, disse sensorene har vært på markedet siden 1990-tallet. Operatørene har rapportert om falske alarmer fra disse sensorene. Men i forhold til antall installerte sensorer, er denne teknologien den mest vanlig brukte.

Fiberoptiske metoder

Fiberoptiske metoder brukes for å lokalisere og måle mekaniske forstyrrelser på akustiske frekvenser langs en kontinuerlig optisk fiber. Forstyrrelser kan være forårsaket av f.eks vibrasjoner, seismiske bølger eller akustiske signaler fra for eksempel gass- eller væskelekkasjer. Samtidige forstyrrelser kan oppdages og plasseres med omtrent én meters nøyaktighet langs fiberen. Ved å utføre sammenligning med et databibliotek kan den sannsynlige årsaken av forstyrrelse foreslås. Det vil være en avveining mellom oppløsning langs sensorfiber og følsomhet. For eksempel, hvis det ikke er nødvendig å isolere påvisning av vibrasjoner mellom hver tilstøtende meter av fiberen, men ti meter ville være akseptabelt, så kan følsomheten økes med en faktor på rundt ti. En fordel med fiberoptiske metoder er at ingen kraft eller elektronikk er påkrevd og at kabelen er immun mot elektriske forstyrrelser. Teknologien er foreløpig ikke klar for overvåking av subsea-strukturer. Konseptet har imidlertid blitt testet på rørledninger på land.

Fluorescensmetoder

Fluorescensdetektorer bruker en lyskilde med en bestemt bølgelengde til å eksitere elektroner i molekyler til en høyere energitilstand. I molekylene vil elektronene deretter returnere til en lavere tilstand og lys avgis ved en annen bølgelengde som kan bli plukket opp av en detektor. For å bruke fluorescerende metoder til å detektere lekkasjer, må lekkasjen naturlig fluorescere eller inneholde et fluoriserende fargestoff som er tilsatt væsken. Dette er grunnen til at denne teknologien tradisjonelt er blitt brukt ved subsea inspeksjon og trykktesting. Mange hydrauliske væsker har fluorescerende markører tilsatt som standard. For deteksjon av hydrokarbonlekkasjer kan det nevnes at råolje har en betydelig naturlig fluorescens. Fluorescenssteknologien er godkjent for bruk med ROV, og bruksområdet for fast installasjon på subsea strukturer er for tiden under utvikling.

Fluorescensbaserte detektorer kan potensielt differensiere mellom hydraulikkvæske- og oljelekkasjer på grunn av ulike fluorescensspekter av disse væsker og også gi en indikasjon av lekkasjens størrelse utifra signalenes intensitet. Disse detektorene kan angi retning til lekkasjen med dekning over 3 - 5 meter siktlinje. Som med optiske kameraer kan marin begroing potensielt bli et problem, men dette kan løses med vedlikehold og optimale valg av overflatebelegg.

Metansniffing

To prinsipper finnes på markedet for måling av metan oppløst i vann. Begge sensortypene er basert på oppløst at metan diffunderer over en membran og inn i et sensorkammer. Metansniffere er punktsensorer. Posisjonering av lekkasjen i forhold til sensoren vil ikke være mulig. Sensitiviteten av disse sensortyper i forhold til lekkasjens størrelsen vil være avhengig av avstanden til lekkasjen og driften av mediet. Begge sensortyper kan detektere svært lave konsentrasjoner av oppløst gass i vannet. Begrensninger til disse teknologiene er at kvantifisering er vanskelig. Også deteksjon av lekkasjen er avhengig av at mediet diffunderere mot sensoren og at sjøvannsstrømmer kan lede mediet bort fra sensoren.

Metoder basert på halvledere

For metoder basert på halvlederprinsippet endrer oppløst metan motstanden i en intern komponent i sensorkammeret. Dette genererer et elektrisk signal fra detektoren. Pågående utvikling tar sikte på å oppnå langsiktig stabilitet på 5-10 år for denne type sensorer.

Optiske NDIR metoder

Ved optisk ikke-dispersiv infrarød spektrometri (NDIR) metoden blir metankonsentrasjonen målt som absorpsjonsgrad av infrarødt lys ved en bestemt bølgelengde. Det infrarøde lyset er rettet gjennom sensorkammeret mot en detektor. Intensiteten av infrarødt lys i detektoren vil således være et mål på metankonsentrasjonen, som måles elektronisk. Sensorer med en påstått langsiktig stabilitet av minst 3 år er tilgjengelig i dag. Pågående utvikling tar sikte på å oppnå stabilitet på 5 år eller mer for denne typen sensorer.

Optiske kamera

Disse metodene er basert på bruk av videokamera for overvåking av subsea-systemer. Teknologien gir romlig dekning og bestemmelse retning til lekkasjen kan være mulig. Mulighetene med slike metoder er typisk å ta opp og sende 3 - 30 minutters videoopptak og 1 -10 stillbilder per time. Optiske kameraer for subsea lekkasjesøking er følsomme for vannets turbiditet. En annen begrensning er behovet for kontraster i bakgrunn for å kunne oppdage olje. Laboratorietester har vist at slike kameraer trenger tilleggslys for deteksjon utover 1 m. Begrensningen med ekstra lys er 3-4 meter. Marin begroing kan også skape problemer, men disse kan løses ved vedlikehold. Kamerateknologien er i bruk sammen med ROV og pilottester med faste installerte kamera subsea pågår.

