

# Konsekvensutredning for Statfjord senfase

November 2004



## Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag.....</b>	<b>17</b>
1.1	Beskrivelse av prosjektet og prosess for konsekvensutredning .....	17
1.2	Naturressurser og miljøforhold i influensområdet .....	18
1.3	Planlagte utslipp til luft .....	18
1.3.1	Planlagte avbøtende tiltak .....	18
1.3.2	Utslippsreduksjoner .....	18
1.3.3	Konsekvenser for miljø.....	19
1.4	Planlagte utslipp til sjø og til Utsira-formasjonen ved boring og brønnoperasjoner.....	19
1.4.1	Utslipp i forbindelse med boring.....	19
1.4.2	Utslipp i forbindelse med brønnoperasjoner .....	20
1.4.3	Konsekvenser av utslipp til sjø fra boring og brønnoperasjoner.....	20
1.5	Planlagte utslipp til sjø av produsert vann .....	20
1.5.1	Planlagte avbøtende tiltak .....	20
1.5.2	Reduksjoner i utslipp .....	21
1.5.3	Konsekvenser for miljø.....	22
1.6	Planlagte utslipp til sjø av produsert sand.....	23
1.7	Akutte utslipp og beredskap.....	24
1.8	Avfallshåndtering.....	25
1.9	Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting .....	25
1.10	Miljøstyring.....	25
<b>2</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>26</b>
2.1	Statfjordfeltet .....	26
2.2	Bakgrunn for Statfjord senfase-prosjektet og gasseksportørledningen Tampen link .....	27
2.3	Planer for utbygging og transport og traktater mellom Storbritannia og Norge .....	27
2.4	Formålet med konsekvensutredningen.....	28
2.5	Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	28
2.5.1	Internasjonalt lovverk .....	28
2.5.2	Norsk lovverk.....	28
2.5.3	Britisk lovverk.....	29
2.6	Forholdet mellom britisk og norsk lovverk og formelle krav til KU-dokumentasjon .....	29
2.6.1	Konsekvensutredningsprogram.....	29
2.6.2	Regionale og strategiske konsekvensutredninger .....	30
2.6.3	Innhold og Struktur på KU-dokumentene.....	31
2.7	Konsekvensutredningsprosessen mot norske og britiske myndigheter.....	31
2.8	Søknader, samtykker, tillatelser og opplysningsplikt i tillegg til revidert PUD/FDP .....	33
2.9	Utredningsprogrammet .....	34
2.10	Utredningsomfang og underlagsrapporter for KU .....	36
<b>3</b>	<b>Beskrivelse av prosjektet.....</b>	<b>37</b>
3.1	Rettighetshavere, eierforhold.....	37
3.2	Ressurser og produksjonsplaner.....	37
3.3	Utbyggingsalternativer for prosessering av olje og gass og kriterier for valg .....	38
3.4	SF- referansealternativ-Dagens dreneringsstrategi (2004-2009) .....	38

3.5	Valgt utbyggingsløsning –Ombygging og modifikasjoner av Statfjordplattformene .....	39
3.5.1	Bore- og brønnoperasjoner.....	39
3.5.2	Ombygging og modifikasjoner av eksisterende Statfjord plattformer .....	40
3.6	Økonomi og tidsplan for gjennomføring av utbyggingen.....	41
3.7	Avvikling .....	42
<b>4</b>	<b>Beskrivelse av miljøet .....</b>	<b>43</b>
4.1	Prosjektets influensområde .....	43
4.2	Regional konsekvensutredning for Nordsjøen .....	43
4.3	Strategisk konsekvensutredning i Storbritannia .....	44
4.4	Naturressurser og miljøforhold i influensområdet .....	44
4.5	Miljøovervåking og forurensningsstatus.....	45
4.5.1	Overvåkingsprogram.....	45
4.5.2	Forurensningsstatus.....	46
<b>5</b>	<b>Planlagte utslipp til luft .....</b>	<b>50</b>
5.1	Oversikt over planlagte utslippsmengder.....	50
5.1.1	Forutsetninger for utslippsberegningene.....	50
5.1.2	Utslippsreduksjoner og utvikling i utslipp .....	50
5.2	Konsekvenser .....	53
5.2.1	Statfjords utslipp sammenlignet med Tampen-området, norsk sokkel og nasjonale utslipp. ....	53
5.2.2	RKU Nordsjøen.....	54
5.2.3	Konsekvenser av utslipp og endringer som følge av Statfjord Senfase .....	55
5.3	Vurdering av utslippsreduserende tiltak.....	56
5.3.1	Gjennomførte og planlagte utslippsreduserende tiltak.....	56
5.3.2	Utslippsreduserende tiltak vurdert for Statfjord senfase. ....	57
<b>6</b>	<b>Planlagte utslipp til sjø .....</b>	<b>59</b>
6.1	Boring og brønnoperasjoner.....	59
6.1.1	Utslipp i forbindelse med boring.....	59
6.1.2	Utslipp i forbindelse med brønnoperasjoner .....	59
6.1.3	Konsekvenser av utslipp fra boring og brønnoperasjoner.....	60
6.2	Produsert vann.....	60
6.2.1	Utslipp av produsert vann .....	61
6.2.2	Utslippsreduserende tiltak .....	63
6.2.3	Planlagte utslipp .....	67
6.2.4	Konsekvenser av utslipp av produsert vann.....	73
6.2.5	Utslipp og konsekvenser av naturlig forekommende radioaktive komponenter .....	80
6.3	Utslipp av sand m/oljevedheng .....	83
6.3.1	Produksjon av sand og utslipp av olje.....	83
6.3.2	Konsekvenser av utslipp .....	84
6.3.3	Avbøtende tiltak .....	86
6.4	Andre regulære utslipp.....	88
<b>7</b>	<b>Uhellsutslipp og beredskapsplanlegging .....</b>	<b>89</b>
7.1	Uhellsutslipp og sannsynlighet .....	89
7.2	Oljedriftsmodellering .....	89
7.2.1	Statfjord-oljen .....	89
7.2.2	Utblåsninger på overflaten .....	90
7.2.3	Vannsøylen – konsentrasjoner av hydrokarboner .....	93

