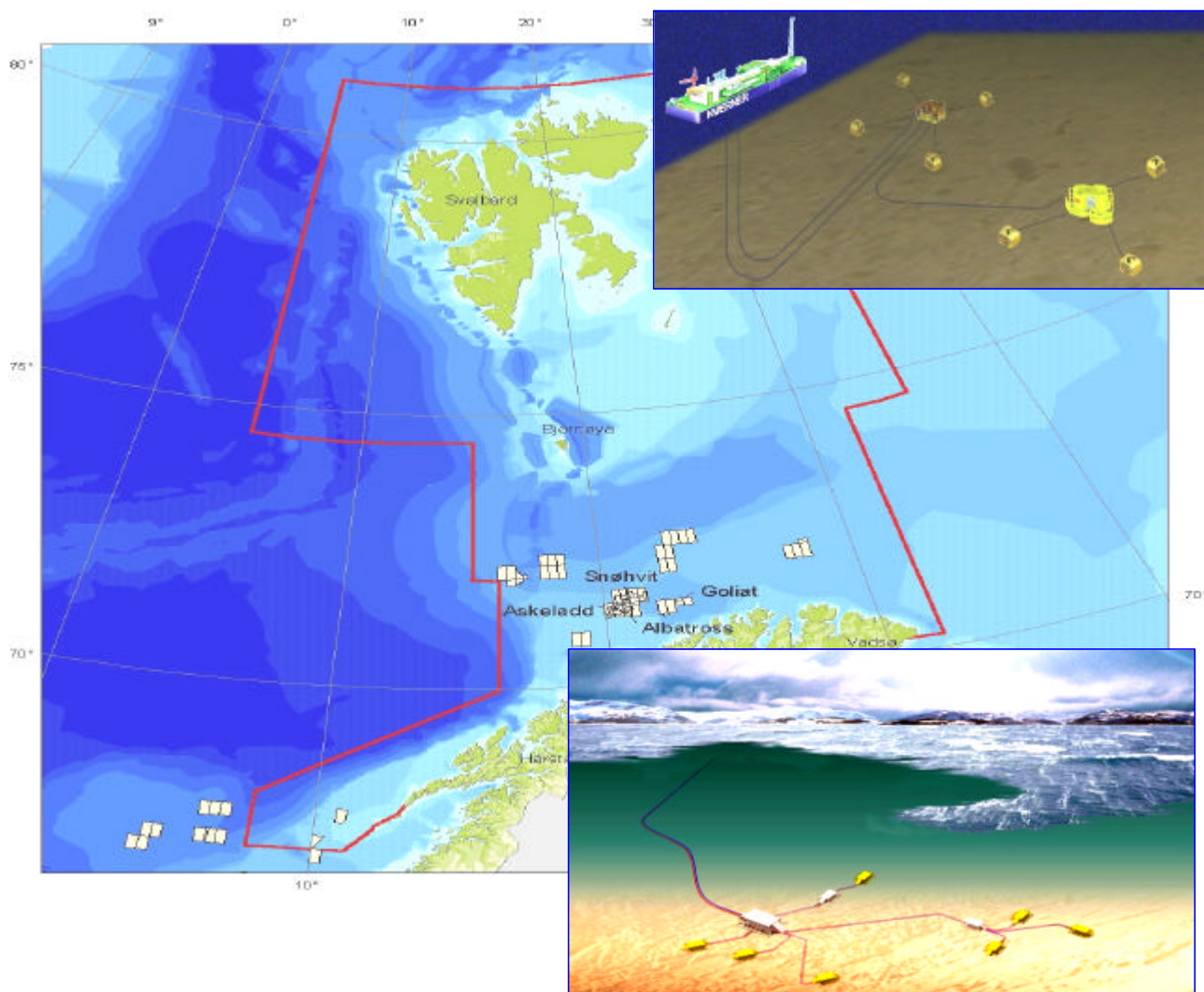


Miljøteknologi

Utredning av konsekvenser av helårig petroleums- virksomhet i området Lofoten -Barentshavet



OLJEDIREKTORATET



Sammenheng	1-4
1 Innledning	1-8
2 Seismikk	2-10
3 Boring og brønnoperasjoner	3-11
3.1 Utslipp til sjø	3-11
3.1.1 Målsetning	3-11
3.1.2 Utslippsstatus fra hele sokkelen	3-11
3.1.3 Reduksjon ved kilden	3-12
3.1.4 Gjenbruk av borevæsker	3-14
3.1.5 Vannbasert borevæske i alle seksjoner	3-15
3.1.6 Alternative vektmaterialer	3-15
3.1.7 Injeksjon av borevæske og kaks	3-16
3.1.8 Oppsamling og ilandføring av borekaks	3-16
3.1.9 Tiltak på rigger	3-17
3.1.10 Vurdering av tiltak	3-17
3.2 Utslipp til luft	3-17
3.2.1 Målsetning	3-18
3.2.2 Reduksjon ved kilden	3-19
3.2.3 Tiltak knyttet til kraftgenerering	3-19
3.2.4 Vurdering av tiltak	3-21
3.3 Utslipp fra brønntesting	3-22
3.3.1 Målsetning	3-22
3.3.2 Reduksjon ved kilden	3-22
3.3.3 Oppsamling	3-24
3.3.4 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget	3-24
3.3.5 Vurdering av tiltak	3-24
4 Produksjon	4-25
4.1 Utslipp til sjø	4-25
4.1.1 Målsetning	4-25
4.1.2 Utslippsstatus fra norsk sokkel	4-26
4.1.3 Produsert vann	4-27
4.1.4 Utslipp av drenasjevann	4-37
4.1.5 Vurdering av tiltak	4-37
4.2 Utslipp til luft	4-38
4.2.1 Målsetting	4-38
4.2.2 Utslippsstatus for norsk sokkel	4-39
4.2.3 Tiltak for reduksjon av utslipp til luft	4-40
4.2.4 Reduksjon ved kilden	4-48
4.2.5 Lagring av olje	4-48
4.2.6 Bøylasting	4-49
4.2.7 Vurdering av tiltak	4-49
5 Arealbeslag	5-53
6 Kjemikalier, boring og produksjon	6-55
6.1 Målsetning	6-55
6.2 Utslippsstatus på norsk sokkel	6-55
6.3 Substitusjon og utfasing	6-56
6.3.1 Substitusjon av kjemikalier	6-56
6.3.2 Reduksjon av kjemikalier i produksjon	6-56

6.3.3	Utvikling og erstatning av kjemikalier	6-57
6.3.4	Offshorekjemikalier i lukkede systemer	6-57
6.4	Rørledningskjemikalier	6-57
6.4.1	Teknologier for reduksjon ved kilden.....	6-57
6.5	Vurdering av tiltak.....	6-58
7	Utslipp fra landanlegg	7-59
7.1	Utslipp til sjø fra landanlegg.....	7-60
7.1.1	Målsetning	7-60
7.1.2	Biologisk rensing	7-60
7.1.3	Våt oksydasjon.....	7-60
7.1.4	Adsorpsjon.....	7-60
7.2	Utslipp til luft fra gassanlegg/terminaler	7-61
7.2.1	Målsetning	7-61
7.2.2	Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering.....	7-61
7.2.3	NO _x reduksjon.....	7-61
7.3	Vurdering av tiltak.....	7-61
8	Utsiktede utslipp	8-63
8.1	Små akutte uhellsutslipp.....	8-63
8.2	Store akutte uhellsutslipp	8-64
8.3	Deteksjon av lekkasjer	8-64
8.4	Vurdering av tiltak.....	8-64
9	Disponering av innretninger	9-65
9.1	Eksisterende teknologi	9-65
9.2	Ny teknologi.....	9-66
	Referanseliste	9-69

Sammendrag

Utredning for Lofoten- Barentshavet (ULB) vil omhandle norsk sokkel fra Lofoten og hele Barentshavet, men vil fokusere på helårig petroleumsaktiviteten i havområdene mellom 67° N og 74°30' N (Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Barentshavet Sør) (se figur 1). Som underlag for vurderinger av konsekvenser av slik virksomhet er det etablert et sett med aktivitets- og utslippsscenarioer (ref scenariedokumentet, www.oed.dep.no).

Denne rapporten tar for seg hvilken teknologi som kan brukes for å nå de oppsatte utslippsmål gitt i utredningsprogrammet. Aktuell miljøteknologi fra letning til feltavvikling er beskrevet. Rapporten vil inngå som en del av ULB.

Seismikk

I det definerte området legges det til grunn en ambisjon om å utvide samarbeidet med fiskeriinteresser ved planlegging av seismiske operasjoner, slik at negative effekter på fiskerimessige forhold reduseres mest mulig. Forberedelser til gjennomføring av seismiske undersøkelser foregår i nært samarbeid med fiskerimyndighetene.

I enkelte områder er det i dag, av hensyn til det marine miljøet, etablert seismikkfrie perioder.

Boring og brønnoperasjoner

Utslipp til sjø

Det er satt en målsetning om null utslipp til sjø fra bore- og brønnoperasjoner. Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Topphullseksjonen kan bores uten retur til riggen, og utboret kaks og sjøvann går på havbunnen.

For å nå målsetningen kan følgende teknologiske løsninger være aktuelle:

- reduksjon ved kilden
- gjenbruk av borevæsker
- bruk av vannbasert borevæske i alle seksjoner
- alternative vektmaterialer
- injeksjon av borevæske og – kaks
- ilandføring av borekaks

Hvilke teknologier for utslippsreduksjon som vil vurderes vil være svært avhengig av brønnens beskaffenhet.

For letebrønner vil borekaksen unntatt fra topphullseksjonen bli ilandført dersom dette vurderes å være miljømessig og sikkerhetsmessig forsvarlig. Hvis letebrønnene ligger samlet kan det være muligheter for injeksjon av borekaks i en felles injeksjonsbrønn. Under normale omstendigheter kan brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Vannbasert borevæske vil bli gjenbrukt, og gjenbruksprosenten antas å kunne økes fra dagens nivå ca. 30% til 40% bl.a. basert på forutsetningen om bedre rensing av kaksen om bord på riggen.

Topphullseksjonen vil normalt bores uten retur til riggen og utboret kaks og sjøvann vil gå ut på havbunnen. Teknologier for å samle opp kaks fra topphullseksjonen vil bli vurdert ut fra en total miljømessig og sikkerhetsmessig synsvinkel. Tiltak for oppsamling og håndtering på riggen vil medføre merkostnader, som må vurderes mot miljø gevinsten.

Utslipp til luft

Målsetningen vil være for;

NO_x utslipp, 85 % reduksjon ved full last

CO₂ utslipp, 20 % reduksjon

SO₂ utslipp, 50 % reduksjon

Signifikante reduksjoner av CO₂-utslipp fra bore- og brønnoperasjoner fra flyttbare innretninger kan bare oppnås gjennom mer effektive boreprosesser.

SO_x-utslipp kan enklest reduseres ved overgang til diesel med lavt svovelinnhold. Ved bruk av marin diesel med maksimalt svovelinnhold på 0,05 % vil målsetningen nås.

Diverse tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp er tilgjengelig. Ved motortekniske ombygginger eller ved bruk av vann-i-olje emulsjoner som drivstoff kan det være mulig å redusere NO_x-utslippene fra hvert fartøy med 10-40%. For å kunne nå en målsetning om 85% reduksjon av NO_x utslipp fra rigger, vil det være nødvendig med katalytisk rensing der SCR er en utprøvd teknologi i marin sammenheng. Dette vil være et kostnadskrevende tiltak som også stiller krav til betydelig plass og tilkomstmuligheter for katalysatorenheten og mulighet for å installere ureatank.

Hvorvidt katalytisk rensing på rigger er hensiktsmessig vil avhenge av hvilke andre tiltak som kan gjennomføres i området. Det kan være lite kostnadseffektivt med egne målsetninger og krav knyttet til bore- og brønnoperasjoner i dette området. De tiltakene som har laveste tiltakskostnad bør gjennomføres først. Spesielle krav til NO_x-reduserende utstyr på rigger i et gitt område ikke er nødvendigvis kostnadseffektivt.

Brønntesting

Målsetningen vil være ingen utslipp til sjø.

For brønntesting uten utslipp til sjø er det i dag kun oppsamling som vil oppfylle målet. Ved oppsamling vil det være en fordel med reduserte volumer, så tynnhullstesting kan være interessant. Her gjenstår det imidlertid en del utviklingsarbeid. Med tynnhullsboring kan en bruke en tynnere testestreg og dermed redusere både tidsforbruk og fluidvolum til overflaten. Det samme gjelder ved bruk av "coiled tubing". Nedihullstesting som i dag er under utvikling vil også oppfylle målsetningen. Industrien har tidlig fase nedihullstesting tilgjengelig i dag

Brønntesting er viktig for å karakterisere reservoaret/formasjonen (bl.a. bestemme reservoarets produktivitet) og væsken den inneholder. Testing utelates dessverre ofte pga høy kostnad, risiko og miljømessige begrensninger. Uten den nevnte informasjonen risikerer en bl.a. feildimensjonering av prosessanlegget og at det designes for feil type fluid. For enkelte komponentanalyser kreves store væskeprøver og det kan være nødvendig med "drill stem test" DST. En DST vil i utgangspunktet gi utslipp, men utslipp kan unngås ved å produsere til et brønntestingsskip.

Alternative testemetoder som ikke produsere væske til overflaten kan normalt gi væskeprøver men har begrensninger (størrelse på prøven, strømningssegenskaper osv) sammenlignet med tradisjonell testing.

For testing ved produksjonsboring vil tilbakeproduksjon av oljen være det mest aktuelle tiltaket dersom dette er driftsmessig akseptabelt.

Produksjon

Utslipp til sjø

Målsetningen er null utslipp ved normal drift.

Scenariebeskrivelsen for petroleumsvirksomheten i Lofoten/Barentshavet 2005-2020 forutsetter reinjeksjon med 95% regularitet. Normalt er regulariteten for et vanninjeksjons system omlag 85%, men regulariteten kan økes ved å utforme anlegget for høyere tilgjengelighet ved å installere parallelle systemer som gir økt redundans. Dette vil imidlertid øke kostnadene for anlegget. Når reinjeksjonsanlegget er nede vil rensset vann måtte slippes ut for å unngå produksjonsstans. Renseteknologier som bare kan håndtere delstrømmer kan derfor ikke brukes. Hvilken som er mest egnet vil være avhengig av feltspesifikke forhold.

Reinjeksjon er tilgjengelig teknologi som er i bruk på mange installasjoner. Dersom vannet ikke kan brukes til trykkstøtte vil det gi høyere investeringskostnader, økte driftskostnader og genererer økte utslipp til luft. Havbunnsløsninger og metoder for å redusere vannproduksjon vil sannsynligvis bli en utbredt løsning i området, og vil redusere disse ulempene.

Utslipp til luft

Målsetningen vil være for;

VOC utslipp, 95 % av avdampning går igjennom gjenvinningsteknologi

NOx utslipp, 85 % reduksjon ved full last

CO₂ utslipp, 20 % reduksjon

Det finnes tilgjengelige teknologier for å nå de målsetninger som er skissert ovenfor. Hvilke løsninger som velges vil avhenge av hvilke løsninger som passer best til det enkelte felt og dets karakteristika. Selv om det finnes løsninger for å nå disse målsetningene er det viktig med videre teknologisk utvikling, dels for å oppfylle dagens krav og målsetninger mer kostnadseffektiv, dels for å være rustet til å møte morgendagens krav. Som en ser foregår det i dag en slik utvikling innen flere områder.

Kjemikalier

Målsetningen vil være økt bruk av PLONOR kjemikalier samt fokus på substitusjon og utfasing av miljøfarlige kjemikalier.

Målene for bruk av kjemikalier er tilpasset nullutslippsarbeidet som i dag pågår i eksisterende områder samt gjelder umiddelbart for nye selvstendige utbygginger dvs.

1. Ingen utslipp av miljøgifter eller miljøfarlige kjemikalier (myndighetenes prioritetsliste og stoffer innen SFTs svarte og røde kategori).
2. Ingen utslipp som kan føre til miljøskade av andre kjemikalier (stoffer innen SFTs gule og grønne (PLONOR) kategori).
3. Ingen utslipp eller minimering av utslippene av miljøgifter, miljøfarlige stoffer og mulig miljøfarlige stoffer som er forurensning i kjemikalier.

Stoffer på prioritetslisten eller i svart eller rød kategori kan benyttes etter tillatelse fra SFT. Kjemikalier som er forurenset med stoffer på prioritetslisten kan benyttes bare dersom dette er nødvendig av tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn, dog slik at det velges kjemikalier med minst mulig forurensning.

Kjemikalier skal velges og brukes slik at miljørisikoen minimeres.

Utslipp fra landanlegg

Utslipp til sjø

Målsetningen er bruk av Best Available Technology (BAT).

Utslipp til luft

Målsetningen vil være implementering av best tilgjengelige teknologi BAT, i hht. IPPC-direktivet.

Reinjeksjon vil også vurderes for landanlegg der det er en mulighet. Ut over dette vil ulike renseteknologier blir vurdert. Biologisk renseanlegg vil oppfylle målsetningen om null utslipp av miljøskadelige forbindelser til sjø og vil være førstevalget, men det kan være avhengig av feltspesifikke forhold hvilken renseteknologi som velges. "For landanlegg antas biologisk renseanlegg som i kombinasjon med andre renseenheter vil være i stand til å rense avløpsvannet for dispergert olje til godt under 5 milligram per liter og for PAH komponenter og alkylfenoler til under 1mikrogram per liter.

Uttilsiktete utslipp

I det nye HMS-regelverket for petroleumsindustrien legges det vekt på at det ved bygging av nye plattformer og modifikasjoner av eldre plattformer skal taes hensyn til risikoen for forurensning. NORSOK standarden legger blant annet føringer for at kjemikaliehåndtering og mulighet for kjemikaliesøl fra innretningen skal forebygges i designfasen. Det er lagt vekt på at man i større grad bør gjøre bruk av egne drenerings- oppsamlingssystemer for denne type søl. Dette kan bestå i økt bruk av opphøyde kanter el. som hindrer avrenning eller lekkasje av kjemikalier fra tanker, lager ol. Her behandles også spesielt kjemikalier benyttet i forbindelse med injeksjonssystemene, herunder transport av kjemikaliebeholdere over dekk fra lagringsplass til slike systemer. Disse momentene er det stilt krav til gjennom "Innretnings forskriftens §39" (Åpne dreneringsanlegg). Disse forhold og tiltak vil virke risikoreduserende.

Disponering av innretninger

Eksisterende teknologi samt ny teknologi for avhending av installasjoner er vurdert.

Oppsummering

Målsetningen gitt i scenariedokumentet kan oppfylles ved hjelp av eksisterende teknologi samt av teknologi som er under utvikling. Det påpekes at dette er kostnadskrevende, og det vil i noen tilfeller ikke nødvendigvis være de mest effektive løsninger sett fra et totalt miljømessig synspunkt.

1 Innledning

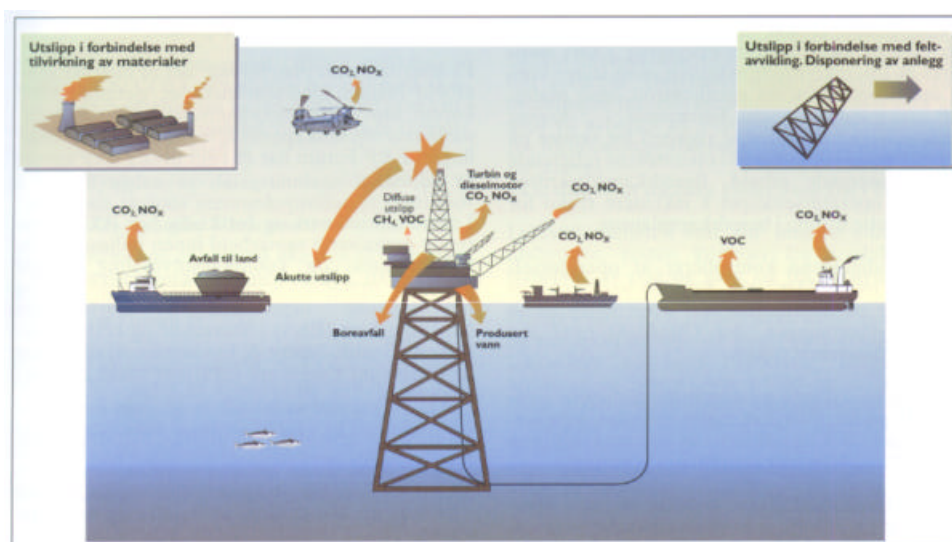
Oljedirektoratet (OD) har på oppdrag fra Olje- og Energidepartementet gjort en vurdering av hvor vi står miljøteknologisk i dag for å møte de definerte ambisjonsnivå. (ref scenariedokumentet, www.oed.dep.no). OLF har kommet med innspill til dette arbeidet.

Utredning for Lofoten- Barentshavet (ULB) vil omhandle norsk sokkel fra Lofoten og hele Barentshavet, men vil fokusere på helårig petroleumsaktivitet i havområdene mellom 67° N og 74°30' N (Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Barentshavet Sør) (se figur 18). Som underlag for vurderinger av konsekvenser av slik virksomhet er det etablert et sett med aktivitets- og utslippsscenarioer (ref scenariedokumentet).

All virksomhet i området vil være forankret i null utslipp til sjø, være tilpasset konfliktfri sameksistens med fiskerinæringen og i å benytte best tilgjengelig teknologi når det gjelder utslipp til luft. Med basis i dette er det valgt følgende utgangspunkt for de framtidsrettede scenariene:

- Reinjeksjon av produsert vann med høyest mulig driftsregularitet
- Reinjeksjon eller ilandføring av borekaks og borevæske, dersom ikke andre løsninger viser seg å være miljø- og sikkerhetsmessig bedre
- Brønnoperasjoner uten utslipp til sjø
- Færrest mulig innretninger over vannoverflaten
- Overtrålbare havbunnsinnretninger, herunder rørledninger
- Årstidstilpasset virksomhet så langt det er mulig.

Denne rapporten tar for seg hvilken teknologi som kan brukes for å nå de oppsatte utslippsmål gitt i utredningsprogrammet. Aktuell miljøteknologi fra leting til feltavvikling er beskrevet. Rapporten vil inngå som en del av ULB.



Figur 1 Viktige miljøpåvirkninger fra olje og gassvirksomheten (kilde OLF)

Dagens utslippsnivå omtalt i rapporten som en referanse. Miljøteknologisk status for å nå utslippsmålene er beskrevet med hensyn til prinsipp, miljøgevinst(er) og eventuelle miljøulemper. Der det er tilgjengelige data er kostnadsnivået anslått. Feltspesifikke forhold (trykk, temperatur, reservoar- og fluidegenskap) gjør at ikke alle typer teknologiske løsninger er anvendbare på alle felt. Både teknologier som er kommersielt tilgjengelig i dag og som er på utviklingsstadiet er vurdert. Eventuelle gap mellom måsetninger og tilgjengelige teknologier vil bli synliggjort.

2 Seismikk

Det foregår seismisk innsamling i alle faser av petroleumsvirksomheten. Før et område åpnes for kommersiell letevirksomhet, blir det foretatt regionale seismiske undersøkelser i myndighetenes regi. Når området er åpnet kan oljeselskapene foreta egne seismiske undersøkelser. Disse undersøkelsene danner en del av selskapenes grunnlag for å søke om utvinningstillatelser i forbindelse med konsesjonsrunder. Etter at en utvinningstillatelse er tildelt, foretar selskapene mer detaljerte seismiske undersøkelser før leteboring starter. Seismiske undersøkelser er et viktig redskap som oljeindustrien benytter for å kartlegge mulige hydrokarbonfeller i undergrunnen. Ved et eventuelt funn samler selskapene inn mer seismikk (3D) for å avgrense funnets størrelse. Det kan også samle inn seismikk over felt i produksjon, for å følge utviklingen i reservoaret (4D).

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

Når det gjelder miljøeffekter av de seismiske undersøkelsene har det vært utført omfattende studier av blant annet Havforskningsinstituttet. Disse studiene konkluderer med at det ikke er påvist nevneverdige direkte fysisk skade på fisk, yngel eller larver som følge av seismisk innsamling. Seismiske undersøkelser kan imidlertid ha en viss skremmeeffekt på fisk og dermed medføre reduserte fangster en kort periode etter innsamling. Det henvises til delrapport nr. 18 vedrørende seismikk for ytterligere informasjon om slike effekter.

Under de seismiske undersøkelsene stilles det krav om at det skal være en fiskerikyndig person om bord i det seismiske fartøyet, og at fartøyet skal holde forsvarlig avstand til fartøy som driver fiske.

En stadig utvikling innenfor seismisk innsamling, prosessering og visualisering (bl.a. fra 2D 3D til 4D) har gitt positive utslag for tolking av undergrunnen, boring og plassering av brønner. Dette har redusert antall brønner og/eller bedret ressursutnyttelse.