Passive akustiske metoder

Denne type sensorer inneholder hydrofoner (undervanns mikrofoner) til å plukke opp trykkbølger eller lyd generert av et brudd eller en lekkasje, og overføres gjennom en struktur eller gjennom vannet. Så lenge trykkbølgen er tilstrekkelig sterk, er passive akustiske sensorer ikke avhengig av den kjemiske sammensetningen til lekkasjen. Passive akustiske detektorer kommer i varianter beregnet for dekning i rom, samt varianter for overvåking av spesifikke kritiske komponenter. Posisjonering er mulig ved å bruke mer enn to sensorer. Ankomsttiden for et lydsignal på hver sensor kan brukes til å finne opprinnelsen til lyden. Disse sensorene er lite påvirket av havstrømmer og turbiditet. Passive akustiske sensorer er tilgjengelig på markedet og har vært kommersielt levert. En begrensning til denne teknologien er at lyden fra små lekkasjer kanskje ikke når hydrofonene. Bakgrunnsstøy kan forstyrre. Et tilstrekkelig trykkfall over lekkasjebanen er en forutsetning for deteksjon. Passive akustiske sensorer kan også brukes til overvåking av ventilåpning og stenging, chokeåpning eller justeringer og funksjon av roterende maskineri.

Massebalansemetoder

Massebalansemetoder er basert på overvåking av trykkfall mellom to eller flere trykksensorer installert i subsea produksjonssystem. Ifølge en SINTEF-rapport må lekkasjen være over en viss størrelse (5% av total flow) for å bli oppdaget av massebalanse. Men selve terskelen for å oppdage en lekkasje vil avhenge av kompleksiteten av massebalansesystemet, type prosess (gass, væske eller blandet), den nøyaktighet og mengden av instrumentering tilgjengelig og trykkfall over andre systemkomponenter for hver applikasjon. For eksempel, å inkludere trykk- og temperatursensorer nederst i stigerør i tillegg til juletre og manifold vil forbedre systemytelsen. Normalt blir en mulighetsstudie utført for hvert program for å beregne den faktiske oppnåelige nøyaktighet som kan være langt bedre enn 5% av den totale flow. For høye strømningshastigheter vil feilområdet for trykksensorene være relativt små i forhold til trykkfallet, noe som gir en forbedret nøyaktighet for høye strømningshastigheter. Den økonomiske terskelen for å anvende massebalansemetoder anses lav, da forutsatt at de fleste subsea systemer allerede anvender trykk- og flowsensorer. Det som trengs i tillegg er rutiner og programvare for håndtering av advarsler. Massebalanseteknologien er moden og kan fungere som et supplerende prinsipp for den yngre teknologier beskrevet ovenfor. Massebalanse dekker også rørledningssystemer.

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 overvåkingmetoder (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 Miljøovervåking av bunnhabitater (sedimenter og bunnfauna)

Miljøovervåking av sedimenter og bunnfauna har vært gjennomført relatert til petroleumindustrien siden petroleumaktiviteten 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, radioaktive stoffer 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 overvåking, i tillegg til vannsøylen og sedimentet. Overvåkningsmetodene er i stor grad sammenfallende med den som brukes i den regulære overvåkingen, men med tilleggsundersøkelser knyttet til kystsonen dersom det er relevant. Det kan da være snakk om undersøkelser av sjøfugl, sjøpattedyr og virkninger på friluftsliv. Når det gjelder metoder, dreier det seg om analytisk/kjemiske analyser i vann, biota og sediment, samt diverse teknikker for prøvetaking og analyse av fauna i bløtbunn og på hardbunn på dypt vann, og tilvarende for flora/fauna i grunne områder og på land. Bruk av nye teknikker for å måle responser/effekter (biomarkører) prøves også ut. Overvåking av mattrygghet er sentralt med prøver av villlevende fisk og andre organismer (blåskjell, sjøfugl o.a). Erfaringene knyttet til miljøovervåking etter oljesøl er begrenset, men oppsummering av erfaringene fra Rockness, Server og Full City rapporteres våren 2011.

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 Statoil 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” ([CORAMM](#)) er det igangsatt aktiviteter som ser på mulige effekter av borekaks med vedheng av vannbasert borevæske på den revdannende korallen *Lophelia pertusa*. I prosjektet gjøres det laboratoriestudier hvor koraller eksponeres for ulike konsentrasjoner av kaks og naturlige sedimenter. I tillegg testes ulike typer sensorer for overvåking i felt. Videre utvikles det en metode for automatisk gjenkjennelse av levende og døde koraller, samt kvantifisering av arter som lever i tilknytning til korallrev. Bruk av videomosaikking (*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 mer robuste for eksponering av partikler fra boring enn opprinnelig antatt.