7.3	Konsekvensene av uhellsutslipp .....	94
7.3.1	Miljørisiko.....	94
7.3.2	Hypotetiske konsekvenser for miljø dersom et oljeutslipp inntreffer .....	94
7.4	Oljevernberedskapsplan .....	97
<b>8</b>	<b>Avfallshåndtering.....</b>	<b>99</b>
8.1	Dagens praksis og retningslinjer .....	99
8.2	Miljøkonsekvenser knyttet til avfallshåndtering.....	99
8.3	Avbøtende tiltak.....	99
<b>9</b>	<b>Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting.....</b>	<b>100</b>
9.1	Investerings- og driftskostnader for for SFSF og referansealternativet .....	100
9.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet .....	100
9.3	Leveranse av varer og tjenester og sysselsetting i utbyggingsperioden.....	101
9.3.1	Beregningsmodellen.....	102
9.3.2	Sysselsetting i utbyggingsfasen.....	103
9.4	Leveranser av varer og tjenester og sysselsetting i driftsfasen .....	103
9.4.1	Driftskostnader .....	104
9.4.2	Sysselsetting i driftsfasen for SFSF .....	104
9.5	Avslutningsfasen .....	104
9.6	Sammenligning av sysselsettingsvirkninger for referansealternativet og SFSF alternativet	105
<b>10</b>	<b>Miljøstyring .....</b>	<b>107</b>
10.1	Statoils miljøpolitikk.....	107
10.2	Implementering av miljøpolitikk og miljøstyringssystem .....	107
10.3	Prosjektspesifikk miljøstyring- Avbøtende tiltak og oppfølgende aktiviteter.....	107
<b>11</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>112</b>
11.1	Rapporter og vitenskapelige publikasjoner.....	112
11.2	Avtaler, konvensjoner, reguleringer og retningslinjer .....	117
11.3	WEB adresser.....	118
<b>Vedlegg A</b>	<b>Konsekvensutredningsprosessen i Norge og i Storbritannia.....</b>	<b>119</b>
A.1	Prosess mot norske myndigheter.....	119
A.2	Prosess mot britiske myndigheter .....	119
<b>Vedlegg B</b>	<b>Utredningsprogram og høringskommentarer .....</b>	<b>121</b>
B.1	Godkjenning av utredningsprogram.....	121
B.1.1	Innhold i KU .....	121
B.1.2	Utredningsaktiviteter.....	121
B.2	Høringsuttalelser .....	125
B.2.1	Fiskeridepartementet (FD) .....	125
B.2.2	Fiskeridirektoratet (FiD) .....	125
B.2.3	Kystdirektoratet.....	125
B.2.4	Havforskningsinstituttet (HI) .....	125
B.2.5	Norges Fiskarlag (NFL) .....	127
B.2.6	Miljøverndepartementet (MD).....	127
B.2.7	Statens forurensningstilsyn (SFT).....	127
B.2.8	Direktoratet for Naturforvaltning (DN) .....	128
B.2.9	Fylkesmannen i Rogaland.....	129

B.2.10	Sogn og Fjordane fylkeskommune.....	129
B.2.11	Arbeids og administrasjonsdepartementet .....	130
B.2.12	Fylkesmannen i Sogn og Fjordane.....	130
<b>Vedlegg C Utbyggingsalternativer og kriterier for valg.....</b>		<b>131</b>
C.1.1	Alternativ 1-Ny plattform – ikke valgt løsning.....	131
C.1.2	Alternativ 3 - Prosessering på Brent – ikke valgt løsning.....	132
C.1.3	Alternativ 2-Modifikasjon av eksisterende SF-plattformer ("Flaskehalsfjerning").....	133
C.1.4	Begrunnelse for valg av modifikasjoner av eksisterende plattformer som utbyggingsalternativ .....	134
<b>Vedlegg D Konsekvensutredning for gasseksportørledningen Tampen Link .....</b>		<b>136</b>
D.1	Prosjektet.....	136
D.2	Det eksisterende miljøet og overordnet miljøkonsekvensvurdering .....	138
D.3	Miljøkonsekvensenes signifikans og avbøtende tiltak .....	140
D.4	Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting .....	143
D.5	Konklusjoner.....	143
<b>Vedlegg E Beskrivelse av miljøet.....</b>		<b>144</b>
E.1	Meteorologi.....	144
E.2	Oseanografi.....	144
E.2.1	Havbunnstopografi.....	144
E.3	Sedimentkarakteristikk.....	145
E.4	Havstrømmer og vannmasser.....	146
E.4.1	Temperatur og saltholdighet .....	147
E.5	Biologiske ressurser .....	147
E.5.1	Innledning .....	147
E.5.2	Plankton .....	149
E.5.3	Bunndyrsamfunn.....	150
E.5.4	Fisk.....	151
E.5.5	Sjøfugl.....	160
E.5.6	Sjøpattedyr .....	185
E.5.7	Kystlinjen.....	191
E.5.8	Områder med spesiell miljøstatus i Storbritannia .....	201
<b>Vedlegg F Utslipp til luft-Utslippsreducerende tiltak og prosess for utvelgelse.....</b>		<b>209</b>
F.1.1	Miljømyndighetenes rammebetingelser .....	209
F.1.2	Metodikk .....	209
F.1.3	Avbøtende tiltak som har vært vurdert.....	210
<b>Vedlegg G Produsert vann .....</b>		<b>216</b>
G.1	Kondensatprofiler.....	216
G.2	Utvikling i utslippskonsentrasjon av naturlige komponenter i produsert vann.....	217
G.3	Spredningskart for naturlige komponenter.....	219
G.4	Bidrag til EIF .....	224
G.5	Avbøtende tiltak som har vært vurdert og prosess for utvelgelse av tiltak .....	225
G.5.1	Miljømyndighetenes rammebetingelser .....	225
G.5.2	Metodikk .....	225
G.5.3	Begrunnelse for valg av CTour framfor injeksjon i Utsira-formasjonen .....	226
G.5.4	Tiltak for å øke kondensatmengde på SFB og SFC og optimalisering av CTour.....	228
G.5.5	Behandling av satellittvann i senfase .....	229

G.5.6	Stans i PWRI på Statfjord C.....	229
G.5.7	Injeksjon av H <sub>2</sub> S-fjerner i separat brønn.....	230
G.5.8	Substitusjon av kjemikalier.....	231
<b>Vedlegg H</b>	<b>Produsert sand.....</b>	<b>232</b>
H.1	Modellscenarier.....	232
H.2	Teknisk beskrivelse av sandreanseanlegget.....	232
H.3	Alternative tiltak til sandrensing.....	233
H.3.1	Tiltak som kan oppfylle aktivitetsforskriften og som er valgt bort.....	233
H.3.2	Anbefalte tiltak som et alternativ til sandreanseanlegg.....	233