I det definerte området legges det til grunn en ambisjon om å utvide samarbeidet med fiskeriinteresser ved planlegging av seismiske operasjoner, slik at negative effekter på fiskerimessige forhold reduseres mest mulig. Forberedelser til gjennomføring av seismiske undersøkelser foregår i nært samarbeid med fiskerimyndighetene. For at rettighetshaverne skal være oppmerksomme på og ta hensyn til fiskerimessige forhold har Fiskerdirektoratet og Havforskningsinstituttet utarbeidet materiale som viser når de forskjellige gyteperiodene normalt finner sted. Den enkelte rettighetshaver skal i henhold til petroleumsløven gi opplysninger om den planlagte undersøkelsen til myndighetene som vurderer hvorvidt undersøkelsen skal gjennomføres som planlagt. I enkelte områder er det i dag, av hensyn til det marine miljøet, etablert seismikkfrie perioder.

3 Boring og brønnoperasjoner

Utslipp i forbindelse med boring er her delt i tre avsnitt, utslipp til sjø, utslipp til luft og brønntesting.

3.1 Utslipp til sjø

Utslipp til sjø fra boring og brønnoperasjoner omfatter utslipp av borekaks, borevæsker, kjemikalier, gjengefett og sement. Tilsatte kjemikalier er beskrevet i eget kapittel (kapittel 6).

3.1.1 Målsetning

Det er satt en målsetning om null utslipp til sjø fra bore- og brønnoperasjoner. Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Topp hullseksjonen kan bores uten retur til riggen, og utboret kaks og sjøvann går ut på havbunnen.

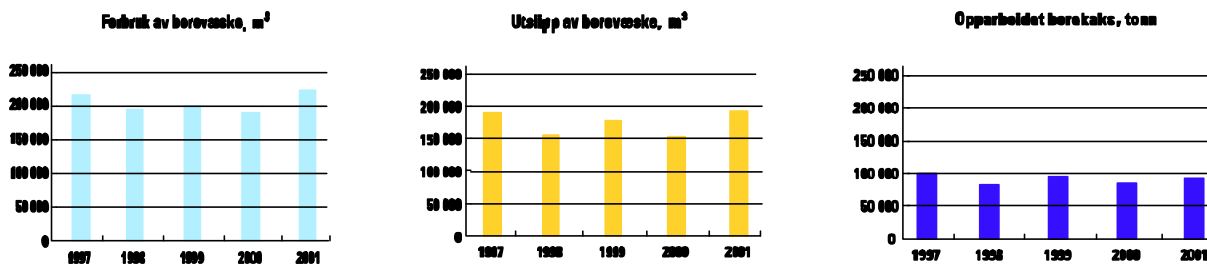
For å nå målsettingen kan følgende teknologiske løsninger være aktuelle:

- reduksjon ved kilden
- gjenbruk av borevæsker
- bruk av vannbasert borevæske i alle seksjoner
- alternative vektmaterialer
- injeksjon av borevæske og – kaks
- ilandføring av borekaks

3.1.2 Utslippetsstatus fra hele sokkelen

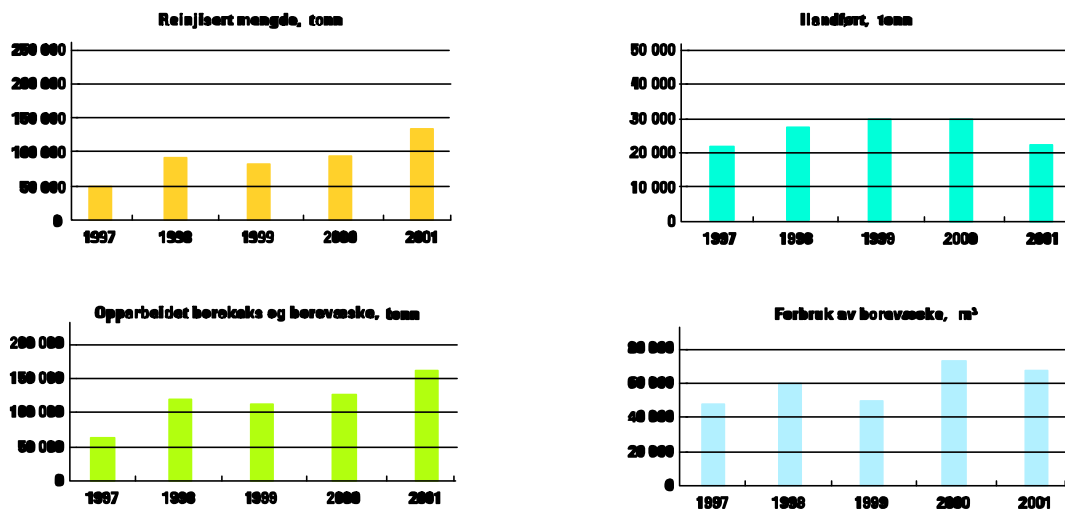
Vannbaserte og oljebaserte er de mest brukte borevæsker på norsk sokkel. Kun 5% av brukte borevæsker i 2001 var syntetiske borevæsker. All opparbeidet borekaks og ca 80% av borevæsken fra boring med vannbasert borevæske ble sluppet til sjø. 85% av det oljebasert boreavfallet ble reinjisert, resten ble brakt til land for disponering ved godkjente anlegg. Av de syntetiske borevæskene ble 82 % sluppet ut, 9% ble reinjisert og resten ble brakt til land for videre behandling.

Vannbasert borevæske



Figur 2 Nøkkeltall for boring med vannbasert borevæske for årene 1997 til 2001 (kilde OLF)

Oljebasert borevæske



Figur 3 Nøkkeltall for boring med oljebasert borevæske for årene 1997 til 2001 (kilde OLF)

3.1.3 Reduksjon ved kilden

Det finnes flere metoder som reduserer mengden boreavfall, enten ved mindre hulldiameter, færre brønner eller delte brønnbaner.

3.1.3.1 Boring med redusert brøndiameter

Tynnhullsborings

Tynnhullsborings innebærer å bore brønner med tynnere tverrsnitt i alle brønnseksjoner. Dette er vellykket benyttet i lete- og produksjonsboring. Utslipp av borevæske, sement og kaks reduseres med opptil 80%. Utslipp til luft vil også reduseres. Teknologien er tilgjengelig. Det kreves imidlertid tilgang til borerigger som er tilrettelagt for denne teknologien.

Tynnhullsborings forutsetter spesiell oppmerksomhet mht. boretekniske problemstillinger som borekaksstransport, brønnsparkeplan og brønnkontrollsituasjoner. Pga. større trykkfall egner tynne brønner seg dårlig for høye produksjonsrater. Det kan derfor bli nødvendig å bore flere brønner. Produksjon fra tynne brønner krever også høyere oppmerksomhet mht. avleiringer eller utfellinger (hydrat, voks, asfalten) noe som kan bety økt bruk av produksjonskemikalier. Tynnhullsborings må derfor vurderes i hvert enkelt tilfelle ut fra aktuelle forhold i gjeldende reservoar og overliggende formasjoner.

Redusert antall hullseksjoner

Mens tynnhullsborings forutsetter en slankere brønn fra havbunn ned til reservoaret vurderer man ved "boring med redusert antall brønnseksjoner" å "hoppe over" en hullseksjon. Tradisjonelt bores det i 4 til 5 seksjoner ned til reservoaret, avhengig av poretrykket i sedimentlagene og den mekaniske styrken i de enkelte lag. Ved valg av tilgjengelig, nyere teknologi kan en erstatte f.eks. en 26" seksjon og en 17 ½" seksjon med en enkel 17 ½" seksjon. Dette kan gi opptil 50 % reduksjon i volum av borevæske, sement og kaks i disse topphullsseksjoner. Muligheten for å bore med redusert diameter er imidlertid formasjonsspesifikk og må derfor også vurderes ut fra aktuelle forhold.

”Monobore” brønn design

Teknologien går ut på å ha samme hulldiameter gjennom hele brønnbanen, i motsetning til tradisjonelle variasjoner i diameter. En forutsetning for å kunne sikre brønnstabiliteten er bruk av ekspanderbare foringsrør. Teknisk-økonomiske fordeler forventes gjennom redusert boretid. Positive miljøeffekter omfatter:

- Redusert størrelse på borerigg
- Redusert mengde borekaks (50%) og redusert bruk av borevæske (50% er anslått).

Teknologien har blitt utviklet i de siste 5 år av Shell med samarbeidspartnere. Den ble prøvet ut på land i fjor (Texas) og er i en implementeringsfase i Mexiko-gulften og i britisk sektor. ”Monobore”-brønner er foreløpig spesielt interessant i forbindelse med boringer på dypt vann.

”Batch” drilling

”Batch” drilling innebærer at seksjonene til flere brønner på samme lokasjon bores sekvensiell. Den primære fordelene med en slik teknologi i miljøteknisk sammenheng er en reduksjon i bruk av borevæsker. På sett og vis gir ”batch” drilling en resirkuleringseffekt mht. borevæsken direkte på riggen. Opprenskningsarbeid etter bruk av borevæsketypene til de enkelte brønnseksjoner samt rensematerialene som brukes til dette vil reduseres betraktelig. Repetisjonseffekten i arbeide forventes å senke tidsforbruket i boreoperasjonen. Antall servicepersonale på riggen vil også kunne reduseres i de perioder hvor en utfører boreoperasjonene i de øvre brønnseksjonene.

3.1.3.2 Reduksjon av utslipp av kaks fra topphullsseksjonen

NeoDrills ”PreConduct”

Teknologien omfatter preinstallering av lederør (conductor) ved pæling fra rigg eller spesielle installasjonsskip og er per dato tilgjengelig for vanddybder opp til 1000 m /12/. Ved preinstallering hamres 30" lederør ned til forubestemt dyp, eksempelvis 20-90 meter, avhengig av sjøbunnens beskaffenhet. Bruk av teknologien forutsetter en noe grundigere lokasjonsspesifikk engineering og planlegging enn konvensjonell metode. Selve preinstallering kan i prinsipp gjøres uten utslipp til sjø. Teknologien fører til redusert utslipp og kaksmengde fra topphullsseksjonen. Det anslås at 30-50 m³ kaks per brønn kan på denne måten unngås dvs. ca. 10-30% av total kaksvolum (160-480 m³) for en konvensjonell brønn. Bruk av sement i topphullsseksjonen vil også elimineres. Teknologien er utprøvd på land. Studier pågår for Glitne, Tampen og Goliath /12/. En felttest er planlagt ifm. en letebrønn på Haltenbanken i juni/juli 2003.

Metoden vil gi sterkere og mere kompetent brønnfundament. På denne måten vil den potensielt redusere risikoen for brønninnsynkning (subsidence) sammenlignet med konvensjonelle metoder. Utførte applikasjonsstudier dokumenterer at anvendelse av PreConduct metoden vil være økonomisk attraktiv hvis mer enn en installasjon kan foretas for hver ”kampanje”. Eksempelvis vil en kostnadsreduksjon på 20-40% for installasjonene av lederør for en firebrønns bunnramme kunne realiseres.

Riserless mud recovery

Et nytt konsept kalt Riserless Mud Recovery System (RMR)/11/ er designet for å unngå utslipp fra topphullsseksjonen. Med RMR-systemet vil brønnen bli påbegynt gjennom en lederamme som 30" lederøret kan kobles til. I lederammen er der festepunkt for en slange som suger retur av borevæsken og kaks og pumper den tilbake til boredekk. Boring av 36" og 24" seksjoner kan også i prinsipp gjennomføres uten utslipp til sjø. Ved boring inn i grunn gass

gir denne metoden redusert risiko for rigg og personell sammenlignet med en tilsvarende operasjon hvor riggen er koplet direkte til brønnen med stigerør. Samtidig opprettholdes fordelene ved at systemet gir mulighet for boring av topphullseksjonene med oppveid borevæske. Teknologien bygger på erfaring av lignende utstyr fra PSL som anvendes ved boring på Troll. Pris for bygging og kvalifisering av RMR utstyret er anslått til 25 mnok.

Både **”PreConduct”** og **RMR** teknologiene vil medføre økte operasjonskostnader, primært pga. operasjonstid og nedstrøms håndtering/prosessering av kaks/ og borevæske. RMR gir imidlertid en del nye muligheter i fm. dypt vann, samt boring av topphull med veid borevæske.

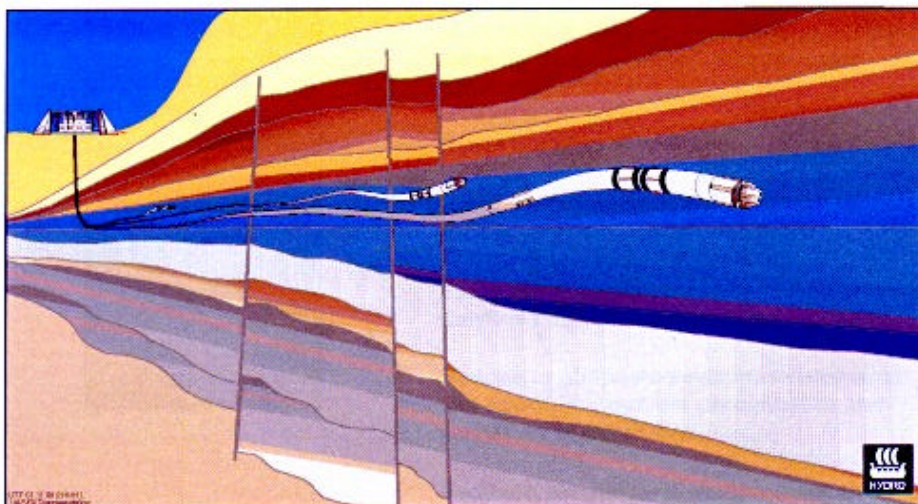
3.1.3.3 Ny boreteknologi

Ny retningsboreteknikk tillater boring av svært langtrekkende høyavviks- eller horisontalbrønner. Brønner med komplekse brønnbaner har buer og svinger og kan styres mot ønsket formasjon, felle eller sone, forutsatt at feltet og reservoaret er tilstrekkelig kartlagt.

Utviklingen av flergreinsboring har et potensial å redusere brønnbehovet ytterligere.

Flergreinsbrønner gir bedre utnyttelse av brønsslissene på produksjonsinnretningene ved at slissene kan utnyttes til flere aktive brønnbaner. Ny teknologi har de senere årene også gjort det mulig med selektiv tilgang til og datainnhenting fra de enkelte grenene. Kombinert med fleksible og avanserte kompletteringsløsninger gir dette muligheter for bedre reservoarstyring.

Kombinasjon av lange, horisontale og flergreinsbrønner har flere miljømessige fordeler. Reduksjon i antall brønner reduserer generering av kaks og borevæske, samtidig som bruk av kjemikalier reduseres. En annen positiv bieffekt er redusert energiforbruk. Større områder kan nås fra en innretninger og redusere forurensning knyttet til utbygging og drift.



Figur 4 Avanserte brønner (kilde Hydro)

3.1.4 Gjenbruk av borevæsker

Gjenbruk omfatter at borevæsken samles opp og føres i land til rekondisjonering og ny utsendelse. Fordelen med gjenbruk av vannbasert borevæske er en reduksjon i bruk av kjemikalier. Rekondisjonert vannbasert borevæske er imidlertid lite egnet til leteboring eller i avgrensningsbrønner hvor datainnsamling er en av prioritene i operasjonen. Finstoffer og sporelementer fra fremmede formasjoner som ikke kan fjernes fra borevæsken gjennom

rekondisjonering vil kunne gi feilinformasjon om geologien og petrofysiske egenskaper av bergartsformasjonene under muddlogging, nedihulls-prøvetaking eller kjernetaking. Gjenbruk kan være følsomt for endringer i borevæsketyper. Det kan også hemme utvikling av alternativ teknologi og nye væsketyper.

Rekondisjonering og gjenbruk vil være begrenset til boring av produksjons- eller injeksjonsbrønner i kjente feltdeler. Gjenbruk av borevæsker forutsetter også en nøye vurdering av faktisk miljøgevinst siden en kan forvente økt utslipp til luft som følge av transport til behandlingssted samt behandling.

Gjenbruk av syntetisk borevæske og oljebasert borevæske er implementert teknologi for flere selskaper.

3.1.5 Vannbasert borevæske i alle seksjoner

Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Utboret kaks med vedheng av borevæske fra seksjonene som bores med stigerør, vil enten reinjiseres eller ilandføres, dersom ikke andre løsninger viser seg å være miljø- og sikkerhetsmessig bedre. Til nå er kun vannbasert borevæske brukt i alle brønnene i Barentshavet.

3.1.6 Alternative vektmaterialer

Barytt (bariumsulfat) som i dag er det mest benyttede vektstoff i borevæsken, inneholder tungmetaller, herunder komponenter med høy toksisk effekt som bly, kvikksølv og kadmium /13/. Tungmetallene er innkapslet i baryttens molekylstruktur, og det er en viss usikkerhet om oppløselighet og biologisk tilgjengelighet av tungmetallene. Det er store forskjeller mellom tungmetallinnholdet for barytt fra ulike kilder. Borevæskeleverandørene i Norge bruker barytt fra en tungmetallfattig kildebergart. En aktuell analyse /16/ viser imidlertid for denne type barytt en lavere biotilgjengelighet i testorganismer enn alternative vektstoffer som ilmenitt (jerntitanoksid) og hematitt (jernoksid).

For tiden foregår utprøving av alternative vektstoffer:

- Ilmenitt og hematitt, som begge inneholder mindre mengder tungmetaller i mineralstrukturen enn de mer tungmetallholdige barytt-typene.
- Formeatbaserte saltløsninger. Disse antas å være ufarlige for miljøet og består av kjemikalier på PLONOR-listen /15/

Ilmenitt

Vektstoffet viste i forsøk på 80-tallet og tidlig på 90-tallet en sterk abrasiv effekt som førte til slitasje av ventiler, rør og nedihullsinstrumenter. Videre forskning og uttesting ga spesifiserte krav til partikkelstørrelsesfordelingen til materialet/26/. På Norne har bruk av ilmenitt fremfor barytt nå medført mindre slitasje /18/. I dag brukes ilmenitt på en rekke innretninger (Hod, Norne, Ekofisk, Eldfisk, Gyda, Ula, Draugen), og vurderes brukt på andre (Heidrun, Valhall, Åsgard, Kristin). Samtidig er ilmenitt også tatt ut av bruk på noen felt pga arbeidsmiljøproblemer knyttet til tilgrising gjennom mineralet som er svart i pulverform.

Hematitt

Produktet har en lignende historie som ilmenitt hva tekniske egenskaper angår og er kjent som svært abrasiv ved valg av feil partikkelstørrelse. Ved retningsboring kan jern i hematitten dessuten påvirke stabiliteten i boringen. Det ferromagnetiske mineralet kan påvirke

gyroskopet i retningsboreutstyr. Hematitt er benyttet av Agip i Barentshavet og skal testes ut på en brønn boret av Norsk Hydro i 2003.

Tunge saltløsninger (formeatsalter)

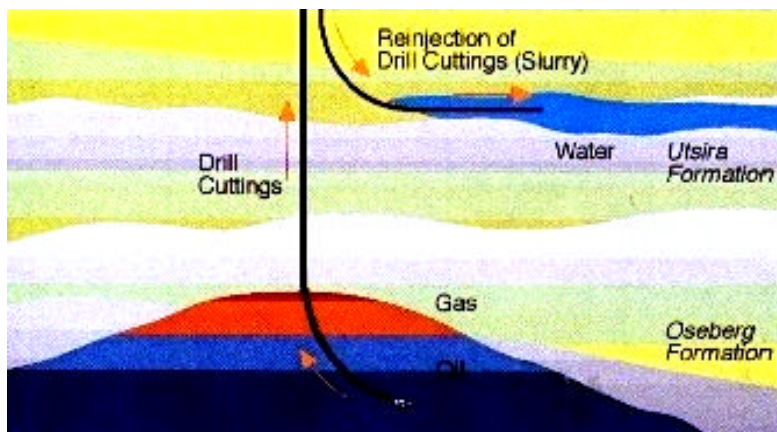
Tunge saltløsninger av formeatsalter som natrium-, kalium- og/eller cesiumformeat kan benyttes som vektmaterialer. Opprinnelig ble formeatsaltene utviklet for å minimere friksjonstap ved tynnhullsboring. Senere oppdaget man at høy tetthet og lav korrosivitet gjorde disse egnet som vektmateriale i borevæske. På grunn av sine gode miljøegenskaper men også gode boreegenskaper, som mindre slitasje og gjentettingsproblemer, er Natrium/Kalium-formeat benyttet med hell ved boring av Agip's brønner på Goliathfunnet i Barentshavet /15/.

I dag foreligger driftserfaring for alle nevnte formeatsalter. Det er ikke klart hvorvidt disse væskene er gunstige for boring av lange leirskiferseksjoner. Man er kjent med at både kalium og cesium kan utløse krymping av leirskifer. Denne effekten fører til brønninstabilitet ved oppsprekking, utrasninger eller brønnekollaps. For cesiumformat gjelder at det er begrenset volum av kjemikalier tilgjengelig på verdensmarkedet /18/. Materialkostnadene i fm. formeatholdige væsker ligger langt over kostnaden for konvensjonelle vannbaserte væsker, men oppveises noe ved at borevæsken gjenbrukes flere ganger.

3.1.7 Injeksjon av borevæske og kaks

Borekaks- og borevæskelinjeksjon i dedikerte brønner har vært brukt i oljeindustrien i rundt 15 år. I Norskehavet og Nordsjøen har man i enkelte områder hatt problemer i hovedsak fordi man manglet egnede soner for å kunne gjennomføre kontrollerte og økonomisk fordelaktige injeksjoner. En vurdering av områdene i Barentshavet Sør viser at det kan finnes flere formasjoner som kan brukes til kaks- og borevæskelinjeksjon/8/.

For at injeksjon skal være økonomisk lønnsomt, forutsettes det flere brønner innenfor kort avstand. Det er lite sannsynlig at en injeksjonsløsning for en enkel, isolert letebrønn vil være økonomisk attraktiv. Anslått kostnad per injeksjonsanlegg er 20-30 MNOK. Teknologien er tilgjengelig /10/.



Figur 5 Injeksjon av borekaks på Oseberg feltet (kilde Hydro)

3.1.8 Oppsamling og ilandføring av borekaks

Det finnes i dag flere kjemiske, biologiske eller termiske metoder for å håndtere ilandført borekaks. Håndteringsmetodene strekker seg fra enkle løsninger som åpen deponering eller

nedgraving eller mer avanserte metoder som f. eks kompostering og bioreaktorer, stabilisering og solidifisering, ekstraksjon eller vasking (av olje, detergenter eller løsemidler) og termisk behandling. Spesielt interessant er metoder som gjenvinner borevæske og resirkulerer borekaks til et produkt eller råmateriale. Valg av metodene må vurderes ut fra teknisk-økonomiske og teknisk-økologiske kriterier.

Oppsamlingssystemer, transport til land og disponering av borekaks er utredet i delrapport 6a.

3.1.9 Tiltak på rigger

Reduksjon av utslipp fra flyttbare borerigger eller faste boreinnretninger krever generelt omfattende logistiske og tekniske konsepter hva håndtering av bl.a. boreavfall, bore- og sementeringsvæsker, rense- og smøremidler, spillvann fra kjøkken- og boligenhetene, samt avløp av "kontaminert" regn og sjøsprut angår. Det krever videre sikringssystemer mot lekkasjer og oppsamlingssystemer i tilfelle uhell.

Industrien har her et mangfold av enkeltløsninger tilgjengelige som tilpasses jevnlig til aktuell teknisk status og aktuelle miljøkrav. Enkeltløsningene må operatøren eller entreprenøren i samarbeid med myndighetene tilpasse til sine konsepter og de forhold som treffes på innretningen mht. vekt- og plassbegrensninger, energibehov, samt HMS-krav.

3.1.10 Vurdering av tiltak

Hvilke teknologier for utslippsreduksjon som vil vurderes vil være svært avhengig av brønnens beskaffenhet.

For letebrønner vil borekaksen unntatt fra topphullsseksjonen bli ilandført dersom dette vurderes å være miljømessig og sikkerhetsmessig forsvarlig. Hvis letebrønnene ligger samlet kan det være muligheter for injeksjon av borekaks i en felles injeksjonsbrønn. Under normale omstendigheter kan brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Vannbasert borevæske vil bli gjenbrukt, og gjenbruksprosenten antas å kunne økes fra dagens nivå ca. 30% til 40% bl.a. basert på forutsetningen om bedre rensing av kaksen om bord på riggen.

Topp hullseksjonen vil normalt bores uten retur til riggen og utboret kaks og sjøvann vil gå ut på havbunnen. Teknologier for å samle opp kaks fra topphullsseksjonen vil bli vurdert ut fra en total miljømessig og sikkerhetsmessig synsvinkel. Tiltak for oppsamling og håndtering på riggen vil medføre merkostnader, som må vurderes mot miljøgevinsten.