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 topphullsborings 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 brønnsliiser 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”, ([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 ble i begynnelsen av 2008 initiert tilleggsaktiviteter til HERMES-programmet som bidro til økt kunnskap om naturlige variasjoner når det gjelder strømmønster, kjemiske og biologiske parametre 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, fiskeegg/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

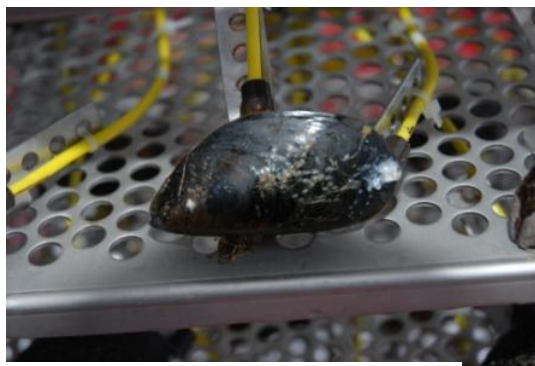
[Biota Guard](#) systemet er utviklet for kontinuerlige målinger av en rekke fysikalske, kjemiske og biologiske parametere og hvor denne informasjonen kan sendes via f. eks kabel, radio og satellitt til et landbasert ekspert senter for videre analyse, visualisering og rapportering. Systemet er fleksibelt 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 ble det gjennomført en [langtidstest av systemet på raffineriet på Mongstad](#). Systemet utførte miljøovervåkning i seks 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.



Figur 8.4 Biota Guard installasjon



Figur 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 etterinstallering av ny miljøteknologi lettere på land enn offshore på grunn av bedre plasstilgjengelighet og ingen vektbegrensning.

Utbygging fra landanlegg gir større spillerom for valg av optimale energiløsninger og mulig spillvarme kan utnyttes til lokale formål. Det er også rom for mer miljøeffektive løsninger på land, da en har mulighet til integrasjon og tilkopling mot andre virksomheter. Landanlegg gir mulighet for å installere biologisk renseanlegg som kan ta hånd om miljøskadelige komponenter fra produsert vann.

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

Kilder til utslipp fra et landanlegg er de samme som for en offshore innretning bortsett fra bore- og brønnoperasjoner. Dersom en bygger ut anlegg på land vil disse operasjonene bli utført ved hjelp av 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 anvendelige på land.

I områdene som grenser til Nordsjøen finnes det i dag flere landanlegg, Mongstad, Kollsnes, Sture, Kårstøanleggene og Risavika LNG-anlegg.

9.1 ***Utslppsreduserende tiltak - utslipp til luft fra landanlegg***

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

9.1.1 CO₂ - Renseteknologi

CO₂ teknologisenter Mongstad(TCM)

Anleggene på Mongstad ble bygget på 1970 tallet. Anleggene har blitt oppgraderte og miljøtilpasset siden den gang. For å bedre utnytte tilgjengelig energi, sikre stabil og sikker elektrisitetsforsyning skal et kraftvarmeverk stå ferdig i 2010, Mongstad (EMV). I den forbindelse ble det inngått en avtale mellom OED og Statoil om å gjennomføre en stegvis løsning for CO₂ håndtering på Mongstad.



Figur 9.1: CO₂Technology centre Mongstad (kilde: Innovasjon Norge)

Første trinn i utviklingen er bygging av Teknologisenter Mongstad (TCM). Hovedmålet med TCM er å utvikle, teste og kvalifisere CO₂- renseteknologier for senere bruk i bygging av fullskala anlegg. Samtidig arbeides det med utvikling av et fullskala CO₂ renseanlegg med kapasitet på 1,3 millioner CO₂ per år. Testanlegget skal ha en designkapasitet på 100 000 tonn CO₂ per år. To etterforbrenningsteknologier skal testes, aminteknologi og karbonat teknologi. CO₂ fanges da etter forbrenning (post-combustion). Avgass fra skorsteinene trekkes ut ved hjelp av vifter avkjøles og renses.

9.1.1.1 Etterforbrenningsteknologier (post-combustion)

Aminteknologi

Aminteknologi er den mest kjente etterforbrenningsteknologien, og har moderat teknologisk risiko. Det er imidlertid potensial å forbedre miljøpåvirkninger og kvalifisere teknologien med hensyn på storskala rensing. I et aminanlegg vil avgassen avkjøles. Etter avkjøling føres gassen til et absorpsjonstårn. Her strømmer avgassen oppover motstrøms amin/vann blandingen. CO₂ reagerer med amin og tas opp av aminløsningen. Absorpsjonstårnet skal fjerne ca. 85-90 % av CO₂ i avgassen. Den CO₂ – rike aminblandingens føres fra absorpsjonstårnet til et desorpsjonstårn der den blir varmet opp ved hjelp av damptilførsel. CO₂ frigjøres fra amin og danner nesten ren CO₂ gass. Den varme CO₂-fattige aminløsningen fra desorpsjonstårnet blir varmevekslet med den kalde CO₂-rike aminløsningen fra absorpsjonstårnet for å gjenvinne energi tilført i desorpsjonstårnet.

Hvilket amin og hvilke tilsetningsstoffer som benyttes i et aminanlegg er leverandøravhengig. Den mest kjente er MEA (monoetanolamin) som har akseptable verdier med hensyn til toksisitet, bio-nedbryting og bio-akkumulering. Ulempen er at MEA degraderes i prosessen (bl.a. med O₂ i avgassen) til en rekke andre kjemikalier. De fleste kjemikaliene havner i en håndterbar avfallstrøm fra en gjenvinningsenhet

(reclaimer). En liten del havner i rensset avgass. For å unngå degradering (nedbryting av aminer) kan det tilsettes kjemikalier. Slike kjemikalier kan ha uheldige miljøegenskaper. Alternative kommersielle aminer som blir tilbudt har stort sett miljømessig dårligere iboende egenskaper (mindre biologisk nedbrytbare) enn MEA, men degraderer mindre, og gir dermed mindre avfallsprodukt. Mange av leverandørene, som ikke bruker ren MEA, bruker blandinger av aminer uten tilsetningsstoffer. Hvilke aminer det er, håndteres av leverandørene som forretningshemmeligheter av konkurransehensyn. Eksempler på slike aminer som er testet i laboratorier er AMP (2-amino- 2-metyl-1-propanol) og MDEA (metyldietanolamin).