## Liste over figurer

Figur 1-1: Rapporterte utslipp og prognoser for utslipp av dispergert olje på Statfjordfeltet (kg/år) ...	21
Figur 1-2: Utvikling i EIF på Statfjord før og etter Statfjord senfase .....	22
Figur 1-3: Miljørisikokart, beregnet for en 30-dagers periode .....	23
Figur 2-1: Statfjord-feltet med Statfjord og Brent Plattformene .....	26
Figur 2-2: Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C .....	26
Figur 2-3: RKU Nordsjøen .....	30
Figur 2-4: KU prosess for Statfjord senfase og nytt gassseksportør .....	32
Figur 2-5: Tidsplan for KU mot norske myndigheter .....	32
Figur 2-6: Tidsplan for KU mot britiske myndigheter .....	33
Figur 3-1: Oljeprofiler for Statfjord-hovedfelt(1000Sm <sup>3</sup> /dag) .....	37
Figur 3-2: Gassprofiler for Statfjord-hovedfelt (MillionerSm <sup>3</sup> /dag) .....	37
Figur 3-3: SF-Referansealternativ .....	38
Figur 3-4: Tidsplan for prosjektet .....	42
Figur 4-1: Influensområdet .....	43
Figur 4-2: Overvåkingsregioner .....	46
Figure 4-3 Overvåkinsstasjoner i region IV .....	49
Figur 5-1: Utslipp av CO <sub>2</sub> for Statfjord referansealternativ og i SFSF .....	51
Figur 5-2 Utslipp av CO <sub>2</sub> for SFSF .....	51
Figur 5-3 Utslipp av NO <sub>x</sub> for Statfjord referansealternativ og SFSF .....	51
Figur 5-4 Utslipp av NO <sub>x</sub> for SFSF pr plattform .....	51
Figur 5-5 Utslipp av CH <sub>4</sub> for Statfjord referansealternativ og SFSF .....	51
Figur 5-6 Utslipp av nmVOC for Statfjord referansealternativ og SFSF .....	51
Figur 5-7 Utslipp av CO <sub>2</sub> per o.e. for Statfjord referansealternativ og SFSF .....	52
Figur 5-8 Utslipp av NO <sub>x</sub> per o.e. for Statfjord referansealternativ og SFSF .....	52
Figur 5-9 Fordeling av utslipp av CO <sub>2</sub> og NO <sub>x</sub> på kilde i senfase .....	52
Figur 5-10: Utslipp fra Statfjord, Tampen, Norsk sokkel og nasjonale utslipp i 2003 .....	54
Figur 5-11 RKU Nordsjøen .....	54
Figur 6-1: Kilder til planlagte utslipp til sjø (Miljøsok, 2000) .....	59
Figur 6-2: Produsert vannutslipp fra norske installasjoner i Tampen-området .....	61
Figur 6-3: Produsert vann i Statfjord senfase og SF referansealternativ (millioner m <sup>3</sup> /år) .....	61
Figur 6-4: Fordeling av produsert vann på SFA, SFB og SFC, 1000m <sup>3</sup> /d .....	62
Figur 6-5: Produsert vann ved SFC, 1000 m <sup>3</sup> /d .....	62
Figur 6-6: PWRI i forhold til totalt produsert vann ved SFC (1000 m <sup>3</sup> /d) .....	62
Figur 6-7: Produsert vann ved SFB (1000m <sup>3</sup> /d) .....	62
Figur 6-8: Produsert vann ved SFA (1000m <sup>3</sup> /d) .....	62
Figur 6-9: Produsert vann og ballastvann på Statfjordfeltet (SFA, SFB og SFC), 1000m <sup>3</sup> /d .....	63
Figur 6-10 Kost-nytte av CTour versus injeksjon i Utsira-formasjonen .....	65
Figur 6-11: CTour-prosessen .....	66
Figur 6-12: Forbruk av H <sub>2</sub> S-fjerner (tonn/år) .....	67
Figur 6-13: Mengde utslipp av Total-hydrokarboner (2000-2018) .....	69
Figur 6-14: Utslipp av BTEX (2000-2018) .....	70
Figur 6-15: Dispergert olje i produsert vann (mg/l) i perioden 1990-2003 .....	70
Figur 6-16: Dispergert olje i produsertvann (mg/l) i perioden 2003-2018 .....	70



Figur 6-17: Utslipp av dispergert olje fra produsertvann og ballastvann, kg/år .....	71
Figur 6-18: Utslipp av C0-C3 fenoler fra produsertvann, kg/år .....	71
Figur 6-19: Utslipp av C4-C5 fenoler , kg/år .....	71
Figur 6-20:Utslipp av C6+ , kg/år .....	72
Figur 6-21: Utslipp av naftalener, kg/år .....	72
Figur 6-22:Utslipp av 2-3 ring og 4+ring PAH , kg/år .....	72
Figur 6-23: Utslipp av Sink og , kg/år .....	73
Figur 6-24: Utvikling i EIF på Statfjord før og etter Statfjord senfase* .....	74
Figur 6-25 Statfjordfeltets utstrekning .....	75
Figur 6-26: Miljørisiko kart for SFA , SFB og SFC .....	76
Figur 6-27: Miljøriskokart for SFA , SFB og SFC med overlappende konsentrasjonsfelt (2003).....	77
Figur 6-28: Miljøriskokart for SFA , SFB og SFC med overlappende konsentrasjonsfelt (SFSF).....	77
Figur 6-29: Modellberegning av overlappende konsentrasjonsfelt for utslipp i Tampenområdet* .....	77
Figur 6-30: Miljøriskokart, beregnet for en 30-dagers periode. ....	78
Figur 6-31: Miljøriskokart, beregnet for en 30-dagers periode .....	78
Figur 6-32: Prognoser for sandproduksjon ved Statfjord plattformene (2004-2018) .....	83
Figur 7-1 Sannsynligheten for olje vinter, vår, sommer og høst .....	90
Figur 7-2:Gjennomsnittlig oljemengde i tonn vinter, vår, sommer og høst. ....	91
Figur 7-3 Forløpet av tre enkeltscenarier om våren.....	92
Figur 7-4 Forløpet av tre enkeltscenarier om sommeren.....	92
Figur 7-5 Områder der THC-konsentrasjoner i vannsøylen kan ligge over PNEC (50 ppb) .....	94
Figur 7-6 Klassifisering av konsekvenskategorier for en overflateutblåsning fra SFA.....	95
Figur 7-7 Gyteområder for makrell og kartleggingsdata om sildeegg og –larver * .....	96
Figur 7-8 Beregnet reduksjon i bestandstørrelsen for utvalgte arter (VØK) sjøfugl og marine pattedyr.....	97
Figur 9-1 Investeringskostnader fordelt over perioden 2004 – 2018.....	102
Figur 9-2 Investeringskostnader for perioden 2005 – 2011 for SFSF fordelt på hovedoppgaver .....	102
Figur 9-3 Sysselsettingsvirknings av investerings- og driftskostnader i utbyggingsfasen .....	103
Figur 9-4 Næringsfordeling av sysselsettingsvirknings i referansealternativet (utbyggingsfasen) .....	103
Figur 9-5 Næringsfordeling av sysselsettingsvirkningen i SFSF (utbyggingsfasen) .....	103
Figur 9-6 Driftskostnader fordelt over år .....	104
Figur 9-7 Sysselsettingsvirknings i driftsfasen for SFSF .....	104
Figur 9-8 Fordeling av sysselsettingsvirkninger på næringer i driftsfasen.....	104
Figur 9-9 Avslutningskostnader .....	105
Figur 9-10 Sysselsettingsvirkninger i avslutningsfasen .....	105
Figur 9-11 Totale sysselsettingsvirkninger av begge alternativer fordelt over år .....	105
Figur 10-1: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter .....	108
Figur 10-2: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter .....	109
Figur 10-3: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter .....	110
Figur 10-4: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter til vurdering .....	111
Figur A-1 Saksbehandling for KU i Norge .....	119
Figur A-2 Saksbehandling for KU i Storbritannia.....	119
Figur C-1 Alternativ 1- Ny prosesseringsplattform.....	131
Figur C-2 Alternativ 3-Prosessering på Brent .....	132
Figur C-3: Alternativ 2-”Flaskehalsfjerning- modifikasjon av eksisterende Statfjord-plattformer.....	133
Figur D-1 Statfjord-feltet og den planlagte rørledningen .....	136
Figur D-2 : Foreslått planskisse over den nye gasseksportørledningen .....	137