Tabell 1 Reduksjon av utslipp av boreavfall

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensiale %		Mill. kr. i tillegg anlegg	Tekn. status
			Sokkelen	Pranlegg		
Injeksjon	Injeksjon av kaks i brønn	Øker CO ₂ og NO _x	50	0 - 95	20-30	Teknologi tilgjengelig

3.2 Utslipp til luft

Den dominerende kilden til utslipp til luft i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner fra flyttbare innretninger er forbrenning av diesel for kraftgenerering. Det vil også være noe utslipp knyttet til brønntesting. Utslipp fra forsyningskip, helikoptertjenester og støttetjenester inngår ikke her.

All kraftgenerering på flyttbare innretninger foregår ved hjelp av dieseldrevne generatorer. En kjenner i dag ikke til alternativ teknologi som kan forventes å bli tatt i bruk innenfor de nærmeste 10-15 år. Dieselmotorer har generelt høyere virkningsgrad enn gassturbiner (typisk 40-45% for motorer kontra 30-37% for gassturbiner). Diesel har imidlertid et høyere innhold av karbon i forhold til gass. Dette medfører at CO₂-utslippene fra dieselmotorer er ca. 0-10% lavere enn fra gassturbiner – målt i forhold til nyttiggjort energi (ut av motoren/turbinen).

Utslippene av NO_x er imidlertid betydelig høyere fra dieselmotorer enn fra gassturbiner pga. høyere temperaturer ved forbrenning. Det kan også være store forskjeller motorene imellom, avhengig av fabrikat og type. Herunder er det også av vesentlig betydning hvorvidt motoren er bygd med bruk av lav-NO_x-teknologi eller ikke. I denne sammenhengen antas bruk av konvensjonell forbrenningsteknologi som referanseteknologi.

Utslippene av SO_x vil være direkte proporsjonale med svovelinnholdet i drivstoffet. Strengere grenseverdier for svovelinnhold i diesel vil dermed kunne redusere utslippene.

Teknologibeskrivelsen for tiltakene er i stor grad hentet fra Sjøfartsdirektoratets tiltaksanalyse for NO_x fra 2002 /28/.

Tabell 2 viser utslippene av CO₂, NO_x og SO_x fra flyttbare innretninger i fm bore og brønnaktiviteter sammenlignet med totale utslipp fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel for 2001. Det fremgår av tabellen at andelen av CO₂-utslipp er liten. Andelen av NO_x-utslipp er vesentlig større. Dette skyldes at en konvensjonell dieselmotor slipper ut ca. fem ganger mer NO_x enn en konvensjonell gassturbin, målt etter mengde uttatt energi. Bore- og brønnaktiviteter fra flyttbare innretninger står for hele 40% av SO_x utslippene fra olje og gassvirksomheten. Dette skyldes bruk av diesel med opptil 0,14 % svovel på flyttbare innretninger, mens produksjonsvirksomheten generelt i hovedsak bruker brenngass med svært lavt svovelinnhold. Utslippene er imidlertid svært små i forhold til totale norske utslipp av SO_x.

Tabell 2 Utslipp av CO₂, NO_x og SO_x i 2001 i-fm bore- og brønnoperasjoner i forhold til totale utslipp fra olje- og gassvirksomheten (kilde: OLF sin utslippsdatabase)

Utslipp fra norsk sokkel i 2001	CO ₂ (mill tonn)	NO _x (1000 tonn)	SO _x (1000 ton)
Utslipp fra dieselmotorer (boring og brønn)	0,34	7,5	0,4
Utslipp fra brønntesting	0,14	0,4	0,1
Total flyttbare innretninger	0,48	7,9	0,4
Totalt på sokkelen	11,12	51,8	1,1
%-andel fra flyttbare innretninger	4 %	15 %	41 %

3.2.1 Målsetning

- NO_x-utslipp: 85% reduksjon ved full last
- CO₂-utslipp: 20% reduksjon, pga 20% reduksjon i brennstoff-forbruk. Målsetning for alle faser: som sokkelen for øvrig
- SO₂-utslipp: 50% reduksjon (som følge av endret krav til svovelinnhold i diesel, ref. IMO)

3.2.2 Reduksjon ved kilden

Den enkleste måten å redusere utslippene til luft fra bore- og brønnoperasjoner på, er å utføre operasjonene mer effektivt. Ny teknologi for kartlegging av reservoaret reduserer risikoen for boring av mislykkede brønner. Bruk av horisontale brønner kan redusere total boreaktivitet. Ved bruk av tunnhulls-boring vil utslipp av borevæske, sement og kaks reduseres med opptil 80%. Utslipp til luft vil også reduseres. Teknologien er tilgjengelig. Utvikling av flergreinsboring vil i mange tilfeller kunne redusere omfanget ytterligere. Dette er teknologier og tiltak som er tilgjengelig, og som også implementeres på norsk sokkel i dag. Det forventes imidlertid fortsatt videre utvikling og optimalisering innen disse områdene. Samlet kan disse tiltakene føre til mer effektive bore- og brønnoperasjoner, som gir færre riggdøgn og derved reduserte utslipp til luft. Effekten vil være andelsmessig den samme for CO₂, NO_x og SO_x.

Dersom det benyttes borefartøy med dynamiske posisjoneringssystemer (DP), vil energibehovet øke, og derved også dieselforbruk og utslipp tilsvarende. Det forutsettes imidlertid i denne sammenhengen bruk av oppankrede rigger eller borefartøy.

3.2.3 Tiltak knyttet til kraftgenerering

Det er også mulig å redusere utslipp på rigger og boreskip gjennom tiltak knyttet til selve kraftgenereringen.

Denne type reduksjon av CO₂-utslippene kan bare oppnås gjennom bruk av mer effektive dieselmotorer. Utviklingen på dette området går imidlertid svært sakte. Det er derfor ikke rimelig å forvente noe teknologigjennombrudd som i overskuelig fremtid vil muliggjøre signifikante reduksjoner av CO₂-utslippene fra boring ved hjelp av flyttbare innretninger.

Utslipp av SO_x styres av svovelinnholdet i brensel. De fleste flyttbare borerigger benytter i dag diesel med maks. 0,2 % svovel (såkalt marin gassolje). Reelt svovelinnhold vil variere, man kan få kvaliteter på under 0,05%. Dette vil typisk skyldes naturlige variasjoner i leveransen, og avhenger også av hvilke depoter dieselen kjøpes fra. Gjennomsnittet for denne type dieselkvalitet var i 2001 ifølge Norsk Petroleumsinstitutt 0,09%. Velges såkalt anleggsgas istedenfor marinkvaliteten, fås et maksimum svovelinnhold på 0,05%. Overgang til slikt brensel vil kunne møte målsetningen, men dette innebærer også en merkostnad.

Det finnes flere tiltak som kan muliggjøre reduksjon av NO_x-utslippene. Dieselmotorer som møter de nye IMO-kravene til NO_x-utslipp er tilgjengelige i markedet innenfor de ytelsesklasser som benyttes i flyttbare borefartøyer (lav- NO_x dieselmotorer). NO_x-utslippene fra disse motorene er i størrelsesorden 30-40% lavere pr. uttatt energienhet enn fra de konvensjonelle dieselmotorer som benyttes til kraftgenerering på de fleste norske borerigger.

Det er også mulig, gjennom ombygginger og justeringer, å redusere NO_x-utslippene fra konvensjonelle dieselmotorer i større eller mindre grad. De mest relevante tiltakene kan grupperes i følgende tre kategorier:

- motortekniske tiltak (tilnærming til lav-NO_x forbrenningsteknologi ved større eller mindre ombygginger av eksisterende motorer)

- bruk av vann (tilføres motoren gjennom brenselet (som olje-i-vann-emulsjoner) eller via forbrenningsluften (i form av vanndamp))
- avgassrensing (ved hjelp av katalysator)

Dagens status tilsier at de største potensialene ligger i katalytisk rensing. Øvrige tiltak forventes ikke å ha reduksjonseffekter i den størrelsesorden som målsettingen antyder. En kort gjennomgang er imidlertid inkludert nedenunder.

3.2.3.1 Motortekniske ombygginger

Ombygging av motorer med konvensjonell forbrenningsteknologi vil kunne medføre forholdsvis omfattende endringer, avhengig av motorleverandør og type, samt hvor langt i retning "optimal" lav-NO_x-teknologi man ønsker å gå.

Typisk kan ombyggingen omfatte justert innsprøytningsstidspunkt, redusert ladelufttemperatur, økt kompresjonsforhold, justering av forbrenningskammeret, økt innsprøytningsstrykk, nye dyser og ombygging av turbolader. De fleste motorleverandører har et tilbud for motorombygging. Det er ingen prinsipiell forskjell mellom anvendelse på rigger i forhold til skip. I praksis må hvert tilfelle vurderes individuelt i forhold til den konkrete innretningen det gjelder. Kostnadene vil av samme grunn måtte beregnes på motorindividuelt grunnlag. Tall i størrelsesorden fra under en halv til tre millioner NOK per motor antydes.

Typiske reduksjonspotensialer for NO_x er i størrelsesorden 10-40%. I tillegg kan tiltaket påvirke motorens virkningsgrad og derved dieselforbruk og CO₂-utslipp. Slike påvirkninger vil være avhengig av type motor og tiltak og vil kunne variere fra mindre reduksjoner i virkningsgrad til virkningsgradsforbedringer på opptil 2-3 prosentpoeng. I tillegg kan tiltaket påvirke motorens levetid.

3.2.3.2 Vann-i-olje emulsjon som drivstoff

Ved riktig bruk vil tilførsel av vann i motorens forbrenningskammer gi en jevnere temperaturfordeling i motoren, noe som reduserer NO_x-dannelsen. Dette konseptet er i prinsippet likt enten vannet tilføres motoren gjennom brenselet (som olje-i-vann-emulsjoner) eller via forbrenningsluften (i form av vanndamp). I praksis er emulsjonsteknologien kommet lengst, og følgende gjennomgang tar derfor utgangspunkt i den.

Tiltaket krever mindre justeringer i motoren, samt tilpasninger i tilførselssystemet for drivstoff og et system for generering, oppbevaring og distribusjon av rent vann. Kostnadene for selve installasjonen av et anlegg er anslått å være i størrelsesorden fra 250.000 til 700.000 NOK. Kostnadene knyttet til å ta riggen inn for ombygging kommer i tillegg.

Ved bruk av vannemulsjon øker NO_x-reduksjonen med økende vanninnhold i forhold til drivstoffmengden. Erfaringer fra skip tilsier imidlertid at en ikke bør forvente en effekt over 10% på eldre eksisterende maskinanlegg. På nye anlegg kan en anta at høyere effekt kan oppnås. Teknologien er ikke prøvd på rigger, men anvendelsen spiller prinsipielt sett liten rolle – det er de rent praktiske forutsetningene som i hvert tilfelle avgjør om implementering er mulig eller ikke. Dette omfatter eksempelvis tilgang på rent ferskvann og egnet plassering av ferskvannsanlegget.

3.2.3.3 Katalytisk rensing (SCR)

Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) er den mest benyttede metoden for rensing av NO_x i avgassen på motorer. NO_x i eksosgassen omdannes i katalysatoren til N_2 og vanndamp ved kontinuerlig tilførsel av et reduksjonsmiddel. Dette kan være en urealøsning eller ammoniakk.

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 bedret ytelse. I tillegg tilbyr de fleste av SCR-leverandørene et oksidasjonssteg som også fjerner mesteparten av CO (50- 90%), HC (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 (pumper, rør, tankbeholdere) for tilførsel av reduksjonsmiddelet. Anlegget trenger videre en kontrollenhet for dosering og et trykkluftanlegg for injeksjon av reduksjonsmidlet, 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. De fleste leverandører av slike anlegg refererer til grenseverdier i størrelsesorden 250-500 $^{\circ}\text{C}$. Videre bør svovelinnholdet i drivstoffet ikke overstige 3,5%, hvilket ikke representerer problemer for de flyttbare enhetene en snakker om her.

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.

3.2.4 Vurdering av tiltak

Signifikante reduksjoner av CO_2 -utslipp fra bore- og brønnoperasjoner fra flyttbare innretninger kan bare oppnås gjennom mer effektive boreprosesser.

SO_x -utslipp kan enklest reduseres ved overgang til diesel med lavt svovelinnhold. Ved bruk av marin diesel med maksimalt svovelinnhold på 0,05 % vil målsetningen nås.

Diverse tiltak for reduksjon av NO_x -utslipp er tilgjengelig. Ved motortekniske ombygginger eller ved bruk av vann-i-olje emulsjoner som drivstoff kan det være mulig å redusere NO_x -utslippene fra hvert fartøy med 10-40%. For å kunne nå en målsetning om 85% reduksjon av NO_x utslipp fra rigger, vil det være nødvendig med katalytisk rensing der SCR er en utprøvd teknologi i marin sammenheng. Dette vil være et kostnadskrevende tiltak som også stiller

krav til betydelig plass og tilkomstmuligheter for katalysatorenheten og mulighet for å installere ureatank.

Hvorvidt katalytisk rensing på rigger er hensiktsmessig vil avhenge av hvilke andre tiltak som kan gjennomføres i området. Det kan være lite kostnadseffektivt med egne målsetninger og krav knyttet til bore- og brønnoperasjoner i dette området. De tiltakene som har laveste tiltakskostnad bør gjennomføres først. Spesielle krav til NO_x-reduserende utstyr på rigger i et gitt område ikke er nødvendigvis kostnadseffektivt.

3.3 Utslipp fra brønntesting

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

Testing av funn gir viktig underlag for beslutning om utbyggingsplaner, men kan i noen grad erstattes med alternativ datainnsamling og bruk av andre metoder

3.3.1 Målsetning

Ingen utslipp til sjø fra brønntesting.

3.3.2 Reduksjon ved kilden

3.3.2.1 Mer optimal forbrenning

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

3.3.2.2 Nedihullstesting

Dette omfatter metoder som eliminerer produksjon av råolje til overflaten. To prinsipielle metoder for nedihullstesting omfatter /25/:

Formasjonstesteverktøy kjørt på kabel eller borestreng (Wireline Formation Tester)

Teknologien er modul basert og har mulighet til å trekke eller pumpe ut formasjonsfluid fra ønsket nivå i brønnen. Dette kan gjøres hhv. ved bruk av punkt basert modul (der det samles fra ett eller flere punkter i brønnen), eller en intervall basert modul (pakninger som avgrenser, et intervall på ca. en meter i brønnen). I begge tilfeller pumper formasjonsfluid ut i brønnen til det er registrert ren formasjonsfluid gjennom utstyret. Deretter ledes formasjonsfluidet inn i prøveflasker. Prøvetatt formasjonsvæske benyttes senere til analyse på laboratoriet. Formasjonstesteverktøyet kan samle data om formasjonsvæske og om nærbrønns

strømningsegenskaper. Den intervall baserte modulen er best egnet til innhenting av nærbrønns strømningsegenskaper. Dette blir ofte kalt for en ”mini brønntest (mini DST)”. Ulemper med teknologien er at den bare tester strømningsegenskaper i en mindre radius omkring brønnen, fordi det er begrensninger i hvor stort volum hydrokarboner en kan pumpe inn i brønnen. Dessuten kan nøyaktigheten av dataene være beheftet med usikkerheter. Dette gjelder spesielt usikkerhet knyttet til forholdet mellom høyden på reservoaret som bidrar under innstrømning og høyden på intervallet utstyret avgrenser i brønnen. Imidlertid kan det i flere sammenheng være et egnet verktøy som gir små utslipp og reduserte kostnader sammenliknet med konvensjonell testing.

Lukket kammer testing (Closed Chamber Testing)

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

3.3.2.3 Nedihullsproduksjon og injeksjon

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

3.3.2.4 Tynnhullstesting

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

3.3.2.5 Kveilerørtesting (Coil Tubing Testing)

Formålet med en slik metode vil eventuelt være å redusere produsert volum i forhold til en konvensjonell brønntest. Metoden krever omfattende opprigging av utstyr på boreriggen og mengde data som samles inn kan bli mer begrenset. Det er usikkerhet knyttet til behandling av formasjonsvæske med tanke på å unngå hydrater. Dette gjelder spesielt når formasjonsfluidet inneholder ugunstige forhold mellom gass og væske slik en ofte vil påtreffes i testing av lete- og avgrensningsbrønner.

3.3.3 Oppsamling

Oppsamling av råolje for transport til land

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. Dette alternativet vil være kostbart og ha begrensninger i forhold til volumet som kan samles opp. Et alternativ er produksjon til et dedikert brønntestingsskip med fasiliteter for å stabilisere og lagre olje. Dette vil øke kapasiteten samt redusere de sikkerhetsmessige utfordringene. Spesialbygde skip ville gjerne kunne håndtere 4000 Sm³/d olje og 1 500 000 Sm³/d gass. Gassen vil imidlertid bli faklet. I utgangspunktet skal inntektene fra oppsamlet olje oppveie utgiftene for leie av skip, men fordi det på forhånd vil være usikkerhet om tidspunktet for testing, og på grunn av høye døgnrater for både rigg og fartøy, er det vanskelig å få tiltaket i økonomisk balanse. Tilgjengeligheten er også variabel for disse skipene.

Oppsamling av råolje og bruk av produsert fluid offshore

Dette 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.

3.3.4 Tilbakeproduksjon over produksjonsanlegget

Ut over teknologiene som er listet tidligere i kapitlet vil det under produksjonsboring være mulig å tilbakeprodusere til plattformen ved brønnopprensning/testing og brønnbehandling. Ulemper er at den første oljen som strømmer, ofte inneholder partikler og lignende som kan tette utstyr og påvirke regulariteten.

3.3.5 Vurdering av tiltak

For brønntesting uten utslipp til sjø er det i dag kun oppsamling og som vil oppfylle målet. Ved oppsamling vil det være en fordel med reduserte volumer, så tynnhullstesting kan være interessant. Her gjenstår det imidlertid en del utviklingsarbeid. Med tynnhullsboring kan en bruke en tynnere testestreg og dermed redusere både tidsforbruk og fluidvolum til overflaten. Det samme gjelder ved bruk av "coiled tubing". Nedihullstesting som i dag er under utvikling vil også oppfylle målsetningen. Industrien har tidlig fase nedihullstesting tilgjengelig i dag

Brønntesting er viktig for å karakterisere reservoaret/formasjonen (bl.a. bestemme reservoarets produktivitet) og væsken den inneholder. Testing utelates dessverre ofte pga høy kostnad, risiko og miljømessige begrensninger. Uten den nevnte informasjonen risikerer en bl.a. feildimensjonering av prosessanlegget og at det designes for feil type fluid. For enkelte komponentanalyser kreves store væskeprøver og det kan være nødvendig med "drill stem test" DST. En DST vil i utgangspunktet gi utslipp, men utslipp kan unngås ved å produsere til et brønntestingsskip.

Alternative testemetoder som ikke produserer væske til overflaten kan normalt gi væskeprøver men har begrensninger (størrelse på prøven, strømningssegenskaper osv) sammenlignet med tradisjonell testing.

For produksjonsboring vil tilbakeproduksjon av oljen være det mest aktuelle tiltaket dersom dette er driftsmessig akseptabelt.

4 Produksjon

4.1 Utslipp til sjø

Tabell 3.1. gir en oversikt over kilder for kontinuerlige utslipp til sjø. Ballastvann er utredet i en annen delrapport, delrapport nr. 16. Borevæske og borekaks er omtalt i kap 2.1. og utslipp fra rørledninger og hydraulikkvæske er omtalt i Kap. 5.

Tabell 3. Oversikt over kilder for kontinuerlig utslipp til sjø

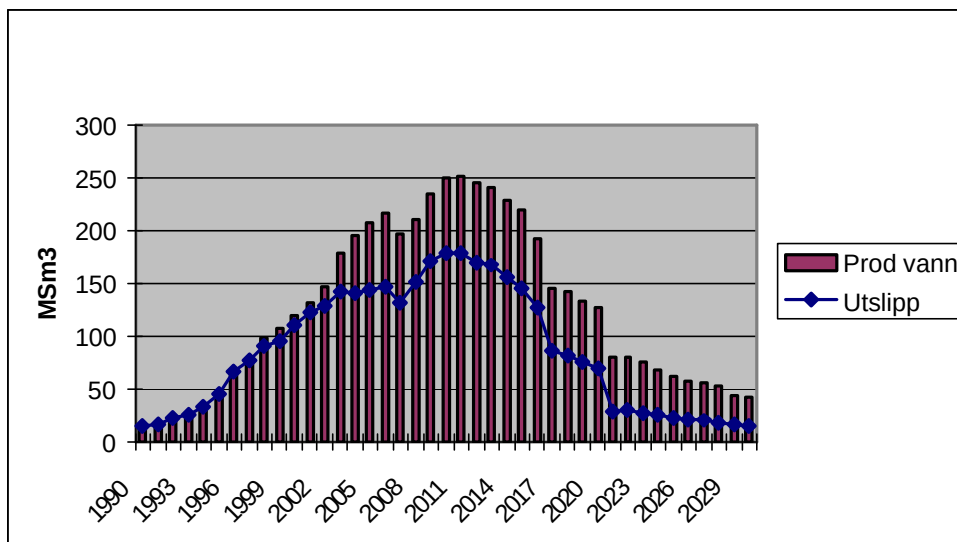
Utslippstype	Kilde	Viktigste komponenter
Produsert vann	Vann som følger petroleumsstrømmen fra reservoaret, og som skilles ut i produksjonen. Består av formasjonsvann og kondensert vann, og kan også inneholde tilbakeprodusert injeksjonsvann.	• Dispergert olje • Oppløste organiske forbindelser (mono- og polyaromatiske hydrokarboner, alkylfenoler) • Organiske syrer • Løste uorganiske salter • Utfelte salter • Lavradioaktive komponenter • Tungmetaller • Mineraler fra formasjonen • Rester av kjemikalier tilsatt i reservoaret eller i produksjonen
Ballastvann	Vann som lastes av tankbåter i lossehavner, og slippes ut ved lasting av olje på feltet eller gass fra landterminaler.	• Ballastvann kan inneholde organismer og bidra til uønsket spredning av disse til nye områder
Drenasjevann	Regnvann fra plattformer og skip	• Kan inneholde forurensninger av olje, borevæske mm.
Vann fra klargjøring av rørledninger	Sjøvann eller ferskvann tilsatt kjemikalier fylles i rørledninger ved legging, og tømmes ut før oppstart av produksjon	• Fargestoff • Biocid (ofte glutaraldehyd) • Lut/Oksygenfjerningskjemikalier (ofte natriumbisulfitt) Avhengig av metode
Hydraulikkvæske	Væske som benyttes for operering av ventiler på havbunnsbrønnrammer	• Monoethylenglycol (MEG)
Borevæske	Væske som tilsettes i borehullet for å smøre og kontrollere trykk	• Barytt (bariumsulfat) • Bentonitt leire • Tungmetaller
Borekaks	Knust bergmasse fra reservoaret	• Kan inneholde hydrokarboner fra boring i oljeførende lag • Bergartsmineraler

4.1.1 Målsetning

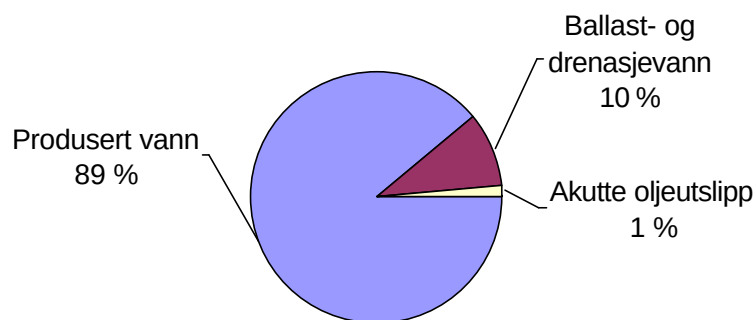
Målsetningen for Lofoten og Barentshavet er null utslipp ved normal drift. Som utgangspunkt ble det satt at dette innebærer 100 % reinjeksjon under regulær drift i minimum 95 % av tiden.

4.1.2 Utslippstatus fra norsk sokkel

Utslippene av olje fra petroleumsvirksomheten står for anslagsvis 2 prosent av den totale tilførselen til Nordsjøen. Oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten stammer i all hovedsak fra den regulære driften, men akutte utslipp eller søl kan også forekomme. Den viktigste kilden til oljetilførsel til sjø er produsert vann, som står for 89 % av utslippene. Akutte utslipp står for 1% og ballastvann og drenasjevann står for 10% av oljeutslippene.