Karbonat teknologi

Karbonatprosessen er en CO₂-renseprosess som antas å ha et større potensial på lengre sikt. Imidlertid er denne teknologien vesentlig mindre utprøvd enn aminmetoden og det er mer usikkerhet rundt effekten på ulike røykgasskilder. Denne teknologien forventes å være mindre energikrevende. I karbonatprosessen brukes en kjølt ammoniakk/vannblanding som absorbent. Absorbenten må være kjølt for å minimere ammoniakkslipp med gassfasen og for å kunne absorbere nok CO₂. CO₂ reagerer i væskefasen med ammoniumkarbonat til et faststoff. Derfor kan reaksjonen drives videre til relativt høyt CO₂-innhold i væskefasen. Prosessen kan deles i tre undersystemer:

- Avgasskjøling
- CO₂ absorpsjon
- Høytrykksregenerering

I TCM vil avgassen inn til anlegget kjøles ved hjelp av sjøvann og mekanisk ammoniakk basert kjøleenhet før den føres til et absorpsjonstårn. I absorpsjonstårnet strømmes avgassen oppover i kolonnen motstrøms ammoniakk/vannblandingen. CO₂ går over fra gassfasen til væskefasen. Avgassen som forlater absorpsjonstårnet består hovedsakelig av nitrogen, oksygen og ammoniakk. Mesteparten av ammoniakken fjernes i en vannvaskeenhet med tilhørende ammoniakk stripper. Slurryen fra absorberer sendes til et høytrykks desorpsjonstårn for å frigjøre CO₂ ved å varme opp væsken med hjelp av damp. Produktet er tilnærmet ren CO₂ gass som kan komprimeres for transport og lagring. Frigivingen av CO₂ under høyt trykk har fordelen at behovet for kompresjonsenergi (fullskala anlegg) blir lav. Den varme CO₂ fattige væsken som forlater regeneratoren blir varmevekslet med den kalde CO₂ rike væsken fra absorpsjonstårnet for å gjenvinne energi tilført i regeneratoren. I tillegg benyttes varmeintegrasjon mellom ammoniakkstripperen og CO₂ regeneratoren. En fordel med karbonatprosessen er at absorbenten ikke degraderes og man får dermed ingen degraderingsprodukter.

De eneste kjemikaliene som brukes i karbonatprosessen er ammoniakk (løsningsmiddel) og svovelsyre (tilsettes i små mengder til vaskevannet). Svovelsyre reagerer med ammoniakk i vannvaskeenheten til ammoniumsulfat. I selve prosessen finnes også ammoniumkarbonat og ammoniumbikarbonat. Egenskaper av disse kjemikaliene er kjent og ingen store miljøkonsekvenser er forventet. Kontroll av ammoniakkslipp vil være svært viktig. Ifølge leverandør av karbonatanlegget vil ikke korrosjonshemmer eller kjemikalier for å forbedre absorpsjonsegenskapene bli tilsatt.

9.1.1.2 CO₂ fanges før forbrenning (pre-combustion)

Oxy-fuel

Prinsippet bak denne teknologien er at rent oksygen tilsettes forbrenningen i stedet for luft. Det dannes da ren vanndamp og CO₂, noe som medfører en enklere CO₂ separasjon. 90 % av CO₂ 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 rensesgrad 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.

9.1.2 NO_x reduksjon

Pr. i dag er Lav NO_x brennere standard teknologi for gassturbiner. Denne teknologien gir et utslipp på maksimalt 25 ppm. NO_x i eksogassen. Det finnes to kommersielt tilgjengelige teknologier for ytterligere NO_x-reduserende tiltak helt ned til 5 ppm., SCR (Selective Catalytic Reduction), og SCONO_x, SCR er beskrevet i kapittel 5.9.3.

9.2 ***Utslippsreduserende tiltak - 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.

På Mongstad behandler vannrensanlegget prosessavløpsvann fra raffineriet og oljeholdig ballastvann fra tankskip. Renseprosessen omfatter plateseparasjon, flotasjon, flokkulering og biologisk rensing.

9.2.1 Biologisk rensing

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

Biologiske renseanlegg er vanlig ved oljeraffinerier og gassbehandlings-/gassprosesseringsanlegg. 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.

9.2.2 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.

9.2.3 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.

9.2.4 Våtoksidasjon

I våtoksidasjonsprosessen pumpes og varmes vann og luft opp til ca. 150 bar og opp mot 300 °C for så å ha en reaksjonstid på minst en time. Prosessutstyret vil normalt bestå av høytrykks pumpe og kompressor, varmevekslere, reaktor og separator. Ved å tilsette ekstra mengde kondensat til vannet er det mulig å øke reaksjonsvarmen slik at man ikke har behov for annen type energi til oppvarming. Denne prosessen er først og fremst aktuell for destruksjon av spesielle typer organisk materiale i vann, gjerne med høy giftighet. Investeringskostnaden vil normalt være høyere for et våtoksidasjonsanlegg 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. Sintef har patentert en utvidelse av prosessen hvor katalysatorer og kjeramisk membran kommer i tillegg. Prosessen kalt [Watercox](#), er foreløpig bare brukt på avløpsstrømmer fra landbasert industri.