Figur E-1: Årlig vindrose i området for den planlagte rørledningsutbyggingen .....	144
Figur E-2: Batymetri i områdene for miljøkartlegging.....	145
Figur E-3: Sedimentdistribusjon i Nordsjøen.....	145
Figur E-4: Større havstrømmer i Nordsjøen .....	147
Figur E-5: Havstrømmer og dybder i nordre Nordsjøen og sørlige Norskehavet .....	148
Figur E-6: Gyteområder for torsk.....	152
Figur E-7: Gyteområder for sild .....	153
Figur E-8: Gyteområder for sei .....	153
Figur E-9: Gyte- og oppvekstområder for hyse.....	154
Figur E-10: Gyteområder for rødspette, tobis og øyepål.....	156
Figur E-11: Gyteområder for nordsjømakrell.....	156
Figur E-12: Yngel av kolmule i den nordlige delen av Nordsjøen og i Norskehavet.....	157
Figur E-13: Årstidsbestemt utbredelse av lomvi i Nordsjøen. ....	164
Figur E-14: Årstidsbestemt utbredelse av alke i Nordsjøen. ....	166
Figur E-15: Årstidsbestemt utbredelse av lundefugl i Nordsjøen .....	168
Figur E-16: Årstidsbestemt utbredelse av havsule i Nordsjøen.....	171
Figur E-17: Lokalisering og estimat over bestandene i viktige områder for havert og steinkobbe.....	187
Figur E-18: Observasjoner av vågehval .....	188
Figur E-19: Observasjoner av spekkhogger .....	188
Figur E-20: Observasjoner av kvitskjeving. ....	189
Figur E-21: Observasjoner av nise i Nordsjøen.....	189
Figur E-22: Observasjoner av kvitnos.....	190
Figur E-23: Sensitivitetsindeks (Pi)*.....	191
Figur E-24: Fordeling av registrerte kystlinjetyper i analyseområdet .....	192
Figur E-25: Utvalgte områder som er verdifulle økologiske komponenter.....	193
Figur E-26: Kystlinjetyper og kystområder på Shetland og Fair Isle* .....	193
Figur E-27: Forekomster av koraller og områder med spesiell miljøstatus i Norge.....	194
Figur E-28: Nasjonale SMO-områder for sjøpattedyr for august-mai og juni-juli.....	195
Figur E-29 Nasjonale SMO-områder for sjøfugl i særskilte perioder .....	196
Figur E-30: Nasjonal SMO for fisk (sild).....	197
Figur E-31: Årstidsendringer i statusområder som er tildelt MOB-verdiene A eller B .....	198
Figur E-32: Kart over foreslåtte marine verneområder (tilpasset fra DN/43/.) .....	199
Figur E-33 Verneområder på Shetland og Fair Isle* .....	205
Figur E-34: Områder som er kartlagt ifm. Marine Nature Conservation Review .....	206
Figur E-35: Kystområder av spesiell vitenskapelig interesse (SSSI) på Shetland pr. 1998 .....	207
Figur E-36: Kart over nasjonale landskapsområder, marine områder underlagt rådføringsplikt og vernede vraksteder på Shetland og Fair Isle.....	208
Figur F-1: Miljøkostnadseffektivitet for etterinstallasjon av DLE turbiner på Staffjord.....	211
Figur F-2: Miljøkostnadseffektivitet for CO <sub>2</sub> og årlige utslippsreduksjoner for vurderte tiltak.....	215
Figur F-3: Miljøkostnadseffektivitet for NO <sub>x</sub> og årlige utslippsreduksjoner for vurderte tiltak.....	215
Figur G-1: Kondensattilgjengelighet (vol %).....	216
Figur G-2: Kondensattilgjengelighet (vol%) m/kjøling av kondensat på SFB og SFC.....	216
Figur G-3: Modellprofiler for kondensat på SFA og på SFB og SFC.....	216
Figur G-4: BTEX, Naftalener, 2-3 ring PAH og 4+ring PAH i produsertvann, mg/l .....	217
Figur G-5 Fenoler i produsertvann, mg/l.....	218
Figur G-6: SFA, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb).....	219

Figur G-7: SFA, Spredning av Dispergert olje (PNEC=40.4 ppb).....	220
Figur G-8: SFA, C4-C5 fenoler (PNEC=0.36 ppb).....	220
Figur G-9: SFB, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb).....	221
Figur G-10: SFB, Spredning av Dispergert olje (PNEC=40.4 ppb).....	221
Figur G-11: SFB, spredning av c4-c5 fenoler (PNEC=0.36 ppb).....	222
Figur G-12: SF C, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb).....	222
Figur G-13: SF C, Spredning av dispergert olje (PNEC=40.4 ppb).....	223
Figur G-14: SF C, Spredning av C4-C5 fenoler (PNEC=0.36 ppb).....	223
Figur G-15: Komponenter som bidrar til EIF på Statfjord.....	224
Figur G-16: Total-EIF i senfase ved injeksjon i Utsira versus EIF ved bruk av CTour.....	226
Figur G-17: Akkumulert EIF og kost/nytte av CTour og injeksjon i Utsira -formasjonen.....	227
Figur G-18: Effekt av kjøletiltak og 0.75 vol% kondensat for CTour.....	228
Figur G-19: Kondensatprofil ved oppvarming av aquifervann.....	229
Figur G-20: Utslipp av alifiater (kg/år) med og uten reinjeksjon på SFC (2004 2009).....	230
Figur G-21: EIF på Statfjord C med og uten stans i PWRI på Statfjord C.....	230
Figur G-22: Kostnadseffektivitet ved injeksjon av rest produkt fra H <sub>2</sub> S fjerner.....	230
Figur H-1 Prosesssisse av komplett sandrense anlegg.....	232