Figur 6 Produsert vann. Vannproduksjon og utslipp, historisk og prognose (kilde OD)



Figur 7 Oljeutslipp på sokkelen fordelt på aktivitet (kilde SFT/OD)

4.1.3 Produsert vann

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

Produsert vann inneholder mange stoffer:

- Dispergert olje (oljedråper). Mengde og dråpestørrelse avhenger av oljetypen og den fysiske utformingen av produksjonsutstyret, ventiler osv. Små dråper dannes ved turbulens i rørledningene og er vanskeligere å fjerne enn store dråper. Generelt er det enklere å fjerne dispergert olje fra vannet enn de løste komponentene
- Oppløste oljekomponenter . Alle oljekomponentene er mer eller mindre vannløslige. Sammensetningen av oppløst olje avspeiler oljetypen, og kan være svært forskjellige. De letteste komponentene løses lettere i vann enn de tyngre. Det er mye som tyder på at vi kan fjerne mange av de løste komponentene ved å fjerne dispergert olje.
- Naturlig forekommende oppløste uorganiske og organiske forbindelser. Mengde og sammensetning av disse varierer fra felt til felt. Tilstedeværelse av naturlig forekommende forbindelser i produsert vann skyldes at olje og vann har vært i kontakt i reservoaret. De viktigste av disse forbindelsene som er potensielt miljøskadelige er tyngre PAH forbindelser og alkylfenoler.
- Tilsatte kjemiske stoffer (nødvendig tilsatte kjemikalier i boring- , produksjons- og injeksjonsprosessene).

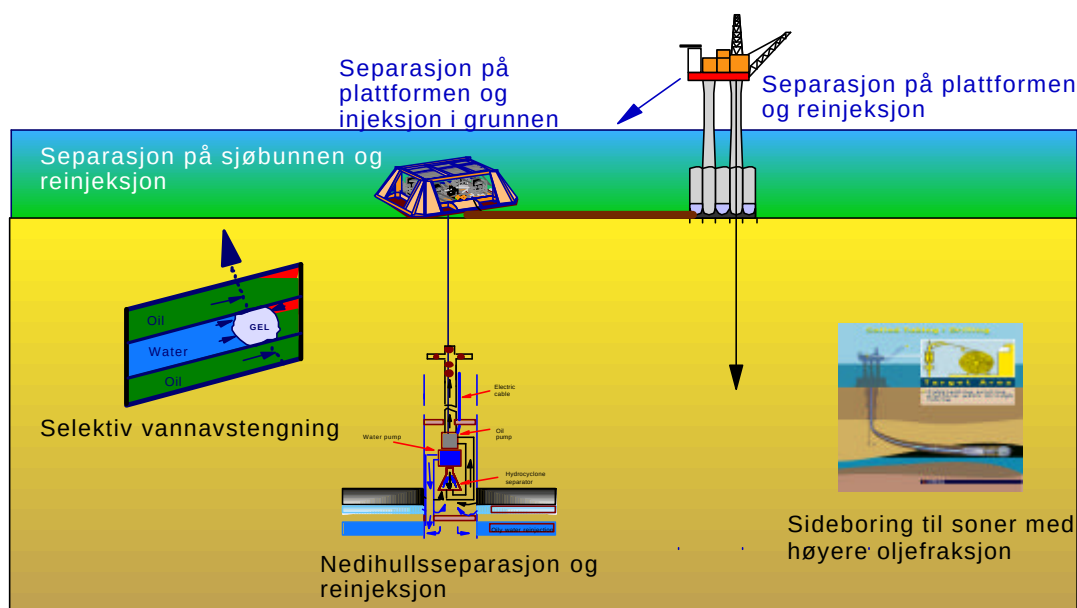
Tiltak som kan redusere miljøskadene ved utslipp av produsert vann kan deles inn i tre hovedgrupper av tiltak (se figur 6):

1. Reduksjon av vannproduksjonen
2. Reinjeksjon av produsert vann
3. Rensing av produsert vann før utslipp til sjø

For nye feltutbygginger er det i dag mulig å produsere olje og gass uten operasjonelle utslipp av produsert vann, slik det vil bli gjort på blant annet Kvitebjørn. Internasjonalt gjøres dette for eksempel i Alaska og på Wytch Farm feltet i Storbritannia. Her injiseres det produserte vannet i en dyptliggende formasjon. Driftsfilosofien er basert på en høy regularitet av injeksjonsanlegget og nedstengning av produksjonen dersom reinjeksjonspumper er ute av drift.

Dersom feltet ikke skal benytte vanninjeksjon som trykkstøtte, vil injeksjon (deponering) av det produserte vannet kreve ekstra energi som medfører økte utslipp til luft. Den totale miljøeffekten ved deponering kan derfor for noen felt være diskutabel. Ved driftsavbrudd må eventuelle utslipp av produsert vann renses. Aktuelle rensemetoder er derfor også beskrevet i rapporten. Et annet alternativ er å stanse produksjonen dersom det oppstår driftsavbrudd i injeksjonssystemet og ved vedlikeholdsarbeid.

I vedlegg 1 er det gitt en oversikt over nullutslipptiltak og teknologioversikt. (ref Nullutslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (SFT, OLF og OD))



Figur 8 Teknologiske løsninger for behandling av produsert vann (kilde: Statoil)

4.1.3.1 Reduksjon ved kilden

Det er en rekke teknologier i bruk og under utvikling som reduserer mengde produsert vann i brønnen eller på havbunnen. Hvilke løsninger som er anvendelige på det enkelte felt er feltspesifikt, flere av løsningene kan også anvendes på samme felt. Reduksjon av vanninnhold i brønnstrømmen og totalt redusert væskevolum muliggjør større transportavstander mellom brønn og prosessanlegg. Sammen med videre utvikling av flerfase strømmingsteknologi åpner det for at en i fremtiden i større grad vil kunne plassere prosessanleggene på land.

Mengden vann som produseres sammen med oljen er blant annet avhengig av reservoarmessige forhold og selve utformingen av brønnene. Optimal plassering og utforming av produksjons- og injeksjonsbrønner kan utsette vanngjennombrudd i brønnene og redusere den totale vannproduksjonen. Dette betinger god kartlegging av reservoaret og omfattende studier for å gi best mulig forståelse av strømningsforholdene.

Redusert vannproduksjon kan også gi andre miljømessige gevinster enn redusert vannutslipp, f.eks. mindre kjemikalieforbruk, lavere energiforbruk og dermed reduserte utslipp til luft, og i mange tilfeller reduseres vanninjeksjonsmengden som er nødvendig for trykkstøtte.

4.1.3.1.1 Vannblokkering og vannavstengning

Dette er brønn- og produksjonsteknologier som blokkerer inntrengning av vann i produksjonsbrønnene. Teknologien vil dermed resultere i reduksjon av produsert vann, redusert vanninjeksjonsbehov og redusert kapasitetsbehov for væske og vannbehandling. Dermed unngås transport av store vannmengder, slik at kjemikaliebruk og risiko for korrosjon reduseres. Mindre vannmengder reduserer behovet for tungt og plasskrevende utstyr på innretningen. For nye innretninger vil det bety lavere investeringskostnader og driftsutgifter. Vannavstengning kan være et effektivt tiltak, men kan gi tapt inntekt dersom det får negativ påvirkning på produksjonskapasiteten. Flere forhold kan begrense bruken av de forskjellige metodene, som for eksempel temperatur og trykk, kompletteringstype, strømming bak foringsrør og formasjonens beskaffenhet (for eksempel sprekker, fare for brønnskollaps).

Vannavstengning i havbunnsbrønner er kostbart dersom mobile innretninger må leies inn for å utføre arbeidet. Venting på ledig fartøy som kan utføre brønnintervensjon er også fordyrende. Reduksjonspotensialet kan være i opptil 40 % av vannmengden per brønn. Teknologien er dels tilgjengelig og dels under utvikling. /10/.

Vannavstengning vil kunne forlenge feltets levetid og dermed gi økt oljeutvinning.

Mekanisk vannblokkering innebærer at vannproduserende soner avstenges ved hjelp av mekanisk utstyr. Enklere vannavstengningsmetoder har vært i bruk lenge. Den eldste metoden er sementering for å avstenge perforeringene, eller å plugge brønnen over de vannproduserende sonene. Også reperforering og boring av sidesteg har vært vanlig.

Ofte er mekaniske metoder best egnet til avstengning av vann, særlig hvis vannet kommer fra en enkelt, lokalisert og identifisert formasjon. Anvendelsen av mekaniske plugger begrenses imidlertid av visse kompletteringstyper og av strømning bak foringsrørene. Skumsement er mer elastisk enn vanlig sement og kan fylle alle kanaler og sprekker rundt brønnhullet, noe som vil kunne forhindre situasjoner med strømning bak foringsrørene.

Det er etter hvert utviklet mye nytt utstyr og metoder for fleksibel og selektiv avstengning av vannsoner. Spesielt er det lagt vekt på å utvikle utstyr som ikke krever en borerigg for å intervenere i brønnen, noe som tradisjonelt har gjort mekanisk vannavstengning kostbart. Utviklingen går i retning av utstyr som kan fjernstyres fra overflaten. Denne teknologien er særlig rettet mot havbunnskomplettete brønner som er svært dyre å overhale.

Eksempler på mekanisk utstyr er:

- Mekanisk plugg: installert ved kabel eller kveilerør. Inndeles i permanente og midlertidige/oppblåsbare plugger. Oppblåsbare plugger er følsomme for trykk- og temperatur endringer.
- Innvendig hylse/foring (metall eller glassfiber som herdes).
- Glidemuffer: Glidemuffer er en annen ny metode som er tatt i bruk på norsk sokkel. En glidemuffe er et hydraulisk styrt rør, som kan reguleres opp og ned i brønnen og dermed stenge av vannførende soner. I lange borehull som er komplettert med sandskjerm i stedet for foringsrør kan det brukes utvendige foringsrørpakninger sammen med glidemuffer (eller plugger) for å stenge av vannsonen. Utvendige foringsrørpakninger blir plassert mellom sandskjermene og blir ekspandert slik at de forseglar mot formasjonen. Glidemuffene kan bli stengt på et senere tidspunkt når formasjonen bak sandskjermen er blitt vannproduserende.

Mekaniske metoder kan være meget bra egnet for blokkering av vann hvis vannet kommer fra en enkelt, lokalisert formasjon.

Det har vært lagt vekt på å utvikle utstyr som ikke krever borerigg for å intervenere i brønnen (fjernstyring); noe som tradisjonelt har gjort mekanisk vannavstengning kostbart.

Fjernoperert vannblokkering omfatter:

- SCRAMS (Surface Controlled Reservoir Analysis and Management System). SCRAMS har en begrensning i forbindelse med sandkontroll.
- DIACS (Downhole instrumentation and control system).
- Smarte brønner som innebærer overflateoperert utstyr nede i brønnen som ventiler og soneisoleringspackere.

Kjemisk vannblokkering omfatter injeksjon av kjemikalier i reservoaret som stenger områder der vannet strømmer mot brønnen. Kjemikaliene danner en gel som tetter porene og stenger for gjennomstrømning av væske. Det benyttes både organiske og uorganiske gelsystemer til dette formålet, men også sement, resin, skumsement, karbonat eller mikroorganismer. Metodene som er utviklet, er avhengig av spesielle reservoarforhold for å være vellykkete. Begrensningene for bruk av kjemiske metoder er ofte trykk- og temperaturforholdene i reservoaret. Bruk av kjemikalier kan også ha en miljømessig betenkelig side da de over tid kan bli brutt ned i reservoaret og ende opp i det produserte vannet.

Selektiv plassering av polymergel kan stenge av perforeringer på en effektiv måte ved riktig plassering og utforming. Mange forskjellige polymersystemer kan brukes, og de kan lages slik at de fungerer som en permanent barriere. De kan forsegle spesifikke perforeringer, og noen av systemene skal kunne forhindre strømning bak foringsrørene.

Injeksjon av polymergeler som sperrer for vann har vært testet i flere brønner. Vanlige problemer knyttes til plassering, holdbarhet og vannkoning. Det arbeides også med geler som polymeriserer inne i reservoaret, der hensikten er å styre vannet vekk fra brønnen lenger inne i reservoaret.

Kjemisk vannblokkering er i bruk på Ula, Ekofisk området og Statfjord, vurderes også for Osebergfeltet.

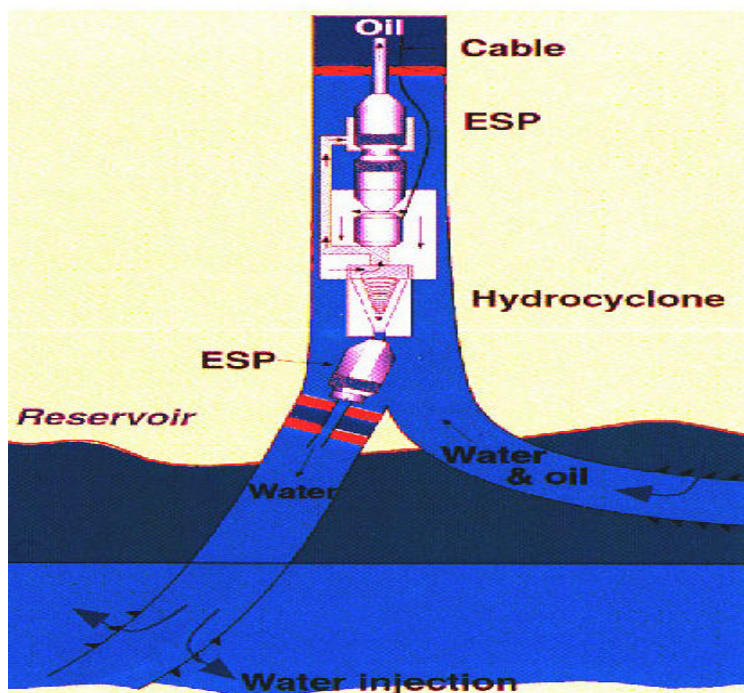
4.1.3.1.2 Nedihullsseparasjon

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.

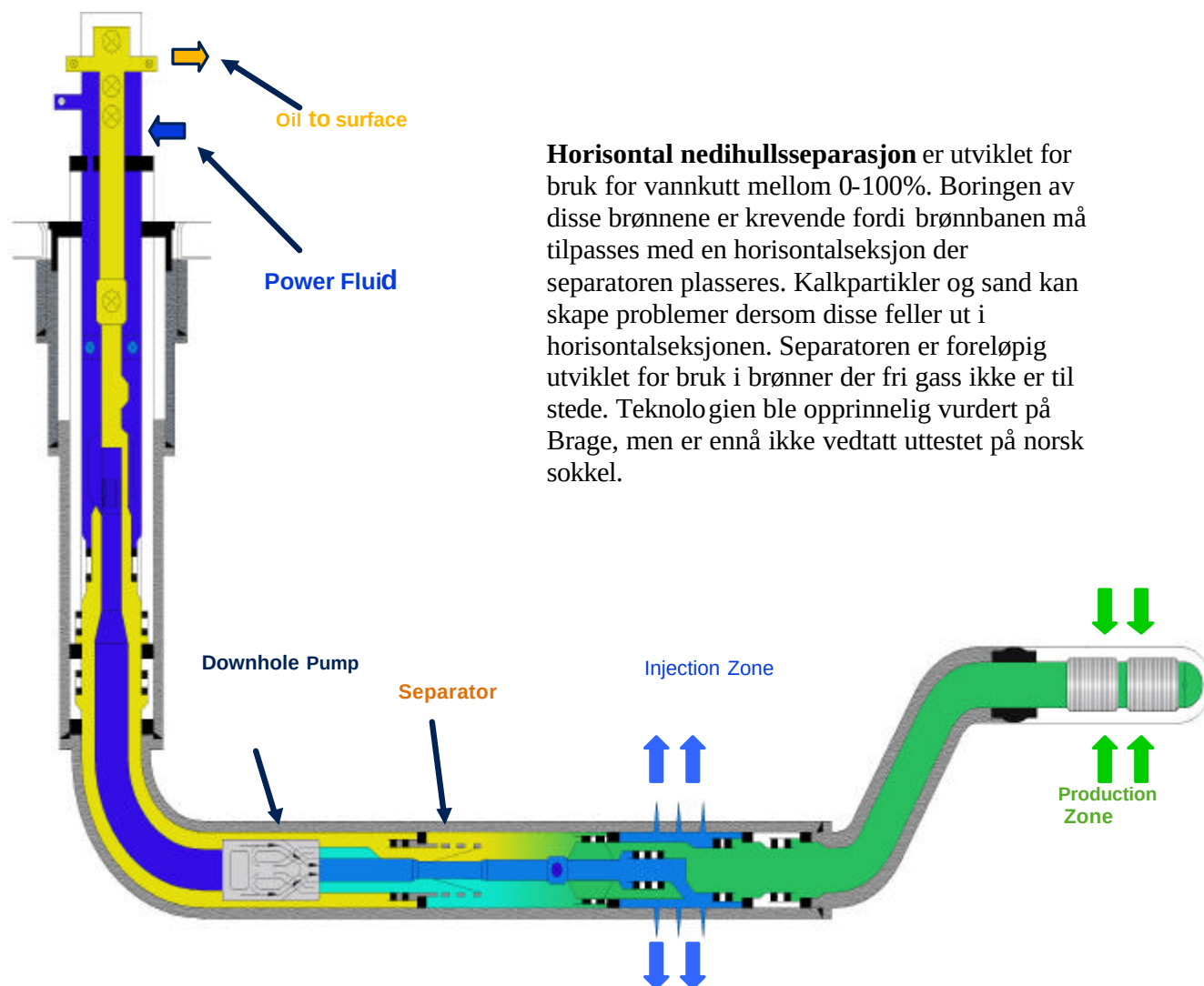
Investeringskostnadene vil være relativt høye, og utstrakt bruk på et felt med mange brønner kan bli kostbart. For havbunnsbrønner vil det også være dyrt å utføre utskiftninger eller reparasjoner på utstyret og det vil stilles store krav til driftssikkerheten. Løses disse tekniske problemene kan kostnadene 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 /10/.

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



Figur 9 Vertikal nedihulls separasjon (kilde Hydro)



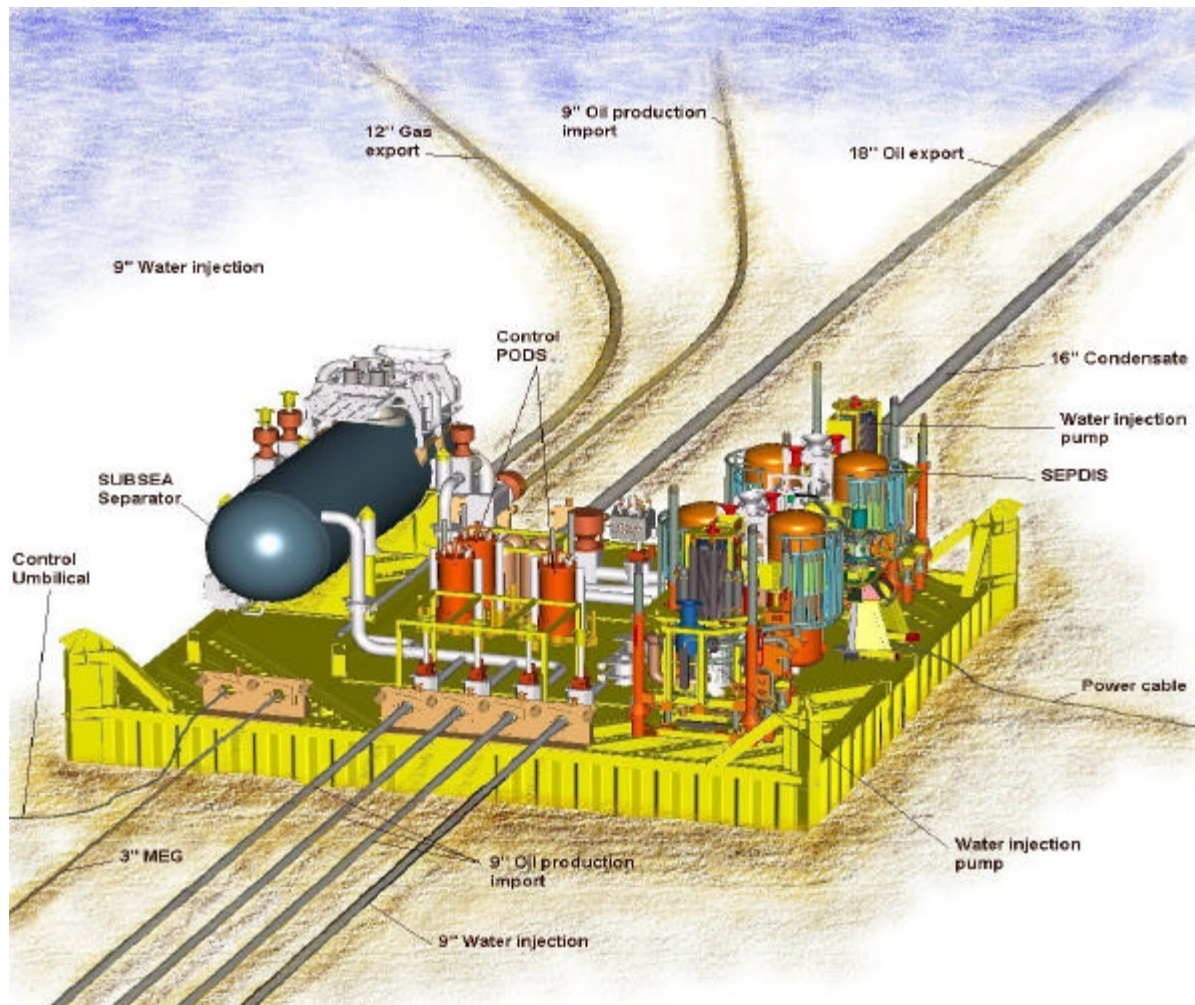
Figur 10 Horizontal brønn separasjon. Kilde Kværner/ Hydro

4.1.3.1.3 Havbunnsseparasjon

Havbunnsseparasjon er en teknologi under utvikling som kan bli brukt til å skille ut produsert vann ved havbunnen. Dermed kommer hovedsakelig olje og gass til produksjonsinnretningen. Metoden medfører at vannproduksjonen opp til innretningen og håndtering av produsert vann på innretningen reduseres. Dette medfører også redusert forbruk av korrosjons- og hydrathemmere.

For at teknologien skal være aktuell i Lofoten-Barentshav området må det kombineres med reinjeksjon av vannet og fortrinnsvis for felt der det er behov for trykkstøtte. Havbunnsseparasjon vil også kunne redusere energibehovet og derigjennom utslipp til luft i forhold til reinjeksjon på plattform. Troll pilot er verdens første undersjøiske havbunnsseparator. Vannet separeres ved hjelp av sentrifuger. Separatoren er en del av Troll olje prosjektet. Produksjonsstrømmen fra de tynne oljelagene på Troll inneholder 60 – 80 % vann. Mesteparten av vannet separeres fra og injiseres tilbake i reservoaret. Hele prosessen er

fjernstyrt fra Trollplattformene. Teknologien vurderes for satellitter opp mot Norne. Havbunnsseparasjon vil kunne redusere mengde produsert vann opp til innretningen fra anlegget med inntill 90%. Teknologien har et høyt potensial på egnede felt og forventes tatt i bruk på flere utbygginger. Dette vil også redusere utslippene av CO₂ og NO_x/10/.



Figur 11 Havbunnsseparasjon system. Kilde ABB / OD

4.1.3.2 Injeksjon

Reinjeksjon av det produserte vannet kan skje etter separasjon på innretningen, på havbunnen eller nede i brønnen. Vannet kan reinjiseres i reservoaret for å gi trykkstøtte eller det kan injiseres i en annen formasjon/struktur for deponering. Reinjeksjon for trykkstøtte erstatter gjerne sjøvannsinjeksjon helt eller delvis og medfører derfor normalt ikke ekstra energibruk.

Deponering krever en egnet formasjon som kan ta i mot ønsket vannmengde. Dersom det må bores en dedikert injeksjonsbrønn, medfører dette merinvesteringer, ekstra driftskostnader og økte utslipp til luft.

Ved reinjeksjon av produsert vann til reservoaret kan det ut fra utvinningshensyn ofte være for lite vann i en tidlig fase. Tilleggsinjeksjon av sjøvann kan derfor være nødvendig. Injeksjon av en blanding av sjøvann og produsert vann kan avhengig av vannegenskaper og øvrige forhold føre til utfelling og avleirning. Det finnes teknikker for å redusere problemene

med avleiringer. Dersom det finnes naturlige vannkilder (som Utsiraformasjonen) i området, er dette vannet som regel sulfatfritt slik at en unngår avleirning ved reinjeksjon.

Etter en tid med reinjeksjon av produsert vann kan en oppleve redusert injektivitet, og det kan bli behov for boring av ny injeksjonsbrønn eller tiltak i eksisterende brønn. Dette betyr økte kostnader og fare for dårlig drenering i det aktuelle området av reservoaret.

Jo lengre tid vanninjeksjonen har pågått, desto større er risikoen for reservoarforsuring. Denne risikoen øker ved reinjeksjon av produsert vann. H_2S dannes i reservoaret og vil merkes i produksjonen kort tid etter vanngjennombrudd. Typiske konsekvenser er økt korrosjonsfare med behov for hyppigere inspeksjoner og utskifting av utstyr, økt kjemikaliebehov, redusert levetid, problemer med å overholde salgsspesifikasjoner for gassen og dessuten en risiko på plattformen fordi H_2S -gassen er giftig. I verste fall kan feltet måtte stenges ned tidligere enn planlagt.