9.2.5 Adsorpsjon

I motsetning til biologisk rensing og våtoksidasjon 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 informasjon 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.

Den største utfordringen med å ta i bruk denne type renseteknologi offshore vil på de fleste innretninger med betydelig vannproduksjon være plassbegrensning. De er derfor mest aktuelle for landbasert industri.

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.)

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 blant annet 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 årlig status på innretninger offshore, herunder installasjoner som er blitt avviklet.

11.1 Eksisterende teknologi

Innretninger som er fjernet fra norsk sokkel er i stor grad bunnfaste stålinnretninger, dekkсанlegg på stålinnretning, flammestårn og gangbroer. En bunnfast stålkolonne er også 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 og gjenbrukt. Helikopterdekk ble gitt til et havarivernsenter og selve kolonnen ble fundament for molo til småbåthavn.

Piece small

Piece small kalles den metoden som består i at moduler kuttet opp og fjernes bit for bit offshore. Den har blitt benyttet i stort monn på fjerningen både av Frigg og Ekofisk. Denne fjerningsmetoden passer til eldre innretninger hvor konstruksjonen i mindre grad har blitt tilpasset effektiv fjerning. Viktig teknologi innenfor dette er hydrauliske sakser som effektivt kan kutte og klippe stålstrukturer i mindre biter som igjen kan lastes i containere og fraktes til land. Metoden brukes også ved riving av større strukturer på land.



Figur 11.1 AF-Decoms kuttemaskin "Storeulv"

Tungløft

Tungløft er bruk av store kranfartøy til å fjerne hele moduler eller endog hele toppdekket på mindre innretninger i ett løft og transport til land enten ved hjelp av lekter eller av selve tungløftfartøyet (se fig 11.1). Det er på mange måter samme teknologi som ble benyttet under installering som brukes ved fjerning.



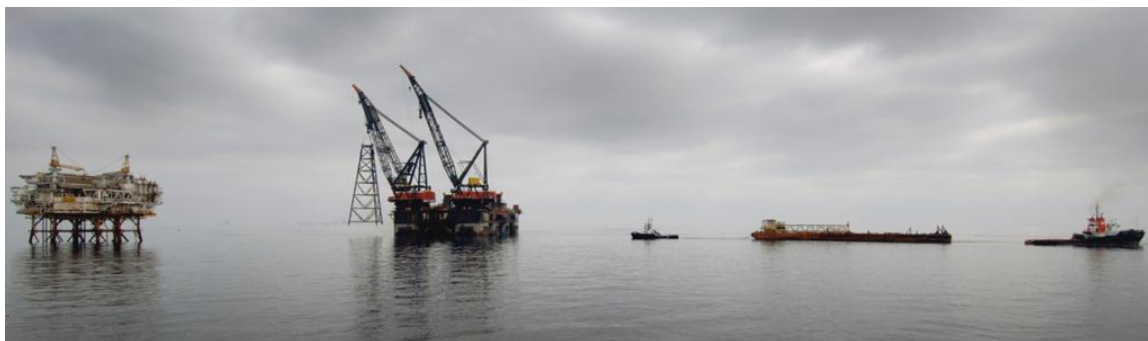
Fig 11.2 Saipem 7000 ankommer Stord med toppdekk fra Frigg QP

Bunnfaste stålinnretninger og undervannsinneinretninger

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

seksjonene har så blitt løftet av og plassert på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og fraktet til land.

Undervannsinnetninger 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.



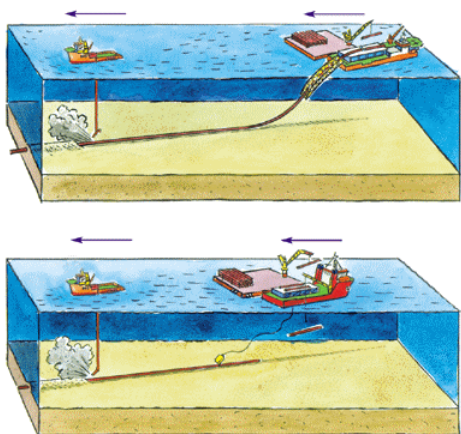
Figur 11.3: Fjerningsoperasjon

Flytende innretninger (skip, strekkstag, halvt nedsenkbare)

Med unntak av jack-up riggen som produserte på Yme-feltet i Nordsjøen, er det ingen flytende produksjonsinnretninger som til dags dato er fjernet fra norsk sokkel. Gjenbruk har vist seg vanskelig å få gjennomført for innretninger fra norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder også deler av en innretning, moduler eller enkeltutstyr. En årsak til dette kan være at utstyret er teknisk foreldet. Men også slitasje og korrosjon er viktige årsaker. I tillegg kan det være vanskelig å tilpasse nedstengningstidspunkt for en innretning med utbygging av nytt felt hvor lignende type innretning kan passe. Smedvigs halvt nedsenkbare boreplattform West Vision ble i 1987 bygget om til en flytende halvt nedsenkbar plattform med prosessanlegg og boligkvarter og installert på Veslefrikkfeltet. Veslefrikk B var den første permanente flytende produksjonsenhet på norsk sektor i Nordsjøen. Flytende 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.