## Liste over tabeller

Tabell 1-1 Utslipp til luft i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp på feltet i 2001 .....	19
Tabell 1-2 Reduksjon i årlige utslipp i SFSF sammenlignet med utslipp på feltet i 2001 .....	19
Tabell 2-1: Oppsummering av høringsuttalelser .....	35
Tabell 2-2: Underlagsrapporter til KU .....	36
Tabell 3-1: Rettighetshavere og eierandel .....	37
Tabell 3-2: Økonomisk-utvinnbare reserver.....	38
Tabell 3-3: Boreprogram for Statfjord senfase.....	39
Tabell 3-4: Investeringskostnader i SFSF-prosjektets utbyggingsfase (millioner NOK).....	41
Tabell 3-5: Årlige driftskostnader (millioner NOK) .....	41
Tabell 4-1: Variasjonsområde for ulike fysiske, kjemiske og biologiske parametere, 1996-1998.....	47
Tabell 4-2: Påvirkete områder i forhold til samlet areal i hver region .....	48
Tabell 5-1 Utslipp til luft for referansealternativ og for SFSF .....	53
Tabell 6-1 Planlagt injisert mengde av borekaks og oljebasert borevæske i senfase (tonn/år) .....	59
Tabell 6-2: Gjennomførte- og planlagte tiltak på Statfjord .....	64
Tabell 6-3: Renseeffektivitet (%) for CTour som funksjon av kondensatinjeksjon.....	66
Tabell 6-4: Konsentrasjon (mg/l) i 2003 av et utvalg av naturlige komponenter i produsert vann* .....	68
Tabell 6-5: Oversikt over naturlige komponenter som er lagt til grunn for konsekvensutredningen....	69
Tabell 6-6: Innhold av <sup>226</sup> Ra, <sup>228</sup> Ra og <sup>210</sup> Pb i produsert vann, Bq/liter.....	81
Tabell 6-7: Totale årlige utslipp (milliarder Bq) av <sup>226</sup> Ra, <sup>228</sup> Ra og <sup>210</sup> Pb fra Statfjord* .....	81
Tabell 6-8: Kostnader for Sandrensing (Millioner NOK) .....	86
Tabell 9-1 Investeringskostnader 2004 – 2011 (mill 2004 NOK).....	100
Tabell 9-2 Drifts- og avslutningskostnader (millioner 2004 NOK) .....	100
Tabell 9-3 Inntekter (million 2004 NOK) .....	101
Tabell 9-4: Kostnader (million 2004 NOK) .....	101
Tabell 9-5: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet (million 2004 NOK) .....	101
Tabell 9-6 Sysselsettingsvirkninger i referansealternativet og i SFSF alternativet .....	106
Tabell C-1: Evaluering av utbyggingsalternativ.....	134
Tabell C-2: Sammenligning av konsekvenser for vurderte utbyggingsalternativer .....	135
Tabell D-1: Miljøsensitiviteter –sammendrag.....	139
Tabell D-2: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.....	140
Tabell D-3: Ikke-signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak .....	142
Tabell E-1 Bakgrunnsnivåer i sedimenter .....	146
Tabell E-2: Oversikt over fokusarter i analyseområdet.....	184
Tabell E-3: Oversikt over hvilke sjøpattedyrarter som står i fokus innenfor sitt analyseområde* .....	191
Tabell E-4: Foreslåtte marine verneområder i forslag til norsk marin verneplan.....	200
Tabell E-5: Særskilte bevaringsområder på Shetlandsøyene (inkl. Fair Isle).....	203
Tabell E-6: Særskilte verneområder på Shetland (inkl. Fair Isle) klassifisert iht. fugledirektivet .....	204
Tabell E-7: Særtrekk ved RAMSAR-våtmarkene Ronas Hill–North Roe og Tingon på Shetland .....	205
Tabell F-1 Kostnader for etterinstallasjon av DLE turbiner på Statfjord (MNOK) .....	210
Tabell F-2 Kostnader for dampkraftverk på SFB og for kabel fra land (MNOK).....	212
Tabell F-3 Generator konfigurasjon for senfase, last pr turbin og virkningsgrad .....	212
Tabell F-4 Utslppsreducerende tiltak modnet fram mot BoG (MNOK).....	214
Tabell G-1: PNEC verdier for 2-3 ring PAH, C4-C5 fenoler og dispergert olje.....	219

Tabell G-2: Kostnader for CTour (Millioner NOK).....	228
Tabell G-3: Kostnader for injeksjon (Millioner NOK).....	228
Tabell G-4: Kostnader for injeksjon av H <sub>2</sub> S-fjerner (Millioner NOK) .....	230
Tabell H-1: Forutsetninger for vurdering av utslipp med og uten tiltak.....	232

## Forkortelser

AAD	Arbeids – og administrasjons-departementet
APES	Area of Particular Environmental sensitivity
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)
BA	Brent A
BB	Brent B
BC	Brent
BD	Brent D
BoG	Beslutning om gjennomføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BoV	Beslutning om videreføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BREF	Best Reference (Beste referanse)
BTEX	Bensen Toulen Etylen Xylen
CAPEX	Capital expenditure (Investeringskostnader)
CEFAS	Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science
CH <sub>4</sub>	Metan
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid
CPR	Continuous Plankton Recorder
CSAC	(candidate) Special Areas of Conservation
DEFRA	Department of Environment Food and Rural Affairs
DETR	European Wildlife Division??
DLE turbin	Dry Low Emission turbine (lav NO <sub>x</sub> turbin )
DN	Direktoratet for Naturforvaltning
DREAM	Dose related risk and effect assessment model (dose-respons model for beregning av risiko)
DSHA	Defined Situation for Hazard and Accident
DTI	Department of Trade and Industry (Departementet for Handel og Industri)
EIF	Environmental Impact Factor
ES	Environmental Statement (britisk KU-dokument)
ESAS	Seabird and Cetacean Distribution Atlas
ESP	Electrical submerged pump (neddykket elektrisk pumpe)
EU	Europeiske-kommisjon
FDP	Field Development Plan (britisk PUD)
FD	Fiskeridepartementet
FID	Fiskeridirektoratet
FIN	Finansdepartementet
FN	De forente nasjoner
FLAGS	Far northern liquids and associated gas system
FRS	Fisheries Research Services
GSm <sup>3</sup>	Giga (10 <sup>9</sup> ) standard kubikkmeter per dag
HAB	Harmful Algal Blooms
HI	Havforskningsinstituttet
H <sub>2</sub> S	Hydrogen sulfid
HMS	Helse, miljø- og sikkerhet
Hot-Tap	Sveiset tilkobling, sikrer tilgang til rør uten tap av væske eller trykk
ICES	
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control
JNCC	Joint Nature conservation Committee
KD	Kystdirektoratet
KSm <sup>3</sup> /cd	Tusen (10 <sup>3</sup> ) standard kubikkmeter per dag