En del flømmingsforsøk i laboratoriet og på felt har vist at det dannes store mengder H_2S . Hvis dette regnes om til H_2S i gass, ser en at det kan føre til store problemer, bl.a. helserisiko. Det vil også bli store kostnader ved rensing av produsert olje/gass. Forsøk med bruk av nitrat mot reservoarforsuring har vist seg effektivt, men en vet foreløpig for lite om effekten på lengre sikt. Hvis ikke reservoarforsuringsproblemet kan løses, kan reinjeksjon i noen tilfeller vise seg å være umulig pga. de store problemene med sulfid produksjon.

Undersøkelser med reinjeksjon av Utsiravann, har også gitt store problemer med mikrobielt induert korrosjon, selv om det ikke dannes så mye sulfid i reservoaret som hvis det hadde vært injisert sjøvann.

Dersom injeksjon av produsert vann kommer i tillegg til sjøvannsinjeksjon for trykkstøtte vil kostnadene, energibehovet og utslipp til luft øke. Dette vil være svært feltavhengig. Som et eksempel er det tatt med anslag for Statfjord senfase, der det ikke er behov for vann til trykkstøtte. Kostnadene for boring av reinjeksjonsbrønner er anslått til 4 mrd. NOK (reinjeksjon av opp til 180 000 m³/d). Økte utslipp til luft er anslått til 150 000 tonn CO₂/år (tilsvarer CO₂ avgift på rundt 30 MNOK/år) og 600 tonn NO_x per år.

4.1.3.3 Renseteknologier

For utredningsområdet vil det produserte vannet reinjiseres ved normal drift. Krav til rensing utover det som er nødvendig av reservoarmessige årsaker vil bare være aktuelt ved driftsavvik. Det er likevel valgt å gi en grundig beskrivelse av mulige rensekonsepter for å gi et mer fullstendig bilde over tilgjengelig teknologi. På grunn av plass- og vektkrav vil renseteknologier som benyttes offshore være ulike de som benyttes på land. Generelt har renseteknologier den ulempen at de medfører avfallsprodukter som må disponeres, at 100% rensesgrad ikke kan oppnåes og at de kan medføre økte kjemikalieutslipp. For gass/kondensatfelt, der vannmengden er mindre, foreligger det større muligheter til å utvikle og tilpasse kostnadseffektiv teknologi enn for oljefelt.

4.1.3.3.1 C'Tour-prosess

C'Tour prosessen innebærer en kombinasjon av dråpekoalescens og ekstraksjon utført oppstrøms hydrosykloner. Et egnet kondensat pumpes inn i vannstrømmen og dispergeres ved hjelp av en mikser eller en ventil som strupes. Dispergert kondensat ekstraherer løste komponenter fra vannfasen, koalescerer med dråper som finnes i vannet og dråpene vil videre bli separert i hydrosykloner. Vekt- og arealbehov er minimalt.

Teknologien ble testet på Statfjord B i 1999, men resultatene svarte ikke til forventningene. Det pågår for tiden et felles industriprosjekt for å kvalifisere kritiske teknologielementer, og teknologien ble testet på ny på Statfjord B sommeren 2002. I forhold til referansetest uten kondensatinjeksjon oppnådde man 70% - 95% økt rensing av PAH, 50% - 80% av C6+fenoler og 60% - 70 % av dispergert olje. Det arbeides nå videre med verifikasjon av testresultater. Kvalifiseringen antas ferdigstilt i 2003. Teknologien er ikke utprøvd i fullskala på norsk sokkel, men det vil bli gjennomført en fullskala pilot på Statfjord C i løpet av 2003.

Teknologien er anvendbar for store vannmengder, krever liten plass og ingen ekstra energikilde, men teknologien er avhengig av et visst trykk og temperatur, pluss tilgang på kondensat. Teknologien er mest effektiv når kondensatet består hovedsakelig av propan og butan. Det er ønskelig at innholdet av BTEX er lavest mulig da dette kan medføre økte utslipp av BTEX til sjø. For å redusere utslipp av BTEX er det mulig å installere et fraksjoneringsanlegg for kondensatet, men dette vil øke kompleksiteten og kostnadene ved C-tour-prosessen.

4.1.3.3.2 Epcon renseteknologi

Epcon renseteknologi for produsert vann baserer seg på 2 trinn, et mekanisk "softsyklon" trinn og et mulig 2. trinn inneholdende et filter. Sammen gir disse trinnene en meget god fjerning av dispergert olje (ned mot 10-15 mg/l) samt partikler over 1 µm. Trinn 1 alene har også en god renseseffekt for dispergert olje. Et fullskala anlegg for anvendelse av Epcons mekaniske rensenhet (trinn 1 med kapasitet på 150 m³/t) er midlertidig installert på Troll C og Snorre TLP. Det er også en midlertidig innretninger på Brage. Enheter skal installeres på Brage, Ekofisk og Oseberg Feltsenter.

Trinn 2 (filterenheten) har potensial for fjerning av delvis løste forbindelser som naftalener, fenoler og PAH. Det er mulig å redusere dispergert olje ytterligere i forhold til Epcons trinn 1. Denne teknologien må anses å være på utviklingsstadiet, og det pågår for tiden uttesting på Gullfaks B.

Flere små enheter (kapasitet 10-300 m³/timer) er mer effektive enn en stor. Enhetene er lite plass- og vedlikeholdskrevende og kan håndtere små vannvolumer som dreinsvann, sandholdig vann (under uttesting), eller eventuelle spesielt forurensende avløpsstømmer. De kan erstatte avgassingstank og hydroykloner eller produsert vann separatorer og flokkuleringsenheter. Det kan være nødvendig med tilsats av flotasjonsgass (brenngass eller nitrogen-gass) og flokkulant.

4.1.3.3.3 MPPE (Macro Porous Polymer Extraction)

Ved MPPE prosessen vil oljekomponenter i det produserte vannet bli ekstrahert med et ekstraksjons medium som er immobilisert i en polymer matriks. Denne prosessen er en regenererbar prosessen hvor oljekomponentene vil bli skilt fra matriksen i en dampstripping. Teknologien er utviklet for rensing av produsert vann fra gassplattformer og er kommersielt tilgjengelig i dag. En tre måneders pilottest av prosessen på Åsgard A viste at prosessen fungerer godt. Prosessen er enerigkrevende og anvendelsen begrenset til mindre vannstrømmer på grunn av vekt og plassbehov. Resultatene fra testen viser at teknologien har en høy rensesgrad, og det ble oppnådd en fjerningsgrad på 98 % av PAH og 99 % av BTEX. Teknologien er kommersielt tilgjengelig men ikke utprøvd i fullskala på norsk sokkel, men det vil være mest aktuell for lav vannproduksjon.

4.1.3.3.4 Dråpevekstteknologier.

Prinsippet omfatter bruk av fibermateriale som øker oljedråpestørrelsen i hydrosyklonene. Dette vil øke effektiviteten av hydrosyklonene. Det er rapportert at dispergert oljetutslipp til sjø er blitt redusert med over 50 %. Teknologiene har størst potensial der dråpestørrelsen er slik at moderat dråpevekst gir en stor forbedring av hydrosyklonenes effektivitet. Dette er i følge leverandøren tilfelle for kondensatfelt. Teknologien er kommersielt tilgjengelig.

PECT-Filter

Denne teknologien vil kunne redusere oljeinnholdet med 50% etter rensing i hydrosykloner. Den kan benyttes både i eksisterende og nye hydrosykloner. Kapasiteten er relatert til hydrosyklonen. Teknologien krever ikke kontrollsystem, er lite plass- og vektktrevende, samt krever lite vedlikehold. Teknologien er tilgjengelig og installert på Draugen i 2001 samt testet på en rekke innretninger. Effektiviteten har imidlertid vist seg å være lavere enn under testingen. Det er et stort problem at hydrosyklonene tettes av partikler.

Mares Tail

Dette er tilsvarende teknologi som PECT-F. Filteret plasseres oppstrøms hydrosyklonene. Dette gjør det mulig å installere to enheter i parallell, og der utskifting av fiberspole kan skje mye raskere enn utskifting av matriks i PECT-F som har denne i innløpskammeret på hydrosyklonbeholderen. Teknologien vil i løpet av våren 2003 bli utprøvd på Sleipner.

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.

4.1.3.3.5 Cetco filter

CrudeSep er vertikal kompakt enhet som kan rense utslippsstrømmer for dispergerte oljer, partikler og noe oppløste organiske forbindelser. Tester pågår. Den brukes blant annet på Ekofisk i forbindelse med vanninjeksjonspilot. Teknologien er ikke utprøvd i fullskala på norsk sokkel, men filteret skal installeres på Kristin-plattformen.

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

4.1.3.3.6 Flotasjonsceller

Vann med oljedråper tilsettes gass (hydrokarbon- eller nitrogengass) enten ved at gass induseres som små bobler (indusert gass flotasjon) eller ved at gass løses i vannet under høyere trykk og så frigjøres ved trykkreduksjon (oppløst gass flotasjon). Gassbobler fester seg ved oljedråpene og løfter disse til vannoverflaten. For å oppnå kondensatdråper som har stor nok størrelse til å bli forent med gassbobler er det oftest nødvendig å tilsette hjelpekjemikalie, dvs. koagulant eller flokkulant. Dette er teknologi som har høy kapasitet, men trenger relativt lang oppholdstid og er plasskrevende. Dispergert olje renses ned til ca. 20-60 mg/l. 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.

4.1.3.3.7 Hydrosykloner

Dette er den vanligste rensete metoden for produsert vann i dag. I hydrosykloner separeres olje fra vann ved hjelp av sentrifugalkrefter skapt ved at vann med olje pumpes 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, dvs. at man i dette tilfellet fokuserer på å oppnå rene vannstrømmer. Dette betyr at det strømmer mye vann ut sammen med oljen, så mye at overløpet består av mer enn 90 % vann. Renseeffekten er svært avhengig av størrelse på oljedråpene. Tilsetning av koagulant og/eller flokkulant forekommer ofte for å bedre renseeffekten. Hydrosykloner er vel egnet for flytende innretninger.

Renseeffekten er avhengig av kjemikalietylsetning i prosessen, men utslippene av olje blir normalt ned mot 20-50 mg/l. Siste generasjon hydrosykloner har høyere effektivitet enn eldre pga ny design, slik at det er et potensial for eldre innretninger å redusere utslipp til sjø ved å oppgradere sykklonsystemet.

4.1.3.3.8 Sentrifuger

Disse er basert på separasjon ved gravitasjon, og vil fjerne dispergert olje og gi en konsentrasjon av olje i utslippet på 5-25 mg/l. I sentrifuger settes vann og oljedråper i kraftig rotasjon, ofte om lag 5 ganger mer enn i hydrosykloner. Dette medfører at sentrifuger er i stand til å separere meget små oljedråper når de installeres med kompakte platepakker. Sentrifuger har ikke trykkfall. Væske tilføres vha. fødepumpe slik at sentrifugen får et innløpsstrykk på 2 - 3 bar og sentrifugens rotasjon fører til at utgående vann pumpes ut med omtrent samme trykk. Tilsetning av kjemikalier er ikke nødvendig. Teknologien er tilgjengelig og er egnet for flytende innretninger.

Sentrifuger benyttes til å rense drensvann på flere innretninger. Anvendelsen er begrenset til moderate vannvolumer og benyttes på drensvann og gassfelt. Fordelene er at teknologien er kompakt, at det ikke kreves tilsats av additiver og at den håndterer variable vannstrømmer. Ulemper er høye investerings- og driftskostnader, høye vedlikeholdskostnader samt energikrav.

4.1.4 Utslipp av drenasjevann

Mengden av utsluppet drenasjevann er utbetydelig sammenlignet med produsert vann. Kravene til maksimalt innhold av olje i vann er det samme for alle typer utslipp.

4.1.5 Vurdering av tiltak

Scenariebeskrivelsen for petroleumsvirksomheten i Lofoten/Barentshavet 2005-2020 forutsetter reinjeksjon med 95% regularitet. Normalt er regulariteten for et vanninjeksjons system omlag 85%, men regulariteten kan økes ved å utforme anlegget for høyere tilgjengelighet ved å installere parallelle systemer som gir økt redundans. Dette vil imidlertid øke kostnadene for anlegget. Når reinjeksjonsanlegget er nede må utslipp veies opp mot produksjonsstans.

Reinjeksjon er tilgjengelig teknologi som er i bruk på mange innretninger. Dersom vannet ikke kan brukes til trykkstøtte vil det gi høyere investeringskostnader, økte driftskostnader og genererer økte utslipp til luft. Havbunnsløsninger og metoder for å redusere vannproduksjon vil sannsynligvis bli en utbredt løsning i området, og vil redusere disse ulempene.

Tabell 4. Reduksjon av produsert vann utslipp og miljøskadelige komponenter i produsert vann (kilde RKU Norskehaver OLF)

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensial %		Mill. kl. pr anlegg	Tekn. statu
			Sokkelen	Pr anlegg		
Bedre reservoarstyring	4D reservoar bilder / profiler Ekspanderbare rør Underbalansert boring Smarte brønner		3 - 10	0 - 40	Usikkert	Teknologi tilgjengelig/ under utvikling. 4D benyttes i dag
Mindre vannproduksjon	Blokkering av vannsoner	Reduserer CO ₂ og NO _x	3 - 10	0 - 40	usikkert	Behov for FoU
	Nedihullsseparasjon	Reduserer CO ₂ og NO _x	0 - 5	0 - 40	usikkert	Behov for FoU
	Potensialet er stort, men trenger flere piloter. Vanskelig å implementere i eksisterende brønner.					
	Havbunnsseparasjon		5 - 10	0 - 90	usikkert	Under utvikling
	Høyt potensial på nye innretninger. Kommer på sikt. Lite potensial på eksisterende innretninger (her er også vannmengden størst).					
Vanninjeksjon	Injeksjon av prod. vann Kostnadene vil være svært feltavhengige. Krever tillatelse til injeksjon.	Kan øke CO ₂ og NO _x	15 - 30	0 - 90	Usikkert	Teknologi tilgjengelig
Vannrensing	Ekstraksjonsprosesser Målet er å redusere utslipp av skadelige komponenter, målt som EIF	Kan øke CO ₂ og NO _x	20 - 40	0 - 80	usikkert	Behov for FoU

4.2 Utslipp til luft

Utslippene til luft fra petroleumsvirksomheten består hovedsakelig av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC). I tillegg kommer mindre mengder utslipp av metan (CH₄) og marginale utslipp av svoveldioksid (SO₂) fra sektoren. Både CO₂ og metan er klimagasser som bidrar til drivhuseffekten som er et globalt miljøproblem. NO_x, SO₂ og nmVOC bidrar, enkeltvis eller sammen, til grenseoverskridende regionale miljøproblemer som sur nedbør, overgjødning og bakkenært ozon. De medfører også enkelte lokale miljøproblemer.

Det finnes en rekke tiltak som kan begrense utslippene til luft fra virksomheten. De viktigste er kort gjennomgått i dette kapittelet.

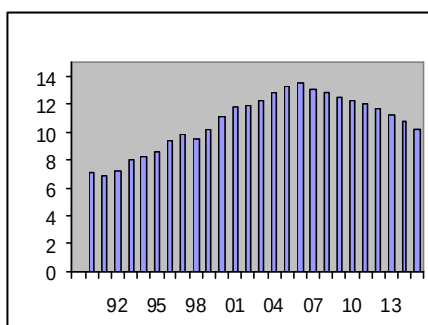
4.2.1 Målsetting

- Utslipp av nmVOC: 95 % av avdamping går igjennom gjenvinningsteknologi
- Utslipp av NO_x: Tiltak som reduserer utslipp med inntil 85 %
- Utslipp av CO₂: Som sokkelen for øvrig
- Utslipp av SO₂: 50% reduksjon (som følge av endret krav til svovelinhold i diesel, i.e. IMO)

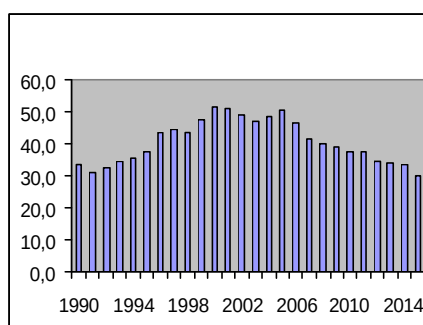
4.2.2 Utslippstatus for norsk sokkel

I nasjonal sammenheng står petroleumsvirksomheten for 28% av de totale CO₂ utslippene i 2001. For de totale NO_x utslippene bidrar petroleumssektoren med 23%. Utslippene av CO₂ og NO_x forventes å øke de nærmeste årene blant annet som følge av høyere aktivitetsnivå. Fra 2005-2006 forventes en avtagende trend pga at oljeproduksjonen vil avta.

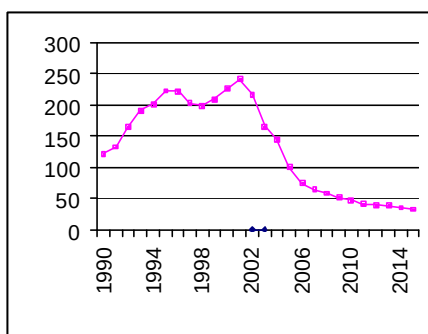
Petroleumsvirksomheten er hovedkilde til utslipp av nmVOC i Norge og står for rundt 66 % av de nasjonale utslippene i 2001. Prognosene viser en sterk avtagende trend etter 2002 som skyldes både at oljeproduksjonen forventes å nå sitt toppnivå i løpet av få år, og at gjenvinningsutstyr for nmVOC installeres i forbindelse med lagring og lasting av olje og kondensat på feltene.



CO₂ utslipp (Mill tonn)

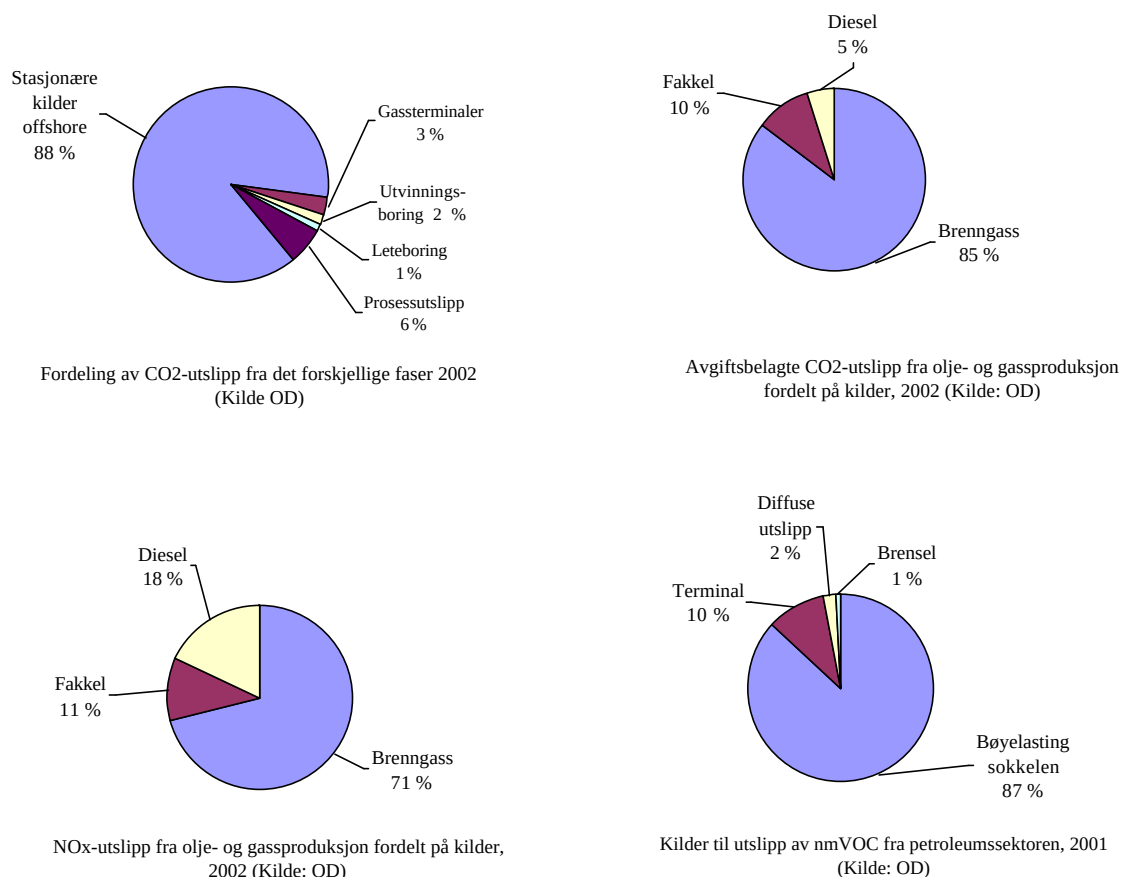


NO_x utslipp (tusen tonn)



nmVOC (tusen tonn)

Figur 12 Viser totale utslipp og prognoser for CO₂ NO_x og nmVOC fra norsk petroleumsektor (Kilde OD)



Figur 13 Utslppsfordeling av CO₂, NO_x og nmVOC (kilde OD)

4.2.3 Tiltak for reduksjon av utslipp til luft

Det finnes mulige tiltak for reduksjon av utslipp til luft. Flere av tiltakene, så som redusert energibruk, mer effektiv energifremstilling, bedre driftstyring, kraftoverføring fra land og lavere fakling vil redusere mengde gass avbrent og derved både CO₂- og NO_x utslipp. CO₂ utslippene fra kraftproduksjon kan reduseres ytterligere ved utskilling og lagring av CO₂. Når det gjelder NO_x finnes det flere teknologier som frikobler utslippsnivå fra brenselforbruket som derved kan gi store reduksjoner. Den største kilden for nmVOC-utslipp er lagring og lasting av råolje og tiltakene vil her være knyttet til gjenvinning av avdampingen.

4.2.3.1 Redusert energibruk

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

For nye utbygginger vil valg knyttet til dreneringsstrategi og utforming av produksjonsanlegget påvirke energibruken på feltet og derved utslippene. Dette er forhold som er svært

feltspesifikke og løsninger vil velges ut fra blant annet kostnad, ressursutnyttelse, gasspris, CO₂-avgift/kvotepris og sikkerhet og arbeidsmiljø. Det er viktig at energieffektivitet og derved utslipp er en integrert del av arbeidet i en tidlig fase av utbyggingsprosjektet. For disse tiltakene er det vanskelig å indikere reduksjonspotensial og kostnad da eventuelle reduksjoner ikke kan måles i forhold til en førsituasjon. Det er i dette kapittelet prøvd gitt en oppsummering av områder der det kan oppnås reduksjoner.

4.2.3.1.1 Energieffektiv utbyggings- og transportløsninger

Design av prosessanlegget

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

- **Varmeintegrering**
På den enkelte innretning er det behov for varme. Hvor stort behovet er vil variere betydelig mellom ulike innretninger og over tid. På nye innretninger hentes normalt varmebehovet fra spillvarmen fra kraftproduksjon. Dette bidrar til lavere utslipp. På Åsgard B har tiltak som mellomkjøling, mer effektiv separasjonsteknologi og bruk av varmt kjølevann bidratt til at CO₂ utslippene er redusert med om lag 180 000 tonn pr. år.
- **Gasskompresjon**
Ved separasjon av olje, gass og vann på så høyt trykk som mulig vil behovet for å komprimere produsert gass opp til eksport/injeksjonstrykk bli redusert.
- **Kraftgenerering**
Det kan også ligge noe potensial i å utforme anlegget slik at en i driftsfasen får en mest mulig optimal utnyttelse av gasturbiner.
- **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.

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 er i prosjekteringsfasen.

4.2.3.1.2 Redusert vannproduksjon

Det finnes flere teknologier som reduserer vannproduksjonen opp til plattformen. Aktuelle teknologier er soneisolering og vannavstegning, nedihullsseparasjon og havbunnsseparasjon (se kap 3.1.3.1 for nærmere beskrivelse). Lavere vannproduksjon opp til plattformen reduserer energibruken. Dette skyldes to forhold:

- mindre produksjon av vann (og eventuelt assosiert gass) gir mindre behov for injeksjon for trykkstøtte.
- det vil ikke brukes energi for produksjon og behandling av det produserte vannet.

De fleste felt trenger trykkstøtte for å optimalisere utvinningen fra oljereservoaret. I dag injiseres både gass og vann som trykkstøtte, og det er reservoartekniske forhold som avgjør hva som er best egnet. Vann og gass blir injisert i store mengder i reservoaret ved høyt trykk, enten fra pumper eller kompressorer. Dette er energikrevende, i størrelsesorden 0,5 MW for et felt som produserer 1000 Sm³ olje/d.