Rørledninger og kabler

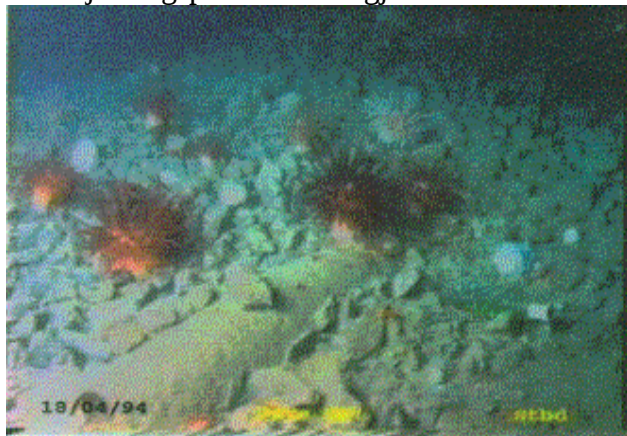
I hovedtrekk har regelen vært at de rørledningene og kablene som er tatt ut av bruk på norsk sokkel kan etterlates på stedet hvis de er tilstrekkelig rengjort og ikke til hinder for andre brukere av havet. (Ref. St.meld. nr. 47 (1999-2000)). I noen tilfeller har feltinterne rørledninger og kabler blitt fjernet, mens i andre tilfeller har de blitt liggende (når de har vært nedgravd fra før). Ved fjerning legges det i utgangspunktet opp til å bruke konvensjonell teknologi, det vil si reversert leggemetode.



Figur 11.4: Ved fjerning av rørledninger vil reverserte leggemetoder normalt benyttes (kilde: www.conocophillips.com)

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 understellsfundament, rørledninger 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 hvor selve fjerningsprosessen vil gjøre mer skade enn å dekke over.



Figur 11.5: Bildet viser en steindumpet, men eksponert rørledning.

Håndtering av farlig materiale

Mange av dagens innretninger er preget av å være eldre installasjoner som har vært brukt i produksjon av petroleum gjennom mange år. Dette medfører at kjemikalie- og oljerester og andre potensielt farlige stoffer må fjernes og behandles. Det må derfor være etablert

prosedyrer for identifisering og håndtering av slike stoffer under nedstengningen og tilstrekkelig rengjøring før endelig disponering av installasjonene.

Overvåking

For innretninger som etterlates stilles det krav om overvåking av utviklingen av innretningens tilstand ([OSPAR 98/3](#)).

11.2 Ny teknologi

Det har i liten utstrekning vært vilje til utvikling av mer miljøvennlig teknologi for fjerning av innretninger på norsk sokkel. Dette kan til dels forklares med vansker eller liten vilje til å stille kapital til teknologiutvikling på feltet uten å ha tilstrekkelig garanti for framtidige kontrakter.

Det er først er i de senere årene at felt er stengt ned og fjerning har blitt gjennomført. Fokus frem til nå har 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 benyttet.

Feltutbygginger i Nordsjøen består både av bunnfaste betong- og stålinnretninger og flytende installasjoner tilkoblet havbunnsinnretninger. Hittil er ingen betongunderstell fjernet fra nedstengte innretninger. På norsk sokkel er Frigg TCP2 og Ekofisktanken (2/4-T) gitt unntak fra krav om fjerning. Det samme er Frigg TP-1 og CDP-1 og MCP-01 på britisk sokkel. Betongunderstell designet før 1978 er ikke tilrettelagt for fjerning. Et krav fra Oljedirektoratet dette år tilsa at plattformene skulle designes for dette. Den valgte teknologien tilsier en fjerningsoperasjon som er en reversert nedsetting. Viktige elementer i denne operasjonen er kraftige spyledyser i bunn, samt deballasteringsutstyr som fjerner vann i lagertankene og dermed reduserer vekten av innretningen slik at den får oppdrift til å flyte.



Figur 11.6: Friggfeltet etter avsluttet fjerning

Hvorvidt fjerning av understell fra nedstengte faste betongplattformer vil bli en realitet i framtiden, avhenger blant annet av at fjerningen kan foregå på en sikker og miljøakseptabel måte. Betong er et meget stabilt materiale, slik at eventuell gjenbruk må vurderes. Bruk til brofundament har blant annet vært lansert. Eventuell opphugging må vurderes ut fra økonomiske, sikkerhetsmessige og miljømessige sider.

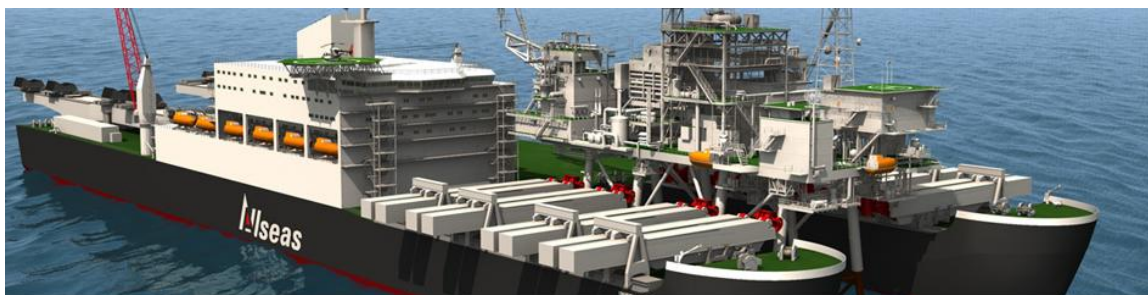
Løfteteknologi for bunnfaste stålinnretninger

Basert på høye kostnader knyttet til bruk av tungløftfartøy og liten tilgjengelighet har det vært satt i gang flere initiativ for å utvikle ny fjerningsteknologi. I første rekke gjelder dette fjerning av bunnfaste stålinnretninger. Det er etter 2000 blitt 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 ble igansatt i 2002. 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. Både Frigg og Ekofisk er blitt fjernet med konvensjonell teknologi.