KU	Konsekvensutredning
LSC	Level of Significant Contamination
Manifold	Innløpsrør
MCA	Maritime Coastguard Agency
MD	Miljøverndepartementet
MOB	Modell for miljøprioriteringer i oljevernberedskapen
MOD	Ministry of Defence
MRDB	Marin Ressurs Data Base
MSm <sup>3</sup> /cd	Million (10 <sup>6</sup> ) standard kubikkmeter per kallender dag
NFFO	National Federation of Fishermen's Organisations
NFL	Norges Fiskarlag
NGL	Våtgass/rikgass
NGO	Ikke statlig organisasjon
NLGP	Northern Leg Gas Pipeline
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser
NOK	Norske Kroner
NO <sub>x</sub>	Nitrogenoksider
OD	Oljedirektoratet
o.e.	Olje-ekvivalenter
OED	Olje- og energidepartementet
OPEX	Operating expenditure (Driftskostnader)
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic (Oslo Paris Konvensjonen)
PAD	Plan for anlegg og drift
PAH	Polsykliske aromatiske hydrokarboner
PDO	Plan for Development and Operation
PEC	Predicted Environmental Concentration (Forventet konsentrasjon)
PIO	Plan for installation and operation of facilities for transport and utilisation of petroleum
PLONOR	Pose little or no risk to the environment
PNEC	Predicted No-Effect Concentration (Forventet konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter)
Pon	Petroleum Operations Notice (Meding om petroleumsaktivitet)
Ptil-N	Petroleumstilsynet i Norge
PUD	Plan for utbygging og drift
PROOF	Forskningsprogrammet Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten
PWA	Pipeline Work Authorisation (Britisk Plan for Legging og Drift av rørledning)
PWRI	Produsert vann re-injeksjon
RKU	Regional konsekvensutredning
RF	Rogalandsforskning
RFO	Ready for operation (Klargjøring for drift)
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
RSPB	Royal Society of the Protection of Birds
SAC	Special Areas of Conservation
SFSF	Staffjord Senfase
SF	Staffjord
SFA	Staffjord A
SFB	Staffjord B
SFC	Staffjord C
SFT	Statens forurensningstilsyn
SFØ	Staffjord øst
SMO	Spesielt miljøfølsomt område

SoS	Secretary of State (Statssekretær)
SPA	Special Protection Areas
SSB	Statistisk Sentral Byrå
STIG turbin	Steam-injected gas turbine (turbin med gassdamp-injeksjon)
St.prp	Stortingsproposisjon
THC	Total Hydrocarbon Concentration
UKDMAP	United Kingdom Digital Marine Atlas
VØK(VEC)	Verdifulle Økologiske Komponenter (Valued Ecosystem Component)
WAF	Water Accommodated Fraction
WHRU	Waste heat recovery unit (varmegjenvinningsenhet)
WSF	Water Soluble Fraction



## 1 Sammendrag

### 1.1 Beskrivelse av prosjektet og prosess for konsekvensutredning

Statfjordfeltet er et eksisterende oljefelt bestående av tre plattformer, Statfjord A, B og C. Statfjord senfase (SFSF) er et prosjekt som innebærer en omlegging av produksjonen fra olje til gass gjennom trykkavlastning i reservoaret. SFSF muliggjør en forlengelse av produksjonen ved Statfjord i forhold til dagens dreneringsstrategi (Statfjord referansealternativ), og dermed utnyttelse av en større andel av de totale gass- og oljeressursene ved Statfjord-feltet. Utvinningsgraden blir nå 68% og 74% for henholdsvis olje og gass, som er svært høyt i både nasjonal- og internasjonal sammenheng.

Realisering av Statfjord senfase vil gi betydelig verdiskaping for samfunnet. Prosjektet har imidlertid en marginal lønnsomhet for eierne og er tidskrittisk som et resultat av omfattende ombygginger av plattformene.

SFSF-prosjektet har siden 2001 vurdert ulike identifiserte utbyggingsalternativer for økt verdiutnyttelse av Statfjord-feltet. Over 50 alternativer ble opprinnelig vurdert. Et studie for å velge ut de tre mest lovende utbyggingsalternativene ble sluttført i juni 2003. Disse alternativene ble sammenlignet med hverandre og med dagens dreneringsstrategi. Prosjektet anbefalte ombygging og modifikasjoner av eksisterende plattformer ("flaskehals-fjerning") for utbygging av Statfjordfeltet for senfase-produksjon. Anbefalingen ble gjort ut fra en samlet vurdering av tekniske, økonomiske, operasjonelle, miljø- og ressursmessige forhold.

SFSF er basert på endring i dreneringsstrategien for å øke utvinningsgraden for feltet. Ved å gå fra trykkvedlikehold (dagens strategi) til trykkavlastning (senfase) vil reservoartrykket gradvis reduseres. Gass vil frigjøres fra gjenværende olje og samles i gasslaget i reservoaret for produksjon. Gassen vil ikke lenger bli reinjisert i reservoaret, men eksporteres via den nye gasseksportørledningen Tampen Link som knytter Statfjord opp mot eksisterende infrastruktur på britisk side av Nordsjøen (FLAGS). Statfjord A, B

og C vil bli ombygget for å håndtere endrede operasjonsbetingelser som følge av implementering av senfase-produksjon, og for å sikre krav til regularitet og helse, miljø og sikkerhet (HMS) i forbindelse med forlenget levetid.

Utnyttelse av petroleum fra Statfjordfeltet, krav til dokumentasjon samt myndighetsgodkjenning av planer og avtaler for feltet reguleres av Statfjord-traktaten av 1979. I henhold til av "Overenskomst mellom Regjeringen i Kongeriket Norge og Regjeringen i Det Forente Kongeriket Storbritannia og Nord-Irland om utnyttelse av Statfjord-reservoarene og transport av petroleum fra disse" ("Statfjord-traktaten"), ref St.prp. nr.15 1980-81, vil det måtte utarbeides en feltutviklingsplan med påfølgende godkjenning hos begge lands myndigheter.

I samråd med begge lands myndigheter er det besluttet å utarbeide en felles plan for de planlagte ombyggingene og modifikasjonene på Statfjordfeltet som tilfredstiller begge lands retningslinjer for godkjenningsdokumenter, henholdsvis Plan for utbygging og drift (PUD) i Norge og Field Development Plan (FDP) i Storbritannia.