Det oppnås størst reduksjonen i energibruken når vannet blir skilt ut ved høyest mulig trykk så nært reservoaret som mulig. Det å hindre vann (og eventuelt gass) å komme inn i brønnen vil altså gi høyest effekt, mens havbunnsseparasjon med trykkavlastning vil gi lavere effekt.

Utslippene av CO₂ og NO_x vil bli redusert proporsjonalt med redusert energibehov. Reduksjonspotensialet for NO_x og CO₂ vil være svært feltavhengig. Det er vanskelig å anslå kostnader, da dette vil variere sterkt fra felt til felt

Det er behov for mer FoU innenfor disse områdene, og drivkraften for utvikling av teknologier er i hovedsak økt produksjon og økonomisk potensial.

4.2.3.2 Mer effektiv energifremstilling

De vesentligste bidrag til CO₂- og Nox-utslipp kommer fra energifremstilling. Tiltak for å gjøre denne mer effektiv vil derfor være viktige. De mest aktuelle tiltakene vil være:

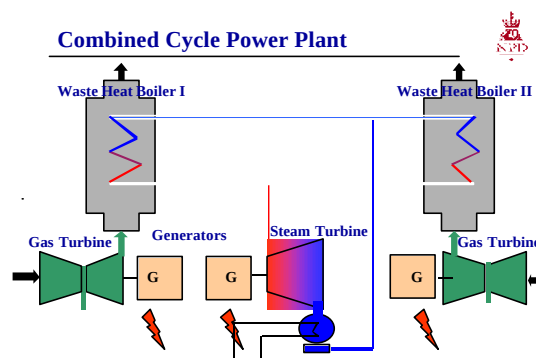
4.2.3.2.1 Kombinerte kraftanlegg

Varmen i eksosgassen fra en konvensjonell gassturbin kan utnyttes til både varmegjenvinning og generering av elektrisk kraft via dampturbin.

Dette er tilgjengelig teknologi. Anvendelsen 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



Figur 14 Kombinerte kraftanlegg (Kilde Norsk Hydro)



kompakte dampkjeler har derfor blitt utviklet, og teknologien er i drift på noen få felt på norsk sokkel. Kostnaden per anlegg er 500-600 MNOK. Med denne teknologien kan CO₂ og NO_x reduseres med 20-30%.

4.2.3.2.2 Brenselceller

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

4.2.3.2.3 Samkjøring mellom felt

Samkjøring av kraftforsyning mellom felt og innretninger kan gi reduserte utslipp til luft. Dette skyldes dels at investeringsvilligheten og gevinsten er høyere for et større anlegg og at det kan designes løsninger som gir høyere virkningsgrad over tid. Miljøgevinsten vil i hovedsak bestemmes av kraftbehov og evne til å estimere dette i designfasen, kraftkonfigurasjon på innretningene nå og i fremtiden, samt avstanden mellom innretningene. Tiltaket er aktuelt for innretninger som etter hvert får overskudd av kraft og der turbinene kan drives mer energieffektivt ved at en eller flere turbiner totalt kan taes ut av drift. I dag er det kun på Snorre-feltet der dette er implementert. Snorre A forsynes med kraft fra et kombikraftanlegg på Snorre B. Samordningsgraden mellom felt vil avgjøre om regulariteten økes eller reduseres ved samkjøring.

I forhold til teknologi, vil den samme utviklingen som gjelder for kraftoverføring fra land gjelde. Relativt til de scenarier som er satt opp for Barentshavet er samkjøring mellom innretninger lite aktuelt på grunn av at de geografisk er spredt. Dette er imidlertid noe som vil vurderes som en del av et konseptvalg.

4.2.3.3 Kraftoverføring fra land

Som et alternativ til å fremstille energien på innretningen kan en velge kraftoverføring fra land.

Kraftbalansen i Norge er allerede i en fysisk underskuddssituasjon. NVE har gjort en enkel ”teknisk” fremskriving av kraftbalansen frem mot 2015 basert på at rådende utviklingstrender forlenges når det gjelder forbruk og produksjon. Dette er basert på at rammebetingelser og støtteordninger som er etablert videreføres, men der store landbaserte gasskraftverk eller nye kabler mot utlandet forutsettes ikke bygget. Resulterende kraftbalanse viser da en økende importavhengighet i temperatur- og tilsigsmessige normal år, fra 7 TWh i 2005 til 12 TWh i 2010 og 15 TWh i 2015. Derfor kan det i utgangspunktet ikke påregnes å kunne dekke opp ny kraft til sokkelen med innenlandsk ”overskuddskraft”. Oppdekkingen må derfor skje ved økt import, ny innenlandsk kraftutbygging (høyst sannsynlig ved landbaserte gasskraftverk med eller uten CO₂-håndtering). Forsert utbygging av vann- eller vindkraft vurderes som vanskelig. /9/.

Overføring av kraft fra land til forbrukere offshore vil skje med kabel som ligger på bunnen eller graves ned for beskyttelse. Ved avstander over 100 km vil effekttapene med vekselstrømsoverføring bli meget stort. Ved store avstander må derfor overføringen skje ved hjelp av likestrømsteknologi. Dette krever spesielle anlegg for omforming fra vekselstrøm

(AC) til likestrøm (DC) på land og motsatt offshore. Produksjonsskip (FPSO) og lagerskip roterer og krever at kraft må overføres via svivel/sleperinger. Disse utgjøre en sterk effektbegrensning.

Fordeler med kraftoverføring fra land omfatter:

- Redusert sannsynlighet for diesel- og gasslekkasjer på plattformen (gasturbiner er blant de viktigste potensielle tennkilder på plattformen).
- Redusert vedlikeholdsbehov, gasturbiner er roterende maskineri som krever betydelig vedlikehold.
- Forbedret regularitet: Driftstilgjengeligheten for kraftforsyningen vil, i følge studier gjort av BP, øke med ca. 0,3% /10/. Dette vil være en merkbar sikkerhetsmessig og økonomisk forbedring. Forbedret arbeidsmiljø.
-

Ulemper med kraftoverføring fra land omfatter:

- Overskuddsvarmen kan i noen tilfeller ikke tas fra eksosgassen. Det vil medføre at en i disse tilfellene i stedet må dekke varmebehovet med gassfyrte varmekjeler som igjen vil gi utslipp.

Kostnadene ved kraftforsyning fra land er høye, og utslippsreduksjonene er usikre. Særlig ved import av kraft, er utslippsreduksjonene små, og dermed blir også tiltakskostnadene per redusert enhet CO₂ og NO_x svært høye.

4.2.3.4 Redusert fakling

I 2002 sto utslipp av CO₂ og NO_x fra fakling for henholdsvis 10 % og 11 % av de totale utslippene fra petroleumssektoren. En vesentlig faktor for faklingsnivået er innretningens regularitet, noe som bestemmes ved utforming av anlegget.

Mellom 20 – 40 % av faklingen skyldes kontinuerlig fakling mens den resterende andelen er knyttet til enkelthendelser for å ivareta sikkerhet og operasjonelle hensyn. Den kontinuerlige faklingen er de siste årene blitt redusert på enkelte felt som følge av tekniske tiltak som for eksempel bruk av nitrogen som spyle- og dekk-gass og forbedrete glykol-regenereringssystem. I tillegg er det utviklet ny teknologi for gjenvinning av 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. Kostnaden per anlegg varierer mellom 5 og 46 MNOK /14/.

Ytterligere utslippsreduksjoner knyttet til fakling forventes ved å optimalisere 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.



Figur 15 System for gjenvinning av fakkalgass (kilde ABB)

4.2.3.5 Utskilling av CO₂ fra avgassen for lagring

Rensing av CO₂ ved absorpsjon er så dyrt og plasskrevende offshore at det regnes som uaktuelt./14/

Dersom en finner felt med høy andel av CO₂ i gassen kan det også bli aktuelt å skille ut CO₂ fra naturgassen som det i dag gjøres på Sleipner. Om dette er fornuftig å gjøre på land eller på feltet er feltspesifikt.

4.2.3.6 NO_x reduserende tiltak

Det er to hovedmetoder for reduksjon av NO_x utslipp. Den ene metoden er å bruke naturgass eller diesel mer effektivt på innretningene. Dette kan gjøres ved redusert energibruk, mer effektiv energifremstilling og redusert fakling. Teknologier for dette er beskrevet ovenfor. Den andre hovedmetoden er spesifikke tekniske tiltak som lav-NO_x brennere på gassturbiner eller katalysator på dieselmotorer. Det er også mulig å redusere utslipp av NO_x ved å bruke helt andre løsninger enn dagens forbrenningsteknologi, som for eksempel brenselceller eller kraft fra land. I dette kapittelet beskrives spesifikke tekniske tiltak.

4.2.3.6.1 Turbiner med lav-NO_x brennere

På sokkelen genereres kraft hovedsakelig fra naturgassdrevne turbiner. NO_x fra turbiner dannes når gass eller diesel forbrennes. Dannelse av NO_x øker med økende temperatur og avhenger av oppholdstiden. Prinsippet bak lav-NO_x-brennere er å redusere temperaturoppene i brennkammeret ved forbrenningen ved å sikre god blanding av luft og brensel. Dette reduserer NO_x-utslippet med 50-85 % i forhold til konvensjonell teknologi. Graden av NO_x-reduksjon er avhengig av om turbinen kjøres ved full last og synker dersom lastgraden

reduseres. Det har vært en del oppstartsproblemer med lav-NO_x-turbinene. Problemene har hovedsakelig knyttet seg til at det er vanskelig å opprettholde normal drift over et vidt lastområde, utfall pga. ustabil flamme samt at turbinen kan falle ut ved raske endringer i lasten. Teknologien er tilgjengelig og det stilles normalt krav til bruk av turbiner med lav-NO_x brennere for nye utbygginger.

Det er imidlertid også knyttet en del ulemper til bruk av teknologien:

- På lav-NO_x turbiner fra den største leverandøren av turbiner på norsk sokkel (GE) reduseres virkningsgraden, og dermed øker CO₂-utslippene, med opptil 13 prosentpoeng på dellast-kjøring.
- Driftserfaring fra de første lav-NO_x turbinene viser at disse har lavere pålitelighet sammenlignet med konvensjonelle SAC turbiner. Uplanlagt driftsstans på turbiner gir ofte høye fasklingsrater med tilhørende utslipp av NO_x og CO₂.
- Industrien ser at problemene med denne type maskiner avtar kontinuerlig, men må fremdeles kunne sies å være på en lærercurve. En del problemer ser imidlertid ut til å være tilknyttet fundamentale egenskaper ved lav-NO_x teknologien, og kan således ikke enkelt utbedres.
- Kostnadene ved å vedlikeholde et lav-NO_x system er betydelig høyere enn for et tradisjonelt SAC-system (ca 3,3 MNOK per turbin per år).

4.2.3.6.2 Lav-NO_x på motorer

Spesielt på flytende innretninger er gassdrevne dieselmotorer et alternativ til gassturbiner for kraftgenerering. Det er flere metoder som allerede er utviklet av motorleverandørene for å redusere utslipp fra dieselmotorer (jfr kap 2.2.X):

1. Motortekniske ombygginger
2. Bruk av vann-i-olje emulsjon (som drivstoff)
3. Benyttelse av selektiv katalytisk reduksjon (SCR) som avgassrensing

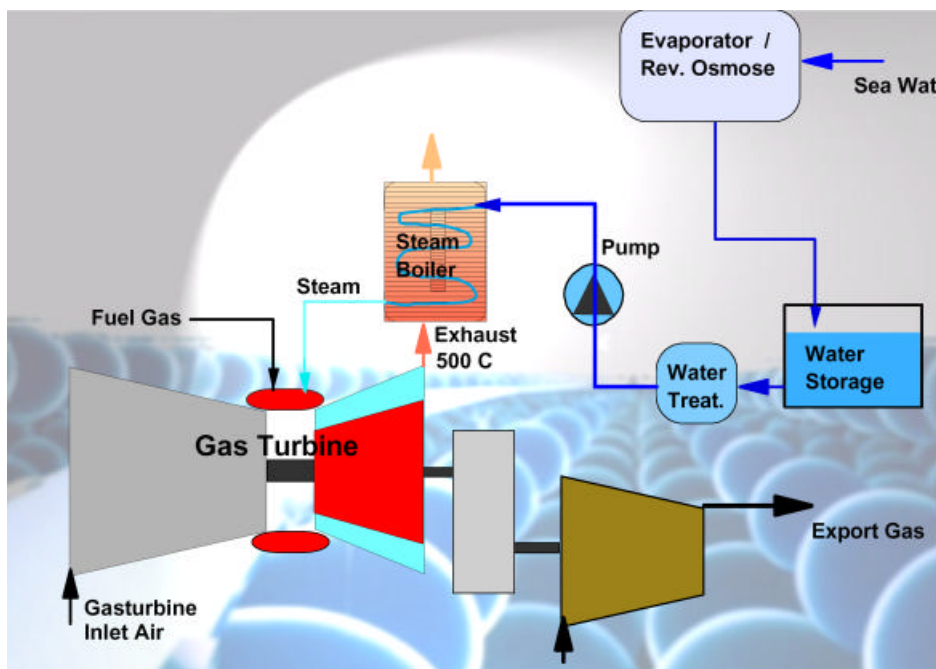
Det er bare med den siste metoden det er mulig å nå et utslippsnivå som er sammenlignbart med utslippene fra gassturbiner (ned til 1-2 g NO_x/kWh, en reduksjon på 80-90 %). Denne metoden er under vurdering for bruk offshore, men er allerede i bruk på mange skip.

4.2.3.6.3 Vann/dampinjeksjon i gassturbiner

Teknologiene omfatter injeksjon av damp/vann i brennkammeret sammen med brensel for å redusere temperaturnivået i forbrenningssonen i brennkammeret, som igjen resulterer i redusert NO_x dannelsen. Både vanninjeksjon og dampinjeksjon er kjent teknologi fra landindustri og det eksisterer derfor kun et behov for kvalifisering offshore. Hvis kvalifisert vil teknologiene være ett alternativ til gassturbiner med lav-NO_x brennere.

Dampinjeksjon gir redusert utslipp av NO_x på 50-90% og av CO₂ på ca. 3-10 %. I forhold til ved konvensjonelle gassturbiner kan også effekten økes ved dampinjeksjon med over 10%. Den største utfordringen er at det trengs store mengder vann (i et forhold for damp:brensel på over 1:1 (vektbasert)) med høy renhetsgrad for å unngå belegg på turbinbladene. Ved dampinjeksjon genereres damp under trykk i en avgasskjel før den blir injisert i gassturbinsyklusen. Kostnaden er anslått til om lag 100 MNOK for dampinjeksjon / dampproduksjon i en gassturbin/31/. Tiltaket er først og fremst interessant for utbygginger der det er behov for en effektøkning innen det som kan dekkes av dampinjeksjon.

Vanninjeksjon kan redusere NO_x utslippene med 50-90%? og vil ha marginale effekter på CO₂ utslippet. Innretninger av vanninjeksjonsløsning vil være rimeligere enn for en dampinjeksjonsløsning da behov for avgasskjel bortfaller.



Figur 16 Dampinjeksjon i gassturbiner (Kilde OLF)

4.2.3.6.4 Katalytisk rensning på gassturbiner

Det mest aktuelle konseptet for katalytisk rensning på gassturbiner offshore er SCR (Selective Catalytic Reduction). Bruk av SCR vil føre til utslipp av ammoniakk. CO₂ utslippene vil øke noe pga økt mottrykk i avgasskanal. Reduksjonspotensialet for NO_x er usikkert offshore men vil kunne være opp til 98% basert på tilsvarende for landbaserte anlegg. Dette vil bare være aktuelt ved enda strengere utslippskrav enn det som kan oppnås ved lav-NO_x brennere eller dampinjeksjon. SCONOX er et alternativ til SCR. Ulempen for offshorebruk er at det er om lag tre ganger større og tyngre enn SCR.

4.2.3.6.5 Katalytisk forbrenning

Under utvikling. Vil kunne være tilgjengelig om kort tid, men bare på enkelte turbiner. I første omgang aktuelt på såkalte industrideriverte turbiner da det er nødvendig med god plass til de modifiserte brennkamrene, derfor mindre aktuelt offshore på kort sikt.

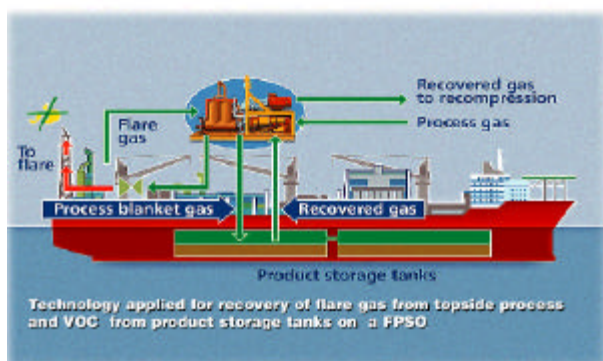
4.2.3.7 VOC-reduserende tiltak

VOC er betegnelse for flyktige organiske hydrokarboner (Skilles mellom metan og nmVOC (non-methane volatile organic compounds)). Viktigste utslippskilde er avdampning i forbindelse med lagring og lasting av olje og kondensat på feltene.

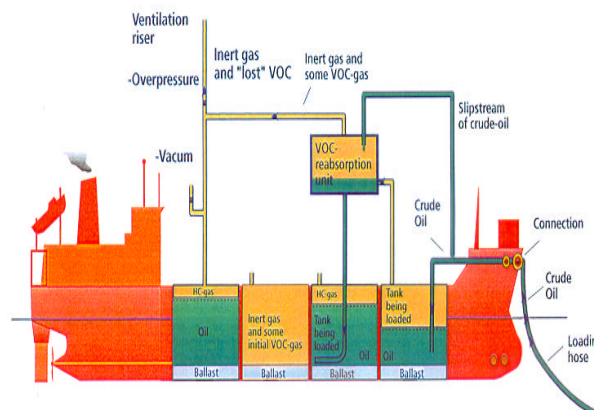
Siden år 2001 er utslippene av nmVOC fra offshore lagring og bøyelasting regulert gjennom Forurensingsloven. Det er stilt krav om at oljen skal lagres og lastes med best tilgjengelig utslippsreduserende teknologi. Det er stilt krav til innfasing av slik teknologi etter en gitt tidsplan frem til utgangen av 2005.

VOC Recovery

Volatile Organic Compounds Recovery



- FEATURES:**
- HIGH DEGREE OF RE-LIQUEFACTION
 - NO NEW EMISSION
 - SAFETY AND RELIABILITY KEY ISSUES DURING DESIGN
 - LOW OPERATING COST
 - COMPACT DESIGN IN MODULAR UNITS
 - FULLY AUTOMATIC OPERATION
 - HIGH FLEXIBILITY FOR PROCESSING DIFFERENT



Figur 17 VOC gjenvinning (Kilde ABB)

4.2.4 Reduksjon ved kilden

Mange felt i Nordsjøen og alle felt i Norskehavet eksporterer i dag olje eller kondensat med skytteltankere. Mulighetene for å redusere damptrykk og temperatur på oljen for å redusere VOC utslipp ved bøyelasting har vært vurdert, men det er ikke funnet gode løsninger som ikke medfører andre produksjonstekniske problemer.

Rørtransport vil kunne reduserte VOC utslipp til luft der også metan utslipp vil bli redusert. Alternative løsninger med rørtransport av olje og kondensat inn til mottaksanlegg på land har vært utredet både i Tampenområdet i Nordsjøen og på Haltenbanken i Norskehavet, men det foreligger ingen konkrete planer om nye oljerør.

4.2.5 Lagring av olje.

Det er utviklet teknologi som gjenvinner utslipp av VOC ved lagring av olje på produksjonsskip. Teknologien består i bruk av naturgass som inert teppegass i tankene (inert teppegass skal forhindre eksplosiv atmosfære i tankene) istedenfor eksosgass som er vanlig brukt inertgass. VOC som avdamper blir ført tilbake til gassprosesseringsanlegget og eksportert sammen med øvrig gass. Slike anlegg er installert og i drift på Åsgard og Norne produksjonsskip. Tilsvarende anlegg blir installert på Jotun og Balder produksjonsskip i 2004. Anleggene gjenvinner 100% av både NMVOC og metan.

For lagerskip er det flere aktuelle teknologier som kan brukes, se om bøyelasting nedenfor. Det som skiller lagerskip fra ordinær bøyelasting er at lastingen foregår kontinuerlig og at lasteraten er lavere enn for bøyelasting. Dette vil ha betydning for teknologivalg.

4.2.6 Bøyelasting

For å møte kravet om redusert utslipp av NMVOC fra bøyelasting vil det i løpet av 2003 være installert åtte NMVOC reduksjonsanlegg som representerer tre ulike teknologier.

4.2.6.1 Absorpsjon

VOC kan gjenvinnes ved absorpsjon i trykksatt råolje (8-11 bar). Imidlertid kan utslippene av CO₂ og NO_x øke noe pga. kraftbehov for komprimering av VOC og inertgass (eksosgass) samt trykksetting av oljen. Typisk kraftforbruk for en enhet som laster 8000 m³/h er 2-3 MW. Reduksjonspotensialet for NMVOC er 65-85 % per anlegg. Noe metan vil også bli absorbert.

Seks absorpsjonsanlegg er nå installert på skytteltankere som frakter olje på norsk sokkel. Disse anleggene skal redusere utslipp av NMVOC med minst 78 %. Pris på et absorpsjonsanlegg er ca 100 mill. NOK.

4.2.6.2 Adsorpsjon

Hovedprisippet for et adsorpsjonssystem er å separere hydrokarbonfraksjoner fra eksosgassene. Flere teknologier er kommersielt tilgjengelige. Et adsorpsjonssystem installeres på en Heidrun skytteltanker i 2003. Systemet bruker et aktivt kullfilter for å skille VOC fra eksosgassen. Hydrokarbonene med unntak av metan blir så ført tilbake til oljen ved hjelp av absorpsjonsanlegg, ref. 1.2.4.1. Reduksjon av NMVOC utslipp er 80-90%. Systemet er spesielt interessant for gasser med lave fraksjoner av hydrokarboner (pga. størrelse) eller lave lasterater som på Heidrun hvor oljen produseres direkte over i skytteltankere. Systemet er mindre egnet for ordinære skytteltankere pga. at anleggene da blir svært store. Pris for et adsorpsjonsanlegg er fra ca 50 mill. NOK.

4.2.6.3 Kondensasjon

VOC kan gjenvinnes ved kondensasjon ved hjelp av komprimering og kjøling. Kondensert VOC samles på tank og losses sammen med oljen. Gjenvinningsraten vil avhenge av temperatur og trykk. Systemet kan øke utslippene av CO₂ og NO_x noe pga. behov for kraft. Typisk kraftforbruk for en enhet som laster 8000 m³/h er 2-3 MW /23/. Reduksjonspotensialet for NMVOC er 65-85 % per anlegg. Kondensasjonsanlegg kan også kombineres med kraftproduksjon med dampkjele som brenner gass som ikke er kondensert. I et slikt kombinert anlegg vil VOC inkludert metan reduseres med 100 %. Kostnadene per anlegg er ca 100 mill NOK. Anlegg av denne typen er installert på en skytteltanker i 2003.

Det er også utviklet teknologi for bruk av naturgassteppe på skytteltankere. Løsningen vil redusere frigjøring av VOC gass fra oljen i lastetankene.

4.2.7 Vurdering av tiltak

Det finnes tilgjengelige teknologier for å nå de målsetninger som er skissert ovenfor. Hvilke løsninger som velges vil avhenge av hvilke løsninger som passer best til det enkelte felt og dets karakteristika. Selv om det finnes løsninger for å nå disse målsetningene er det viktig med videre teknologisk utvikling, dels for å oppfylle dagens krav og målsetninger mer kostnadseffektiv, dels for å være rustet til å møte morgendagens krav. Som en ser foregår det i dag en slik utvikling innen flere områder.