Flere forskjellige "ett-løft" prinsipper har blitt lansert for plattformfjerning. Det er ulike konsepter bygd på forskjellige typer fartøy. Fokus har vært selve teknologiutviklingen og mulighetene for kostnadsreduksjoner, men også andre aspekt, så som miljømessig

gunstige løsninger er blitt vurdert. Utvikling av slik teknologi er svært tidkrevende, og vanskelig å teste ut i stor skala.

Firma Allseas startet sommeren 2010 byggingen av et nytt stort fartøy som skal kunne brukes til installering av plattformer, legging av rør og fjerningsoperasjoner. Fartøyet har fått navn "[Pieter Schelte](#)" og bygges ved Daewoo i Sør-Korea.



Figur 11.7: Skjematisk framstilling av "Pieter Schelte" [Kilde: Allseas](#)

Master Marine er et norsk selskap som har spesialisert seg på halvt nedsenkbare rigger. De har nylig (november 2010) fått levert en konstruksjonsrigg, Nora, til bruk ved innstalleringsoperasjoner og dekommissionering. Denne type innretning er mindre væravhengig da den kan stå bunnfast. Tungt utstyr og moduler kan "skiddes" til/fra bunnfast innretning og transporteres mellom felt og base.



Figur 11.8 "Service Jack" Nora. [Kilde: Mater Marine](#)

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 kan bestå 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. Alternativt ble ståltanker brukt på Frigg.



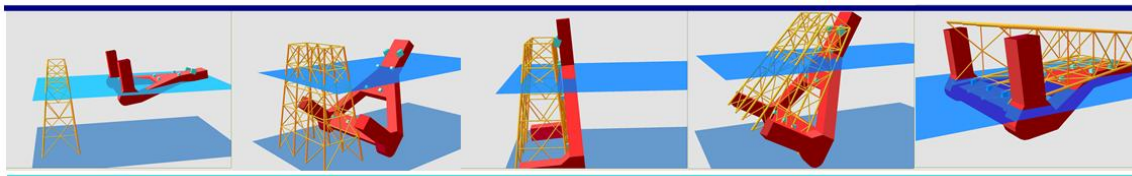
Figur 11.9: Utvikling av ny fjerningsteknologi, oppdriftstanker som festes til stålundestell som skal fjernes (kilde: Aker Kværner)



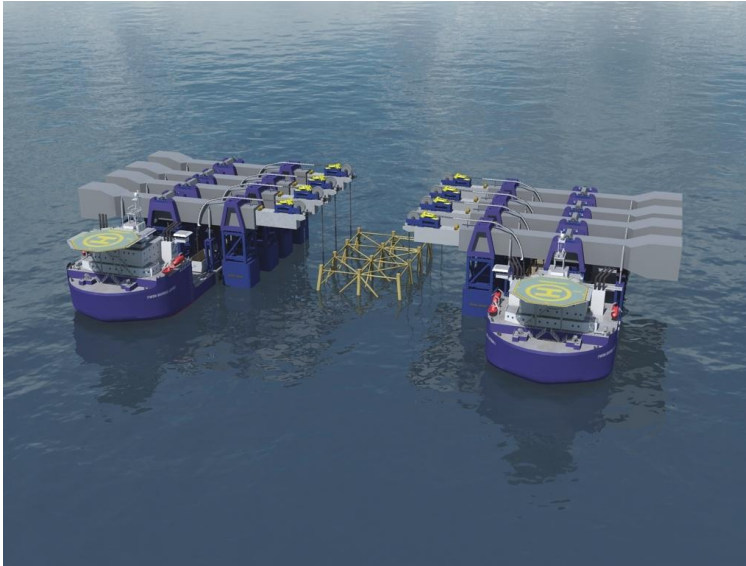
Figur 11.10 Frigg DP2 Jacket slepes til Stord ved hjelp av bl.a. oppdriftstanker (kilde: Total)

Eksempler på teknologi under utvikling

Deltalifter er et tilsvarende konsept som skal kunne lette fjerning, transport og landing av stålundestell. <http://www.deltalifter.com/index.htm>

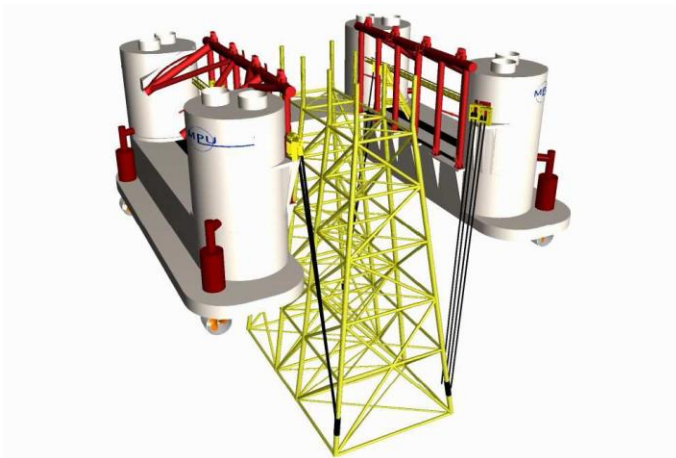


Twin Marine Heavy Lifter er et konsept som består av spesialskip med store flate dekk som kan samarbeide om tungløft. Konseptet var derfor beregnet å bruke både på installasjon og fjerning. Bygging av skipene ble påbegynt ved Jin verftet i Kina, men avtalen senere kansellert på grunn av sen framdrift. Dette førte til at selskapet gikk konkurs i januar 2010. Utviklingen av denne teknologien tok 10 år. De tidligere eierne har kjøpt tilbake teknologien og startet opp på nytt. Lenke til det nye selskapet som eier teknologien: ([SeaMetric](#)).