I forbindelse med Statfjord senfase er det planlagt en ny gasseksportørledning, Tampen Link, for transport av gassen fra Statfjordfeltet. Utbygging av ny gasseksportørledning fra Statfjord til FLAGS reguleres av rammetraktaten av 1998 mellom Norge og Storbritannia (98-traktaten). Denne rammetraktaten krever også behandling og godkjenning av begge lands myndigheter. I samråd med begge lands myndigheter er det besluttet å utarbeide en felles plan for Tampen Link som tilfredstiller begge lands retningslinjer for godkjenningsdokumenter, henholdsvis Plan for anlegg og drift (PAD) i Norge og Pipeline Work Authorisation (PWA) i Storbritannia.

KU-dokumentasjon for Statfjord senfase og for Tampen Link skal også være felles og skal tilfredstille henholdsvis britiske og norske utredningskrav og retningslinjer. Denne konsekvensutredningen omhandler feltmodifikasjonene i Statfjord senfase. KU for Tampen Link foreligger som eget dokument /1/. Et sammendrag av denne KU er gitt i Vedlegg D.

## 1.2 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet

Nordsjøen er et av verdens mest biologisk produktive havområder, og har stor kommersiell betydning. Produksjonen av plankton er høy og gir grunnlag for et rikt marint liv. Nordsjøen er generelt et viktig område for mange arter, blant annet arter som er sårbare overfor akutt oljeforurensning. De fleste kommersielt viktige fiskeslagene er tilstede i Nordsjøen.

I Nordsjøen dannes det ingen stabile, produktive virvelstrømmer eller frontsystemer som kan forårsake at organismer akkumuleres i spesielle områder. Fiskeegg og -larver er derfor relativt jevnt fordelt over et stort område. Transporten av de ulike artenes egg og larver avhenger av de dominerende strømretningene. Havstrømmene i Nordsjøen påvirkes først og fremst av atlantehavsvann fra vest og nord og den norske kyststrømmen som strømmer nordover.

Siden det ikke dannes distinkte virvelstrømmer eller fronter i Nordsjøen, vil det normalt ikke forekomme store ansamlinger av fugl, slik man ser i Norskehavet og Barentshavet. En viss flokkdannelse kan imidlertid også forekomme i Nordsjøen.

Analyseområdet dekker også de sørlige delene av Norskehavet. Her strømmer både atlantehavsvann og den norske kyststrømmen nordover. Den norske kyststrømmen danner virvelstrømmer i de grunne områdene mot norskekysten, og spiller en viktig rolle for transport av fiskeegg og -larver i dette området.

Den norske kyststrømmen med lav saltholdighet danner mer eller mindre klart avgrensede fronter mot atlantehavsvannet fra vest som har høyere saltholdighet og næringsinnhold. Dette gjør at den biologiske produksjon blir særlig høy i disse frontområdene

Etter hvert som dagene blir lengre i april og mai, øker primærproduksjonen og danner vekstgrunnlag for fiskeyngel og sjøfugl. Frontdannelsen er sterkest der hvor flere strømmer møtes, dvs. rundt Frøyabanken, Haltenbanken og Sklinnabanken. Her vil det i tillegg finne sted en horisontal

transport og blanding med næringsrikt atlantehavsvann fra dypere vannlag. Disse områdene i Norskehavet ligger i utkanten av influensområdet for Statfjord senfase-prosjektet.

Følgende biologiske ressurser i influensområdet anses å være mest sårbare for et eventuelt uhellsutslipp:

- Sjøfugl på åpent hav, særlig pelagiske dykkere som lomvi, lundefugl, alke og alkekonge
- Sårbare livsfaser for fisk, dvs. egg- og larvestadiene
- Sårbare kysthabitater

For utslipp av produsert vann er de mest sårbare livsfaser for fisk, dvs egg- og larvestadiene av størst betydning.

## 1.3 Planlagte utslipp til luft

### 1.3.1 Planlagte avbøtende tiltak

Flere utslippsreducerende tiltak er vurdert i flere faser i prosjektplanleggingen av SFSF med bakgrunn i potensialet for utslippsreduksjoner, miljøkostnadseffektivitet og miljømyndighetenes rammebetingelser i forhold til internasjonale avtaler og EUs IPPC-direktiv (Integrated Pollution Prevention Control).

Gjenvinning av fakkellgass på SFB vil bli implementert av Statfjord før SFSF.

Statfjord senfase-prosjektet er marginalt økonomisk, og har en stram gjennomføringsplan. Utover de CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>-reduksjoner som følger direkte av senfase-produksjon, sammenlignet med dagens drift, har prosjektet ikke anbefalt å implementere ytterligere utslippsreducerende tiltak for luft. Et eventuelt pålegg om lav NO<sub>x</sub> turbiner har en svært lav miljøkostnadseffektivitet og vil pga økte kostnader, medføre at Statfjord senfase ikke kan realiseres innenfor lønnsomme rammer.

### 1.3.2 Utslippsreduksjoner

Utslippene til luft fra Statfjord er store i nasjonal sammenheng, og flere utslippsreducerende tiltak er implementert ved Statfjord i perioden 1999-2003.

SFSF medfører betydelige reduksjoner i utslipp til luft, først og fremst pga. stans i sjøvanns- og gassinjeksjon. Utvikling av utslipp i SFSF er beregnet med bakgrunn i allerede gjennomførte tiltak og planlagte tiltak.

Utslippene for bore- og brønnaktiviteter tilknyttet kraftgenerering er inkludert i utslippene for drift. Det vil ikke fakles i forbindelse med bore og brønnoperasjoner.

De gjennomsnittlige årlige utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> vil være henholdsvis 49 % og 42% lavere enn i 2001.

Tabell 1-1 oppsummerer noen hovedtall for utslipp til luft for SFSF, og Tabell 1-2 viser utslipp i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp i 2001.

**Tabell 1-1 Utslipp til luft i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp på feltet i 2001**

Parameter	2001	SFSF		
		Maks år	Gjennomsnitt pr år	Akkumulert 2008 - 2018
CO <sub>2</sub> (mill. tonn)	1.54	1.02	0.78	8.59
NO <sub>x</sub> (1000 tonn)	6.2	4.7	3.6	39.6
CH <sub>4</sub> (1000 tonn)	1.2	0.8	0.5	5.1
Nm VOC (1000 tonn)	70.9	12.4	5.2	57.7
CO <sub>2</sub> per o.e. (kg/Sm <sup>3</sup> )	41	160	99	
NO <sub>x</sub> per o.e. (kg/Sm <sup>3</sup> )	0.17	0.73	0.45	

**Tabell 1-2 Reduksjon i årlige utslipp i SFSF sammenlignet med utslipp på feltet i 2001**

Parameter	Reduksjon (%) Maks år i senfase mot 2001	Reduksjon (%) Gjennomsnitt- år i senfase mot 2001
CO <sub>2</sub>	32 %	49 %
NO <sub>x</sub>	23 %	42 %
CH <sub>4</sub>	34 %	60 %
Nm VOC	83 %	93 %

### 1.3.3 Konsekvenser for miljø

De årlige utslippene fra Tampen-området i årene 2008-2018, dvs driftsperioden for SFSF, vil være lavere enn de estimerte utslippene i maksimalåret 2000 som lå til grunn for konsekvensvurderingene i Regional Konsekvensutredning (RKU) for Nordsjøen.