Tabell 5. Klimareduksjon (kilde RKU Norskehavet OLF)

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensial %		Mill. kr. p anlegg	Tekn. statu
			Sokkel	Pr anlegg		
Redusert energi behov	Nedihullsseparasjon	Red. NOx og prod.vann	Lavt	Ukjent	Ukjent	Behov for FoU
	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med store variasjonen fra anlegg til anlegg. Teknologien kan ha positive økonomiske potensialer, da en kan øke produksjonen uten å øke væskekapasiteten på innretningen. Vanskelig for utbygde felt.					
	Vann- og gass-soneblokkering	Red. NOx og prod.vann	Lavt	Ukjent	Ukjent	Behov for FoU
	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med store variasjonen fra anlegg til anlegg. Teknologien kan ha positive økonomiske potensialer					
	Bedre reservoarenergiutnyttelse	Red. NOx proporsjonalt	Lavt	Middels-høyt	Ukjent	Behov for FoU
	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med store variasjonen fra anlegg til anlegg. Teknologien kan ha positive økonomiske potensialer. Stort teoretisk potensiale for enkelte nye feltutbygginger.					
	Energioptimal utvinningsstrategi	Red. NOx proporsjonalt	Lavt	lavt-middels	Ukjent	Behov for FoU
Mer effektiv energi-produksjon	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med store variasjonen fra anlegg til anlegg. Teknologien kan ha positive økonomiske potensialer.					
	Optimal gasstransport	Red. NOx proporsjonalt	Lavt	Middels	Ukjent	Teknologi tilgjengelig
	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med store variasjoner fra anlegg til anlegg. Utslipp avhengig av pakking i rørledningen.					
	Optimalisering av kompressortog	Red. NOx proporsjonalt	Lavt	5 - 15	Ukjent	Teknologi tilgjengelig
	Kostnadene er svært vanskelige å anslå med stor variasjonen fra anlegg til anlegg.					
	Fuel-optimalt DP-system	For DP båter/rigger	Svært lavt	15 - 20	Ukjent	
	Anlegg angir pr. båt					
Rensing	Mer effektiv gassturbindrift	Kan øke NOx	5 - 10	20 - 30	200 - 500	Teknologi tilgjengelig
	Nedstenging nødvendig for anlegg i drift					
	Kombikraft-kogenerering	Red. NOx proporsjonalt	5 - 10	20 - 30	500 - 600	Teknologi tilgjengelig
	Nedstenging nødvendig for anlegg i drift					
	Offsh. gasskraftverk m/distr. til andre felt	Red. NOx proporsjonalt	ukjent	ukjent		
	Reduksjonspotensiale og kostnader avhenger av konsept. Potensielt bidrag først etter 2010					
	Samkjøring av kraft	Red. NOx proporsjonalt	< 5%	5 - 10	100 - 400	Teknologi tilgjengelig
Rensing	Potensialet kun tilgjengelig for elektrisk drevet utstyr					
	Oksygenrik forbrenning	Reduserer NOx	0	0		Behov for FoU
	Langsiktig perspektiv. Potensielt bidrag først etter 2010					
	Precombustion	Reduserer NOx	?	?		Behov for FoU
	Langsiktig perspektiv. Potensielt bidrag først etter 2010					
	Brenselceller	Reduserer NOx vesentlig	?	?		Behov for FoU
	Interessant. Langsiktig perspektiv. Potensielt bidrag først etter 2010					
Rensing	CO ₂ -absorpsjon	Øker NOx	avventer	uaktuelt		
	For kostbart offshore.					

Tabell 6. Klimareduksjon forts

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensial %		Mill. r. pr anlegg	Tekn. statu
			Sokkelen	Pr anlegg		
Rensing (forts.)	Bruk av CO ₂ til økt oljeutvinning (EOR) Forutsetter CO ₂ fra land. Må sees i sammenheng med gasskraftverk på land. Pågår for tiden et kartleggingsarbeid mht sokkelens potensial til å ta i mot CO ₂ . Langt fram. Interessant potensial.	Øker NOx	avventer	uaktuelt	5000	Behov for FoU
Andre energityper	Kraft fra land Kraft fra land har også en utslippsandel (avhengig av kilde) Gasskraft er lagt til grunn for sammenligning.	Red. NOx proporsjonalt	5 – 15 ?	10 – 30 ?		
	Hydrogen som brensel	Reduserer NOx	ukjent	ukjent		Behov for FoU
	Potensial etter 2010. Stort FoU-behov på sikt. Kobles mot CO ₂ injeksjon					
Redusert faking	Slukket fakkel	Red. NOx proporsjonalt	1 - 2	2	5-10 * 15-20 **	
	* Nye anlegg. ** Eksisterende anlegg.					
	Operasjonelle tiltak	Red. NOx proporsjonalt	5 - 6	0 - 10	0	Teknologi tilgjengelig
	Felt under oppstart har større problemer. Potensialet reflekterer % av klimagassutslipp totalt og fra anlegget					
	Forbrenningsfri brønntest Meget begrenset potensial	Red. NOx proporsjonalt	0 - 1	0 - 1	0	
Reduksjon av uforbrent HC	Lukkede lagertanker	Reduserer NMVOC-utslipp	lavt	3 - 5	ukjent	
	Gjenvinning av metanutslipp	Reduserer NMVOC-utslipp	lavt	lavt	ukjent	

Tabell 7. Reduksjon av NOx-utslipp

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensial %		Mill. r. pr anlegg	Tekn. statu
			Sokkelen	Pr anlegg		
Kontrollert forbrenning	Lav-NOx på turbiner	Øker CO ₂ -utslipp	15 - 40	40 – 85 (OD-rapport vinter 2002)	35-45 *	Teknologi tilgjengelig
	* pr. turbin, når innretningene er forberedt for slik etterinstallering. I motsatt fall vil kostnaden pr. turbin være ca 470 MILL. KR.. I tillegg kommer operatør- og feltspesifikke kostnader. Potensialet avhenger av turbinlast. Kvalifiseringsbehov i fm dual fuel turbiner.					
	Lav-NOx på motorer		0 - 2	0 - 15 (OD-rapport vinter 2002)	10 *	Teknologi tilgjengelig
	* gjelder 4-motors innretninger, i tillegg kommer operatør- og feltspesifikke kostnader. Motorer har høye spesifikke utslipp.					
Damp- vann-injeksjon	Vanninjeksjon Gassturbiner	Reduserer CO ₂ -utslipp med 3 -10%	5 - 15	50 - 85	150 - 300	Behov for FoU
	Trenger mer kunnskaper. Har høy virkningsgrad dersom installert. Krever vannbehandlingsanlegg.					
Katalytisk reduksjon	SCR på motorer	Øker utslipp av NH ₃	0 - 2	80 - 90	20-25 *	Teknologi tilgjengelig
	Kan være aktuelt for større motorer. * gjelder 4-motors innretninger, i tillegg kommer operatør- og feltspesifikke kostnader.					
	SCR på gassturbiner	Øker utslipp av NH ₃ Øker CO ₂ -utslipp litt	lavt	usikkert		

Tabell 8. Reduksjon av VOC-utslipp

Prinsipp	Teknologier	Effekt på andre utslipp	Red. potensial %		Mill. tonn per anlegg	Tekn. status
			Sokkelen	Prosjektet		
nmVOC gjenvinning	Absorpsjon av nmVOC i olje	Øker CO ₂ og NO _x	70	65 - 85	125 – 150	Teknologi tilgjengelig og under installasjon
nmVOC gjenvinning (forts.)	Kondensasjon	Øker CO ₂ og NO _x	70	65 - 85	250	Teknologi under utvikling
Optimalisering av prosess	Redusert damptrykk , redusert temperatur		5	0 - 15	ukjent	Teknologi tilgjengelig
Optimalisering av tanker og lasteprosedyre	Optimalisering av tanker og lasteprosedyre	Reduserer også metanutslipp	2 - 10	0 - 20	ukjent	Teknologi delvis tilgjengelig
Andre metoder	Naturgassteppe produksjonsskip I bruk på Norne og Åsgard A	Reduserer også metanutslipp	5	80 - 100	60 - 70	Teknologi tilgjengelig

5 Arealbeslag

Områdene som i dag er åpnet for petroleumsvirksomhet utgjør om lag 60 prosent av norsk kontinentalsokkel. Av disse er om lag 9 prosent av arealet konsesjonsbelagt i form av tildelte utvinningstillatelser. Avveining mellom ulike næringer om arealtilgang kan være et aktuelt spørsmål i alle fasene av petroleumsvirksomhet. Det gjelder særlig i forbindelse med utlysning av blokker for leteboring, sikkerhetssoner rundt oljeinnretninger, legging av rørledninger og kabler og tilgjengelighet for fiske etter avvikling.

I letefasen forplikter rettighetshaverne seg til å utføre et arbeidsprogram som vanligvis inneholder innsamling av seismikk og gjennomføring av brønnboring. Gjennomsnittlig tar det 20-25 dager å gjennomføre en seismisk undersøkelse per blokk (I Norskehavet er en blokk 15x25km). Det tar i gjennomsnitt under 50 dager å bore én brønn, og boreforpliktelsene i en utvinningstillatelse er vanligvis fra en til tre brønner. Ut over tidsrommet for disse operasjonene er det ikke arealbeslag i letefasen.

I driftsfasen innebærer petroleumsinnretningene og sikkerhetssonene rundt dem et mindre arealtap for fiskeriene. Sikkerhetssoner er regulert i "Forskrift om sikkerhetssoner mv" fastsatt i kgl. res. av 9.10.1987, endret 15.4.1988. Det er et mål å minimere arealbeslaget. Av denne grunn stilles det krav om at alt undervannsutstyr må være overtrålbart. Rundt innretningene som stikker over vann har sikkerhetssonen en radius på 500 meter.

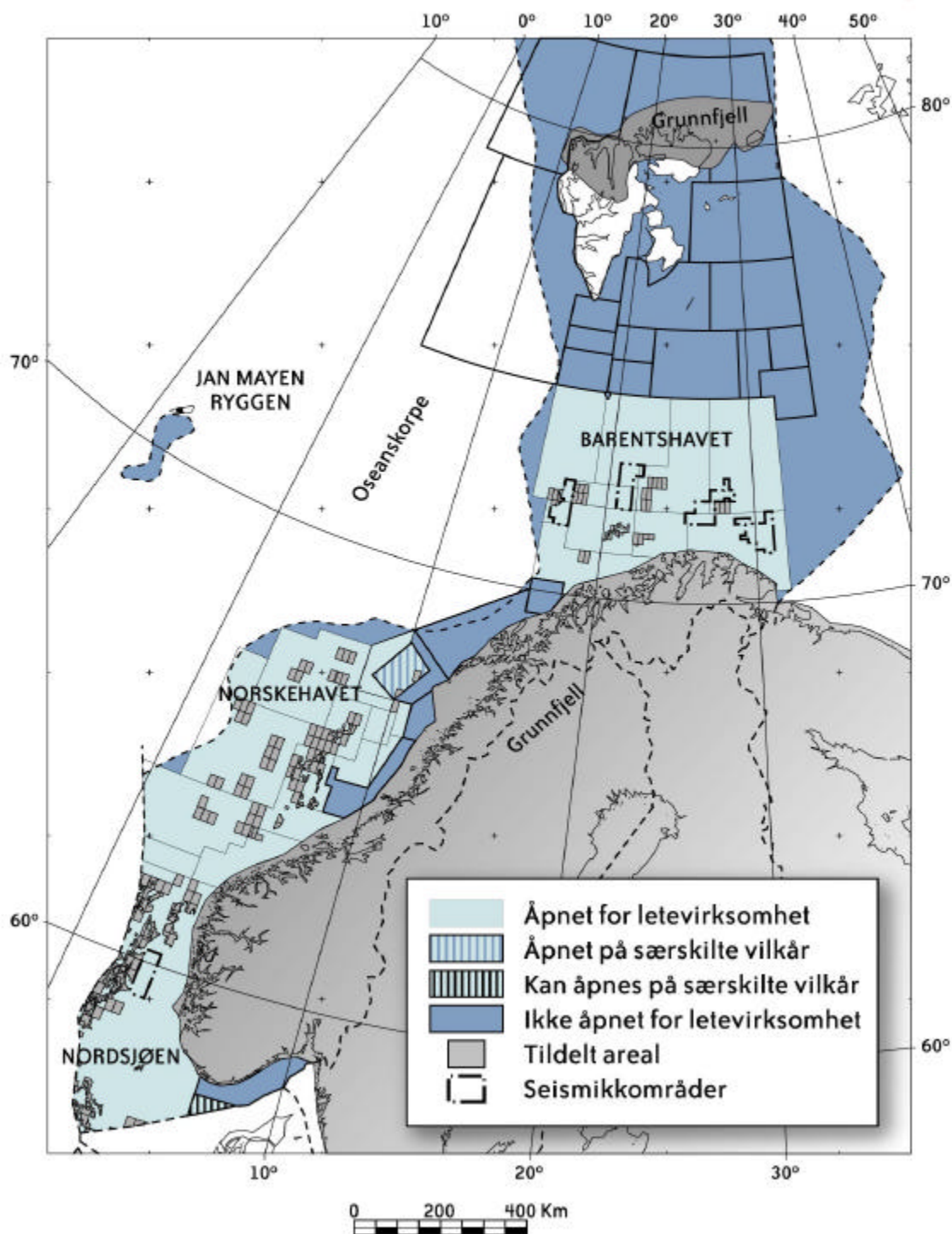
Hvorvidt sikkerhetssonene representerer et reelt arealtap for fiskeriene er avhengig av dybdeforhold, strømforhold, områdets fiskerimessige betydning samt fiskeredskap som benyttes i området. Trål- og drivgarnfiske vil i større grad påvirkes enn linefiske.

Totalt areal av sikkerhetssonene ble i 1996 estimert til 100 km² på norsk sokkel. (det totale arealet som er åpnet for petroleumsvirksomhet utgjør 675 571 km²). Det arealet hvor fiskerieringens virksomhet er hindret vil likevel være større enn 100 km², på grunn av nødvendig unna manøvrering.

Etter at en rørledning er installert og overdekket vil det normalt sett ikke medføre ulemper for fiske med konvensjonelle redskaper som garn, line m m. For trålfiske ble det utført forsøk med tråling over Zeepipe rørledningen (40" diameter) i 1993. Forsøkene viste at ved bruk av industritrål, ved avtagende kryssingsvinkler under 30° økte risikoen for at tråldøren la seg ned etter passering av rørledningen. I alle tilfeller, der dette skjedde reiste tråldøren seg bare etter noen få minutter. Reketrål passerte rørledningen uten at det oppsto problemer uavhengig av kryssingsvinkel. Samlet sett viste tråltesten at ulempene knyttet til overtråling av store rørledninger er vesentlig mindre enn tidligere fryktet.

Begrensningene som skyldes petroleumsvirksomheten vil falle bort etter fjerning av innretningene.

Figur 18 Kart som viser områder åpnet for letevirksomhet (kilde OD)



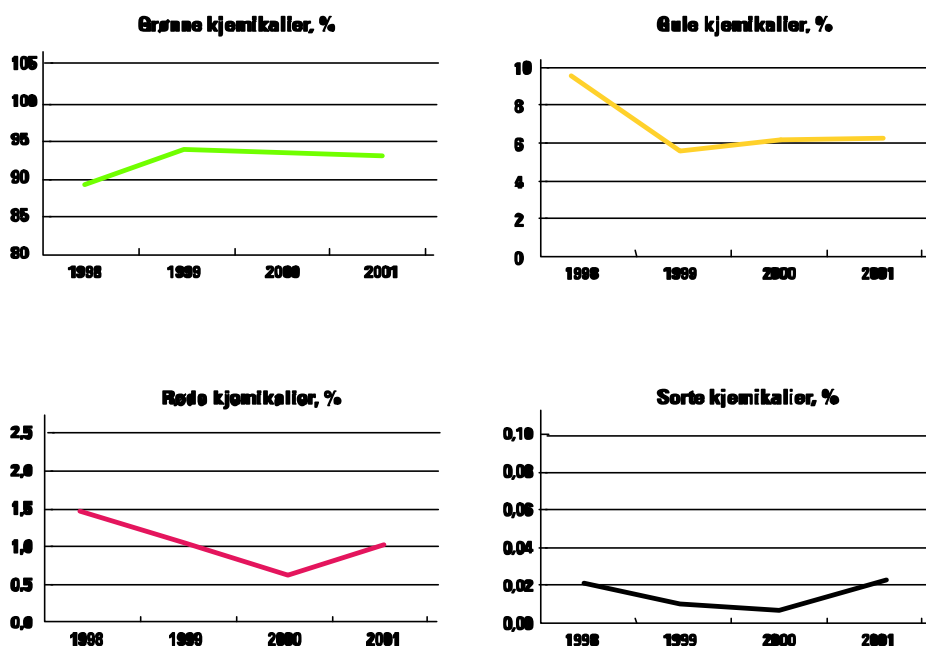
6 Kjemikalier, boring og produksjon

6.1 Målsetning

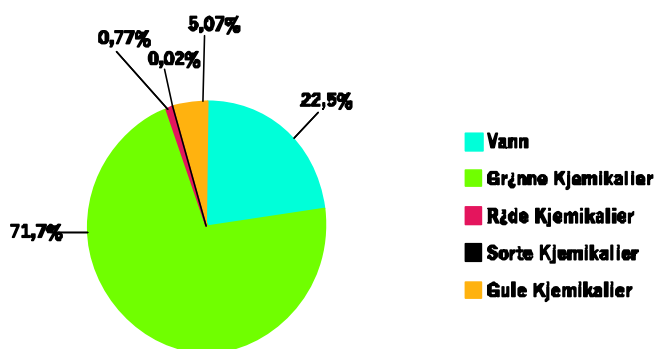
- Økt bruk av PLONOR-kjemikalier
- Fokus på substitusjon og utfasing av miljøfarlige kjemikalier

6.2 Utslippstatus på norsk sokkel

Kjemikalier er en fellesbetegnelse for alle tilsetnings- og hjelpestoffer som benyttes ved bore- og brønnoperasjoner og i produksjon av olje og gass. I 2001 ble 35 % av brukte mengder kjemikalier sluppet ut til sjø. De totale utslippene ble redusert med 10% fra 2000 til 2002. Denne reduksjonen skyldes økt reinjeksjon av borekjemikalier. 99 % av kjemikalieforbruket i norsk petroleumsvirksomhet består av kjemikalier som anses å ha liten eller ingen miljøeffekt.



Figur 19 Totale utslipp av kjemikalier i perioden 1998-2001 fordelt på miljøkategori (kilde OLF/SFT)



6.3 Substitusjon og utfasing

Miljøfarlige stoffer refererer til spesifikke stoffer eller grupper av stoffer med iboende egenskaper som akutt giftighet, persistens og/eller bioakkumulering. De farligste stoffene kalles miljøgifter. I Stortingsmelding nr. 24 (2000-2001) er det gitt prioriteringslister for utfasing av miljøgifter.

Mulig miljøfarlige stoffer er stoffer eller grupper av stoffer som ikke er oppført på myndighetenes liste over miljøfarlige stoffer, men som i henhold til kvantitative testkriterier er giftige, persistente og/eller bioakkumulerbare. Stoffene reguleres av myndighetene i henhold til føre-var-prinsippet.

SFTs utfasingskriterier for offshorekjemikalier deler kjemiske stoffer i svarte, røde, gule og grønne kjemikalier etter deres iboende miljøegenskaper. Miljøgiftene hører inn under den svarte gruppen, mens andre miljøfarlige og mulig miljøfarlige stoffer hører inn under den røde gruppen. Kjemiske stoffer som er karakterisert som gule eller grønne kan være miljøskadelige dersom utslippene er betydelige. For de mest miljøfarlige stoffene er målsetningen i dag at det skal være null utslipp, mens for de mindre farlige eller skadelige stoffene skal risikoen for skade på miljøet legges til grunn for vurderingene og det skal sikres at det ikke oppstår miljøskade.

Miljøskadelige stoffer refererer til den skaden på miljøet et stoff kan ha avhengig av tid og sted for utslippet. Et miljøskadelig utslipp kan være utslipp av miljøfarlige stoffer, men det kan også være utslipp av stoffer som ikke har slike iboende egenskaper, for eksempel borekaks som ikke er karakterisert som miljøfarlig men der utslippet kan skade miljøet gjennom fysisk nedslamming av for eksempel et korallrev.

Oljeindustrien forsker på teknologi som kan redusere bruk av kjemikalier samt for bedre å kunne dokumentere eventuell kronisk giftighet av kjemikalier. Tiltak som reduserer vannmengden vil indirekte også kunne gi redusert bruk og utslipp av kjemikalier.

Sammen med leverandørene arbeider oljeselskapene aktivt med å finne alternativer til de kjemikalier som har uønskede miljøegenskaper.

Kjemikalieleverandørene på sin side utfører en god del forskning for å utvikle mindre miljøskadelige kjemikalier. Dette er en forskning som er delvis drevet av myndighetenes strengere miljøkrav til kjemikalier som slippes ut fra olje- og gassvirksomheten. Av konkurransemessige årsaker er det lite informasjon tilgjengelig om omfang av denne forskningen og detaljer omkring hva det forskes på.

6.3.1 Substitusjon av kjemikalier

Oljeselskapene er pålagt å substituere mest mulig av de miljøskadelige kjemikaliene med PLONOR kjemikalier. Et eksempel på dette er erstatning av nitrat med biocid. Statoil har gjort en slik substitusjon av biocid i injeksjonsvann på både Veslefrikk og Gullfaks.

6.3.2 Reduksjon av kjemikalier i produksjon

Kjemikaliebruken kan reduseres eller unngås ved å designe for dette. Dette vil omfatte å velge en rekke tiltak f. eks for å unngå dannelse av emulsjon og skum ved bedre utforming av innløp i separatorer, unngå unødig trykkfall, valg av korrosjonsbestandig stål i rørsystemer for

å redusere bruk av korrosjonshemmere og legge til rette for at mekaniske operasjoner (økt piggfrekvens) kan erstatte bruk av kjemikalier (for eksempel voksinhibitorer).

6.3.3 Utvikling og erstatning av kjemikalier

Dette omfatter blant annet utvikling av mer miljøvennlig kjemikalier som f.eks. korrosjonshemmer og avleringshemmere samt økt gjenbruk og fjerning. Som eksempel på økt gjenbruk kan nevnes MEG (Mono etylen Glykol) som foregår på flere felt. Eksempel på fjerning er amineranlegg for å unngå bruk av H₂S-fjerner samt installasjon av Framo-kontaktor for å effektivisere injeksjonen av H₂S-fjerner. Ved installasjon av Framo kontaktor reduseres kjemikalieforbruket med mer enn 35%. Teknologien er kommersielt tilgjengelig og implementert på en rekke innretninger.

Et annet eksempel er flytting av injeksjonspunkter for blant annet korrosjonshemmere og installasjon av "online-måler" for å måle olje i vann kontinuerlig slik at doseringen av kjemikalier blir optimal.

Sko-flo er et ventilsystem som brukes til styring og dosering av injeksjons- og produksjonskjemikalier. Dette innebærer bedre kjemikaliekontroll. Teknologien er kommersielt tilgjengelig og implementert på en rekke innretninger.

6.3.4 Offshorekjemikalier i lukkede systemer

SFT har innskjerpet kravene til dokumentasjon av økotoksikologiske testing og miljøvurdering (HOCNF-skjema) også for kjemikalier i lukkede systemer. Kravene er tolket dit hen at det vil være behov for HOCNF og søknad om utslippstillatelse også for lukkede systemer der diskontinuerlige utslipp til sjø forekommer. Dette omfatter blant annet brannvannssystemer, gjengefett, overskudd av sement og kompletteringsvæsker, hydraulikkssystemer der venting forekommer, undervanns metanolsystemer med noe utslipp pga. vedlikehold etc. Disse kravene omfatter ikke kjemikalier på PLONOR-listen /14/.

6.4 Rørledningskjemikalier

I forbindelse med installasjon, klargjøring og trykktesting av rørledninger benyttes det kjemikalier. Dette vil være engangtilfeller. Hva som benyttes vil variere avhengig av rørledningens materiale, lengde, diameter og alder. Kjemikaliene kan være fargestoff, korrosjonshemmer, oksygenfjerner og biocider. Noen av kjemikaliene som benyttes kan være miljøbetenkelige.

6.4.1 Teknologier for reduksjon ved kilden

For rørledninger benyttes fargestoff som er lite nedbrytbart i forbindelse med trykktesting av rørledningene. 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.

I stedet for bruk av biocid kan det søkes å minimere bakteriell aktivitet ved preventive metoder. Dette omfatter blant annet å ikke la rørledningen stå vannfylt så lenge av bakterievekst blir et problem. Dette har vært implementert for flere prosjekter.

Redusert bruk av korrosjonshemmer kan sikres ved å kjøre rensepigg regelmessig for å unngå avsetninger/belegg som hindrer korrosjonshemmeren i å virke effektivt (og som gir gode vekstforhold for bakterier).

Elektrisk oppvarming kan redusere bruk av hydrathemmer (ofte MEG som står på PLONOR-listen) og gi mindre fakling, men dette øker også energibehovet.

Det foregår et kontinuerlig arbeid hos kjemikalieleverandørene med blant annet å utvikle mer miljøvennlige korrosjonshemmere.

Ut over det arbeidet som foregår hos kjemikalieleverandørene, vil operasjonelle tiltak være viktigst for å oppnå null miljøskadelige tiltak. Optimal tidsplanlegging vil være viktig for å unngå bruk av biocider. Det vil videre bli lagt vekt på å velge utslippssted og utslippstidspunkt i samråd med fiskeri- og miljømyndigheter.

6.5 Vurdering av tiltak

Målene for bruk av kjemikalier er tilpasset nullutslippsarbeidet som i dag pågår i eksisterende områder samt gjelder umiddelbart for nye selvstendige utbygginger dvs.