Figur11.11 Illustrasjon av Twin Marine HL. Kilde: SeaMetric

MPU Heavy Lifter var et prosjekt som gikk på å bygge et løftefartøy i betong for offshore innretninger. Drivkraften bak konseptet kom fra miljøet hos Dr. techn, Olav Olsen, som har designet betongplattformer for petroleumsnæringen, blant annet Condeep.



Figur 11.12. Illustrasjon av MPU Heavy lifter

Bygging ble påbegynt i dokk ved Keppel Verolme-verftet i Nederland i 2007, men også dette prosjektet strandet før byggingen var ferdig. MPU Offshore Lift ASA la ned driften sommeren 2008 og ble slått konkurs etter kostnadsoverskridelser.

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 jettvann, mekanisk kutting som diamantwire og eksplosiver.

Vedlegg 1

Oversikt over nasjonale miljømål

Nedenfor følger en oversikt over konkrete mål i internasjonale miljøavtaler og konvensjoner. Datakilder: OLF miljørapport 2010, Klif og Statistisk sentralbyrå.

Parameter	Miljømål/avtale og status
nmVOC	<i>Gøteborg-protokollen:</i> I 2010 var det nasjonale mål i Norge å maksimalt slippe ut 195.000 tonn flyktige organiske forbindelser (nmVOC). Det samlede norske utslippet av nmVOC i 2009 var ifølge SSB 160 600 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 28,2 prosent av de nasjonale utslippene. De gjennomførte tiltakene offshore har ført til at de nasjonale utslippene nå er lavere enn forpliktelsen Norge har i henhold til Gøteborgprotokollen for 2010. I perioden 2001-2009 er nmVOC utslippene fra sokkelen redusert med > 80 %.
CO₂	<i>Kyoto-protokollen:</i> De gjennomsnittlige utslippene i perioden 2008- 2012 skal ikke være mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990. I 2009 var samlet CO ₂ -utslipp fra virksomheten på norsk sokkel 12,4 millioner tonn (figur 14). Dette er en reduksjon fra 2008, da utslippet var 13,8 millioner tonn. I tillegg til redusert produksjon, er hovedårsaken mindre fakling fordi anlegget på Melkøya har hatt mer stabil drift etter oppstartsproblemene i 2007 og 2008. I 2009 har også selskapene tatt i bruk spesifikke omregningsfaktorer for CO ₂ fra fakling på hver enkelt innretning, fremfor å bruke en teoretisk faktor som i 2008.
CH₄	<i>Kyoto-protokollen:</i> CH ₄ omregnes til CO ₂ -ekvivalenter og inngår i totalregnskapet for klimagasser.
NO_x	<i>Gøteborg-protokollen:</i> De årlige utslippene av NO _x skal maksimalt være 156.000 tonn fra og med 2010. Frem til 2010 skal de ikke overstige nivået av 1987 (dvs 230.000 tonn). Samlet norsk utslipp av NO _x i 2009 var ifølge SSB 167 500 tonn, en nedgang på ca 4 prosent fra 2008. Av dette sto olje- og gassindustrien for 29,7 prosent, som er noe høyere enn i 2008. Miljøavtalen om NO _x mellom 14 næringsorganisasjoner og Miljøverndepartementet trådte i kraft 1. januar 2008. Avtalen regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NO _x -utslipp. Avtalen ble fornyet til 2017 i desember 2010 og utvidet med en organisasjon (15).
SO₂	<i>Gøteborg-protokollen:</i> De årlige utslippene av SO ₂ skal maksimalt være 22.000 tonn fra og med 2010. SO ₂ utslippene fra petroleumsvirksomheten er meget begrensede, i hovedsak relatert til overgang til drivstoff med lavt svovelinnhold.

Oljemengde	OSPAR: Redusere oljeutslipp til sjø med 15 % i 2006 i forhold til 2000. Som følge av økt mengde produsert vann ble dette målet ansett som vanskelig å nå. Imidlertid grunnet implementerte tiltak for rensing av produsert vann på ulike felt, er konsentrasjonsgrensen betydelig redusert og målet oppnådd (Ref.: Klif 2010).
Oljekonsentrasjon	OSPAR: Redusere utslippsgrense for olje i vann til 30 mg/l fra 2007. Utslippsgrensen er nådd som gjennomsnitt for sokkelen. (Ref.: Klif 2010).
Radioaktive stoffer	OSPAR: Utslippene av radioaktive stoffer til det marine miljø skal reduseres gradvis og vesentlig slik at man innen 2020 skal: • Konsentrasjonen av naturlig forekommende radioaktive stoffer skal være nær bakgrunn • Konsentrasjonen av menneskeskapte radioaktive stoffer skal være tilnærmet null