- A. Ingen utslipp av miljøgifter eller miljøfarlige kjemikalier (myndighetenes prioritetsliste og stoffer innen SFTs svarte og røde kategori).
- B. Ingen utslipp som kan føre til miljøskade av andre kjemikalier (stoffer innen SFTs gule og grønne (PLONOR) kategori).
- C. Ingen utslipp eller minimering av utslippene av miljøgifter, miljøfarlige stoffer og mulig miljøfarlige stoffer som er forurensning i kjemikalier.

Stoffer på prioritetslisten eller i svart eller rød kategori kan benyttes etter tillatelse fra SFT. Kjemikalier som er forurenset med stoffer på prioritetslisten kan benyttes bare dersom dette er nødvendig av tungtveiende tekniske eller sikkerhetsmessige hensyn, dog slik at det velges kjemikalier med minst mulig forurensning.

Kjemikalier skal velges og brukes slik at miljørisikoen minimeres.

7 Utslipp fra landanlegg

Olje og gass utvinning i Barentshavet og Lofoten skal såfremt det er økonomisk og teknisk fornuftig skje via et landanlegg. Ved å benytte et landanlegg som driftsenter for et felt kan det benyttes miljøteknologier som ikke er egnet for en offshore innretninger. Dette fordi areal og vekt problematikken fra offshore anlegg er vesentlig mindre for et landanlegg. Et landanlegg gir større spillerom for å velge optimale energiløsninger og eventuell spillvarme kan benyttes til lokalt formål. Videre kan integrasjon med annen virksomhet og tilkøpling gi mer miljøeffektive løsninger. Et landanlegg kan utover de krav som en offshore må oppfylle tilfredstille følgende punkter:

- Ingen innretninger er i veien for fiskeriene. Undervannsanleggene kan overtråles.
- Produksjonen på feltet kan foregå i et lukket system uten skadelige utslipp.
- Mulighet for biologisk renseanlegg på land som kan ta hånd om miljøskadelige komponenter fra eventuell produsert vann.
- Eventuell etterinstallasjon av ny miljøteknologi er enklere på grunn av bedre plass og ingen vekt begrensning.

Kildene til utslipp fra et landanlegg er de samme som for en offshoreinnretninger bortsett fra at det ikke foregår bore og brønnoperasjoner. Bore og brønnoperasjoner vil i forbindelse med et landanlegg foregå ved hjelp av en borerigg. Utslipp fra disse er beskrevet under offshore delen.

Her beskrives teknologier som kun er egnet onshore. Alle teknologier som kan benyttes offshore er også anvendelige onshore.



Figur 20 Snøhvit landanlegg (Kilde Statoil)

7.1 Utslipp til sjø fra landanlegg

7.1.1 Målsetning

Målsetningen for utslipp til sjø er bruk av BAT (best tilgjengelige teknologi)

7.1.2 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 kan altså ikke tjene som reserveløsning for et system som er basert på reinjeksjon. Det er to hovedtyper prosessløsninger; biologisk “reaktor” der mikroorganismene svever fritt og separeres fra vann i en separat settletank og “reaktor” med mikroorganismene festet til overflaten på faste eller flytende legemer.

Mikroorganismene vil ta opp og “spise” løste og dispergerte komponenter. Mikroorganismene vil selv produsere overflateaktive stoffer som hjelper dem å ta opp og bryte ned dispergerte komponenter. Komponentene fordøyes og det dannes ny celledmasse og CO₂. Overskudd av celledmasse tas ut som biologisk slam. Da slamhåndtering er forbundet med kostnader er det vanlig å designe anlegget for å gi lav slamproduksjon (dvs. mest mulig omdannes til CO₂).

Biologiske renseanlegg er vanlig ved raffinerier. Renseanlegget vil da også bygges for å behandle annet vann (vann fra kaverner, overflatevann, brannvann og eventuelt sanitærvann). 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 relativt høye driftskostnader primært til kjemikalier og tilsyn av anlegget.

7.1.3 Våtoksidasjon

I våtoksidasjons prosessen pumpes og varmes vann og luft opp til ca. 150 bar og opp mot 300 °C for så å ha en reaksjonstid på minst en time. Prosessutstyret vil normalt bestå av høytrykks pumpe og kompressor, varmevekslere, reaktor og separator.

Ved å tilsette ekstra mengde kondensat til vannet er det mulig å øke reaksjonsvarmen slik at man ikke har behov for annen type energi til oppvarming. Denne prosessen er først og fremst aktuell for destruksjon av spesielle typer organisk materiale i vann.

Investeringskostnaden vil normalt være høyere for et 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.

7.1.4 Adsorpsjon

I motsetning til C'Tour-prosessen 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 informasjoner om adsorpsjonseffektivitet og regenereringsopplegg og effektivitet. De opplysninger som foreligger er også for mangelfulle til å tjene som underlag for estimater for utstys- og driftsberegninger.

7.2 Utslipp til luft fra gassanlegg/terminaler

Kraftproduksjon vil være det vesentligste bidrag til CO₂- og NO_x-utslipp også fra landanlegg. Gjenværende andel av utslipp kommer fra fakkell, prosessutslipp og lastning av petroleumsprodukter.

Alle teknologier som kan benyttes offshore for å begrense utslippene til luft kan også benyttes på et landanlegg. Plass- og vektbegrensninger som gjelder offshore ikke er til stede i samme grad på land, noe som gjør at man f.eks. kan oppnå høyere virkningsgrader i et kombikraftanlegg. Utover disse teknologier som er beskrevet i kapittel 3 kan utslippene til luft reduseres ytterligere ved å benytte teknologier som kun er praktisk anvendelig på land.

7.2.1 Målsetning

Implementering av best tilgjengelige teknologi BAT, i hht. IPPC-direktivet

7.2.2 Gasskraftverk med CO₂-håndtering

Der finnes en rekke konsepter for kraftproduksjon med CO₂-håndtering. Flere store norske og internasjonale aktører har en rekke forskjellige konsepter: Hydro/Alstoms AZEP-teknologi (Hydrokraft), Aker Maritime og SINTEF (HiOx), Kværner med PTFE membraner, Shell og Siemens med brenselceller. Utover disse arbeider norske forskningsmiljøene med en rekke nye konsepter. Felles for disse er at de er relative tunge og krever mye plass som gjør at det kun er anvendelig på land.

Separasjonsteknologier som er tilgjengelige i dag representerer en total tiltakskost på 350-450 NOK/ tonn CO₂. Dette er langt over forventede internasjonale kvotepriser som forventes å ligge mellom 75 -130 NOK/ tonn CO₂. Dette innebærer at det vil være mer hensiktsmessig sett ut fra en økonomisk synsvinkel å kjøpe kvoter for å oppnå de samme utslippsreduksjoner.

7.2.3 NO_x reduksjon

Pr i dag er Lav-NO_x-brennere standard teknologi for gassturbiner. Denne teknologi betyr er utslipp på rundt 25 ppm. Der er under utprøving ultra Lav-NO_x-brennere som vil senke utslippsnivået til 10 ppm. For å redusere NO_x -utslipp fra gassturbiner og naturgassanlegg ytterligere må det benyttes renseteknologier som for eksempel SCR eller katalytisk forbrenning som kan redusere utslippsnivåer på NO_x ned mot 3 - 5 ppm. Disse teknologier er i dag relativt dyre.

7.3 Vurdering av tiltak

Reinjeksjon vil også vurderes for landanlegg der det er en mulighet. Ut over dette vil ulike renseteknologier bli vurdert. Biologisk rensanlegg vil oppfylle målsetningen om null utslipp av miljøskadelige forbindelser til sjø og vil være førstevalget, men det kan være avhengig av feltspesifikke forhold hvilken renseteknologi som velges.

For landanlegg antas biologisk renseanlegg som i kombinasjon med andre renseenheter å være i stand til å rense avløpsvannet for dispergert olje til godt under 5 milligram per liter og for PAH komponenter og alkylfenoler til under 1mikrogram per liter.

8 Utsiktede utslipp

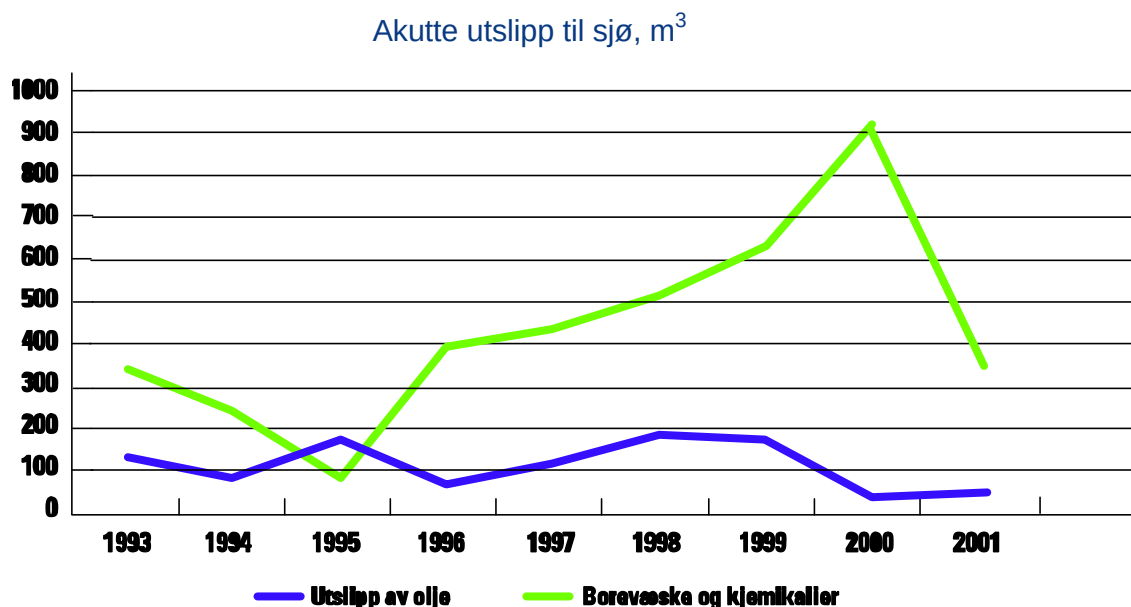
8.1 Små akutte uhellsutslipp

De totale akutte utslippene av olje utgjorde 51m³ i 2001 som følge av 228 hendelser. 57% av det samlede utslippet av olje skyldes hendelser med utslipp på over 1m³ hver. Alle disse "større" hendelsene var knyttet til produksjonsrelatert virksomhet. Letevirksomheten sto for 4.4% av det samlede antall hendelser og 2.1 % av det totale utslippet.

I 2001 utgjorde totale akutte utslipp til sjø (kjemikalier og borevæske) 371 m³ forårsaket av 118 hendelser. Generelt var det færre hendelser med kjemikalier og borevæske enn med olje, men en gjennomsnittstørrelse på utslippene på 3.2m³ resulterte i større mengder.

Det mest effektive tiltaket for å redusere risikoen for uønskede hendelser er etableringen av et effektivt ledelsessystem. Et risikobasert ledelsessystem vil fokusere på de aktiviteter, det utstyret og de materialer der risikoen for uønskede hendelser er størst, og forutsetter et aktivt engasjement fra ledere på alle nivåer i organisasjonen. De mest vanlige elementene i et slikt system er risikovurdering, inspeksjoner, kommunikasjon, opplæring og undersøkelse og analyse av uønskede hendelser for å iverksette forebyggende tiltak.

Operatørene behandler i dag uønskede hendelser på samme måte som hendelser av sikkerhetsmessig karakter. Det vil si at det utarbeides en rapport med direkte årsak, bakenforliggende årsak og eventuelt forslag til utbedringer. Hendelsene rapporteres til SFT som del av den årlige utslippsrapporteringen.



Figur 21 Akutte utslipp til sjø 2001 (kilde OLF/SFT)

8.2 Store akutte uhellsutslipp

Teknologier for beredskap og bekjempelse av oljesøl med fokus på tunge oljer, kystnære og arktiske strøk, mørketid og lave temperaturer (for eksempel lenseutstyr, skimmere, avfallshåndtering og kjemisk dispergering) er utredet i delrapport 7d.

8.3 Deteksjon av lekkasjer

I Aktivitetsforskriften § 50 er det krav til at operatøren skal etablere fjernmålingssystem som gir tilstrekkelig informasjon til å sikre at akutt forurensning fra innretningen raskt blir oppdaget og kartlagt. I veiledning til forskriften er det beskrevet hva et fjernmålingssystem kan inneholde, men operatøren kan velge andre måter som ivaretar det samme. Systemet for fjernmåling skal være basert på miljørettet risikoanalyse, jfr. Styringsforskriftens § 16 om miljørette risiko- og beredskapsanalyser. Det er SFT som forvalter kravene angitt ovenfor og SFT kan gi ytterligere informasjon om hvordan kravene skal tolkes og imøtekommes.

- Eksempler på tiltak som kan inngå i system for fjernmåling kan være: Bruk av detektorer (instrumentert overvåking) på innretningen
- Bruk av helikopter, SAR øvelsesflygning eller ordinær trafikk
- Rapportering fra hjelpefartøy eller andre fartøy
- Bruk av etablerte rutiner for ROV

Det er utviklet teknologi for å identifisere utslipp og forurensning til sjøs vha satellittovervåking. Dette vil være et godt hjelpemiddel til å fastslå posisjon, konsistens, dekket areal (mengde), tidsangivelse og løpende utvikling. Det er forventet at denne teknologien vil være kommersielt tilgjengelig om noen år.

8.4 Vurdering av tiltak

I det nye HMS-regelverket for petroleumsindustrien legges det vekt på at det ved bygging av nye plattformer og modifikasjoner av eldre plattformer skal tas hensyn til risikoen for forurensning. NORSOK standarden legger blant annet føringer for at kjemikaliehåndtering og mulighet for kjemikaliesøl fra innretningen skal forebygges i designfasen. Det er lagt vekt på at man i større grad bør gjøre bruk av egne drenerings- oppsamlingssystemer for denne type søl. Dette kan bestå i økt bruk av opphøyde kanter el. som hindrer avrenning eller lekkasje av kjemikalier fra tanker, lager ol. Her behandles også spesielt kjemikalier benyttet i forbindelse med injeksjonssystemene, herunder transport av kjemikaliebeholdere over dekk fra lagringsplass til slike systemer. Disse momentene er det stilt krav til gjennom Innretnings forskriftens §39 (Åpne dreneringsanlegg). Disse forhold og tiltak vil virke risikoreduserende. (ref RKU Norskehavet OLF/Statoil))

9 Disponering av innretninger

9.1 Eksisterende teknologi

De innretningene som er fjernet fra norsk sokkel er i stor grad undervannsinnretninger, men to bunnfaste stålinnretninger, et dekkсанlegg på en stålinnretning og en bunnfast stålkolonne er også fjernet og ilandført.

Med unntak av stålkolonnen på Nord-Øst Frigg, er konvensjonell fjerningsteknologi benyttet, det vil si ulike former for kutting, løfting ved bruk av tungløftefartøy og transport til land på tungløftefartøyet eller på lektere. Stålkolonnen på Nord-Øst Frigg, ble tauet til land.

Bunnfaste stålinnretninger og undervannsinnretninger

Modulene og/eller dekkсанlegget har blitt løftet av i ett eller flere løft med konvensjonell løfteteknologi. De har blitt satt ned på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og blitt fraktet til land.

Understellet har blitt frigjort fra havbunnen ved bruk av ulike kuttemetoder, enten som en hel enhet eller ved først å kutte av seksjoner. Disse seksjonene har så blitt løftet av og plassert på løftefartøyet, annet fartøy eller på lekter og fraktet til land.

Undervannsinnretninger har blitt frigjort fra havbunnen ved bruk av ulike kuttemetoder, løftet over på løftefartøyet, annet fartøy eller lekter og fraktet til land.

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

Flytere (skip, strekkstag, SEMI)

Det er ingen flytende innretninger som til dags dato er fjernet fra norsk sokkel. Slike innretninger vil være enkle å fjerne, og de vil enten bli gjenbrukt på andre steder når de tas ut av bruk, eller de vil bli tatt til land og hugget opp der.

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

Rørledninger og kabler

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

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

Rengjøring av havbunnen

I de avslutningssakene som er behandlet har det blitt vedtatt at havbunnen der innretningene har vært plassert skal reingjøres, dvs at skrot fjernes.

Overvåking

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

9.2 Ny teknologi

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

Basert på høye kostnader knyttet til bruk av tungløftfartøy har det imidlertid blitt satt i gang flere initiativ for å utvikle ny fjerningsteknologi. I første rekke er det da fjerning av bunnfaste stålinnretninger det er snakk om. Utvikling av slik teknologi er svært tidkrevende, og det antas at den tidligst kan tas i bruk i 2005/2006.

Et annet område der det jobbes med utvikling av ny teknologi er i forbindelse med kutting av pæler.

Løfteteknologi for bunnfaste stålinnretninger

Syv selskap er tildelt utviklingskontrakter for ett-løftsteknologi. Fokus er selve teknologiutviklingen og mulighetene for kostnadsreduksjoner, men også andre aspekt, så som miljømessig gunstige løsninger, vurderes.

Kutting av pæler (bunnfaste stålinnretninger og undervannsinnretninger)

Flere metoder vurderes, og de utvikles gradvis som følge av de erfaringene som etter hvert etableres. Aktuelle metoder er blant annet vannjet, diamantwire, eksplosiver og mekanisk kutting.

Teknologiutvikling de siste år har fokusert på ett løftskonsept for å fjerne stålinnretninger. Helårig petroleumsvirksomhet i Barentshavet forventes drevet hovedsakelig ved hjelp av FPSO'er og havbunnsinnretninger Fjerningsteknologi for disse finnes tilgjengelig. Også for eventuell nedgrøfting og fjerning av rørledninger finnes teknologi i dag.

Ingen spesiell teknologiutvikling vurderes som nødvendig for å utføre avviklingsarbeidet i Barentshavet i henhold til nasjonal og internasjonalt regelverk

Definisjoner og Forkortelser

Alkylfenoler:	En stoffgruppe som generelt regnes for å ha hormonhermende effekter grunnet deres strukturellhet med hormoner.
Borekaks:	Er utboret steinmasse fra brønnene.
Borevæske:	Borevæsken blir bl a brukt for å smøre borestrengen og å transportere utboret bergmasse (kaks) ut av brønnen, samt for trykk-kontroll og brønnstabilisering. Borevæske inneholder forskjellige kjemikalier og tilsetningsstoffer og kan være basert på olje, vann eller en syntetisk oljeaktig væske.
CO ₂	Karbondioksyd
CH ₄	Metan
Dispergert olje:	Er finfordelte oljedråper
FPSO	Floating Production, Storing and Offloading Unit, dvs flytende produksjonsskip med lager og lasteanordning for olje.
Kjemikalier:	Kjemikalier er en fellesbetegnelse for alle tilsetnings- og hjelpestoffer som inngår i boreoperasjoner og ved produksjon av olje og gass. Uten bruk av kjemikalier vil det være umulig å drive en effektiv olje- og gassvirksomhet. Mange typer kjemikalier brukes for å sikre en jevn og sikker drift på innretningene.
MEG	Mono etylen glykol
NO _x	Samlebetegnelse for NO, NO ₂ og NO ₃
OSPAR	Konvensjonen om beskyttelse av det marine miljø i den nordøstlige delen av Atlanterhavet.
PAH:	Polysykliske aromatiske hydrokarboner. Finnes ofte i de tyngre delene av råoljen. Mange PAH forbindelser har potensial for bioakkumulering og flere er også kreftfremkallende.
PLONOR	En liste av kjemikalier som "Pose Little Or No Risk" på miljøet, utarbeidet av OSPAR, tidligere SFTs A-liste, for disse kjemikaliene kreves ikke utslippstillatelse i hht. regelverket.
Produsert vann:	naturlig forekommende formasjonsvann som inneholder mange organiske og uorganiske forbindelser, og blir produsert sammen med olje og gass. Kan også inneholde injisert (sjø)vann og kjemikalierester.
Tungmetaller:	I produsert vann finnes sink, arsen, nikkel, kobber og bly, disse står for 95 % (etter vekt) av den totale mengden. Andre aktuelle tungmetaller er

krom, kadmium og kvikksølv, som til sammen utgjør kun 5 % av det totale utslippet av tungmetaller.

VOC

Flyktige organiske forbindelser, Volatile Organic Compounds

nmVOC

Flyktige organiske forbindelser unntatt metan, non-methane VOC

Referanseliste

- /1/ OD –01-40: ”Utredning av NO_x-reduserende tiltak for kraftgenerering til havs”, Svalheim, S., Raustein, O. og Moen, L., Oljedirektoratet 2001
- /2/ SFT Rapport 99:13: ”Reduksjon av NO_x-utslipp i Norge – Tiltaksanalyse for målåret 2010”, Selvig, E., Weidemann, F., Hoel, A. Og Lefferstad, H.. ISBN-nr- 82-7655-175-0, TA-nr.1660/1999, 1998
- /3/Olje- og energidepartementet: ”Disponering av utrangerte rørledninger og kabler. Sammenfatningsrapport fra utredningsprogrammet”, 1999
- /4/OLF v/ Miljøforums arbeidsgruppe for fisk og olje: ”Sameksistens mellom fiskeri, havbruk, oljevirkksomhet, skipsfart og miljøinteresser”, Sluttrapport fra Miljøforums arbeidsgruppe for fisk/olje”, des. 2002
- /5/ Gausland, I: ”Seismic Surveys Impact on Fish and Fisheries”, Draft report for OLF, oct. 2002
- /6/ OD-NVE: ”Kraftforsyning fra land til sokkelen. Muligheter, kostnader og miljøvirkninger”, nov. 2002
- /7/ NOU 2002: ”Gassteknologi, miljø og verdiskapning” NOU 2002:7
- /8/ Larsen, K., Madland, I. H., Johansen, J-T., Munch-Ellingsen: Notat vedrørende muligheter for injeksjon av borevæske/kaks i området Lofoten-Barentshavet, nov. 2002
- /9/ Nullutslippsrapport
- /10/ RKU Norskehavet, oktober 2002
- /11/ Leverandørinformasjon, PSL Pipeline Process Excavation: ”RMR Riserless Mud Return System. System Overview”, 2002
- /12/ Leverandørinformasjon fra NeoDrill A/S ”PreConduct: A Unique Method For Pre-Installation of Sub-Sea Well Conductors”.
- /13/ Brev fra Bente Jarandsen, OLF til SFT v/ Ingunn Nilsen vedr. utslipp av tungmetaller som forurensning i barytt, 1999
- /14/ OLF, Ressursgruppe for Ytre Miljø, Notat vedr. ”Offshorekjemikalier i ”lukkede”systemer, 1998
- /15/ Offshore drilling, oil & gas operations: ”Drilling Technology: Na/K formulate brine used as drilling fluid in sensitive Barents Sea wells

- /16/ NIVA: "Bioavailability of metals in weight materials for drilling muds", O-21337, 2002
(ref. Schaaning, M., Ruus, A., Bakke, T., Hylland, K., Olsgard, F. (2002), "Bioavailability of metals in weight materials of drilling muds", report O-21337 SNR 4597-02, Norwegian Institute for Water Research, Oslo, Norway)
- /17/ Olje- og energidepartementet: "Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet" Forslag til utredningsprogram, juni 2002
- /18/ OD/SFT/Htil "Forskrifter om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten", ISBN 82-7257-640-6 , 2001
- /19/ OLF/SFT "Nullutslippsrapporten. Et samarbeid mellom OLF og SFT or oppfølging av Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) og kravet om begrensning av utslipp til sjø", 1998
- /20/ Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) "Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Dugnad for framtida, Miljøverndepartementet 1996
- /21/ Stortingsmelding nr. 12 "Rent og rikt hav" 2001-2002
- /22/ Marintek "VOC- Methane Recovery", utført på oppdrag fra OLF, rapport no 23114.00.01 (2001)
- /23/ Tveitaskog, H., Knutsen OAS Shipping: "Driftserfaring med operasjon av VOC-anlegg", Foredrag på NIFs VOC-konferanse, 14-15 nov. 2001
- /24/ OLF: "NO_x emissions from Norwegian Offshore Petroleum Industry Phase II", Samarbeidet Novatech og West-Lab, 1996 (?)
- /25/ Vektor: "Status report. Environmental developments in well testing", rapport skrevet på oppdrag fra OLF, mars 2000
- /26/ Saasen, A., Hoset, H., Rostad, E.J., Fjogstad, A., Aunan, O., Westgård, E., Norkyn, P.I. (2001), "Application of Ilmenite as Weight Material in Water Based and Oil Based Drilling Fluids" paper SPE 71401 presentert ved 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30. Sep.-3. Okt.
- /27/ Dupal, K, Campo. D.B., Andrews, C. J., Cook, R.L., Ring, L.M. og York, P.L. "Realization of the Monodiameter Well: Evolution of a Game-Changing Technology"
- /28/ Sjøfartsdirektoratet, Tiltaksanalyse på NO_x