Tampen-områdets bidrag til miljøkonsekvenser i form av forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon i perioden 2008-2018 vil derfor være vesentlig lavere enn det som er beskrevet i RKU Nordsjøen. Hoveddelen av utslippene blir transportert mot norskekysten, og grenseoverskridende konsekvenser i Storbritannia er marginale.

## 1.4 Planlagte utslipp til sjø og til Utsira-formasjonen ved boring og brønnoperasjoner

### 1.4.1 Utslipp i forbindelse med boring

Boring vil i all hovedsak være sidestegsboring i eksisterende brønner, og boring av topphull vil derfor normalt ikke forekomme. Boring i dypere seksjoner vil utføres med oljebasert borevæske. Oljeholdig kaks vil bli injisert i Utsira-formasjonen sammen med rester av komplettering, gruspakking - og sementeringskjemikalier. Gjenbruk av oljebasert slam er per i dag ca 66%, og vil bli videreført i senfase. Totalt vil det bli injisert ca 35000 tonn borekaks og oljebasert borevæske i Utsira formasjonen over en periode på 6 år.

Boring og brønnoperasjoner vil gradvis bli vanskeligere etter 2007 pga. av trykkavlasting i reservoaret. Trykkavlastningen medfører at tettheten til borevæsken må reduseres. Dersom tettheten blir for lav kan dette medføre kollaps av overliggende skiferseksjoner på grunn av for lavt hydrostatisk trykk i brønnen. For å kompensere mot dette, kan kjemikalier tilsettes borevæsken.

Forbruket av kjemikalier som brukes for å kompensere for lavt hydrostatisk trykk i brønnene vil dermed øke i SFSF, men er ikke estimert.

#### **1.4.2 Utslipp i forbindelse med brønnoperasjoner**

I forbindelse med ferdigstilling (komplettering og opprensning) av brønner brukes det i dag sementerings- og kompletteringskjemikalier. Dette vil også være tilfelle for SFSF. Hoveddelen av disse kjemikaliene blir som for borekaks tilbakeført til oppsamlingstanker på plattformene og injisert i Utsira eller sendt til land for gjenbruk.

Ved brønnopprensning vil plattformens testseparator bli benyttet, og rester fra sementerings- og kompletteringskjemikalier sammen med oljeholdig vann fra brønnene vil bli rensert i plattformenes renseanlegg.

Årlige utslipp av sementerings- og kompletteringskjemikalier vil for SFSF være tilsvarende som tidligere rapportert for Statfjord. Disse kjemikaliene er karakterisert som "grønne" og "gule" og er lite skadelige for akvatiske organismer.

Under drift vil det benyttes avleiringshemmere og avleiringsoppløpere for å håndtere avleiringsproblemer i brønnene. Kjemikaliene injiseres i brønnene, og følger produksjonsstrømmen sammen med avleiringene tilbake til plattformen. Disse slippes ut sammen med produsert vann.

Utslippene av avleiringsoppløpere avleiringsoppløpere er forventet å øke i senfase på grunn av økt avleiringspotensial i brønnene. Kjemikaliene er karakterisert som "gule".

Drenasjevann fra boreområdet på plattformene samles opp og injiseres i Utsira formasjonen.

#### **1.4.3 Konsekvenser av utslipp til sjø fra boring og brønnoperasjoner**

Kjemikaliene som benyttes ved boring og brønnoperasjoner er lite miljøskadelige, og miljøkonsekvensene av utslipp fra dagens drift er marginale. Konsekvensene antas også å være små i senfase selv om utslippene vil øke.

Statoil arbeider aktivt med substitusjon til mere miljøvennlige kjemikalier, og dette arbeidet vil også videreføres i senfase. En mer detaljert oversikt over kjemikalier som vil benyttes for boring og

brønnoperasjoner i senfase, forbruk, utslipp til sjø, andel til gjenvinning og injeksjon i Utsira-formasjonen samt eventuelle avbøtende tiltak, vil bli utarbeidet som grunnlag for søknad om utslippstillatelse. Det vil også bli gitt en mer detaljert oversikt over omfang av brønnopprensning, utslipp og eventuelle avbøtende tiltak.

#### **1.5 Planlagte utslipp til sjø av produsert vann**

##### **1.5.1 Planlagte avbøtende tiltak**

Flere avbøtende tiltak for utslipp av produsert vann er implementert ved Statfjord. Ytterligere tiltak er vedtatt implementert for blant annet å imøtekomme selskapets nullskadefilosofi og miljømyndighetenes rammebetingelser for produsert vann, herunder OSPAR reguleringer og målsetning om null skadelige utslipp av produsert vann.

Utvelgelsen av avbøtende tiltak for Statfjord drift og SFSF er gjort med bakgrunn i tilgjengelig teknologi, Statfjordfeltets begrensninger/rammebetingelser, konsekvenser for miljø og en vurdering av miljøkostnadseffektivitet.

I nullutslippsrapporten (2003) for Statfjord ble følgende tiltak lagt til grunn:

- 1) Substitusjon av røde kjemikalier (korrosjonshemmere)
- 2) Reduksjon av kjemikalieforbruk ved å optimalisere dosering
- 3) Optimalisering av eksisterende hydrosykloner
- 4) Bruk av ny renseteknologi-CTour
- 5) Reinjeksjon av produsert vann på SFC for trykkstøtte (PWRI)

Statoil har anbefalt stans i PWRI på Statfjord, først og fremst fordi fortsatt drift medfører økt H<sub>2</sub>S produksjon og økt forbruk av H<sub>2</sub>S – fjerningskjemikalier.

SFSF-prosjektet legger CTour-teknologien til grunn med følgende oppgraderinger;

- tilrettelegging for lavtryksproduksjon
- behandling av satelittvann på SFC

- kjøletiltak for å øke kondensatmengdene på SFB og SFC

I tillegg vil en i SFSF fortsette arbeidet med å optimalisere CTour -teknologien og arbeide for videre substitusjon av korrosjonshemmere som en del av det kontinuerlige forbedringsarbeidet.

Injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner i separat brønn har vært vurdert. Løsningen har svært lav miljøkostnadseffektivitet på SFA og relativt lav kostnadseffektivitet på SFB og SFC. Prosjektet anbefaler ikke å injisere H<sub>2</sub>S-fjerner på SFA, og foreløpig ikke på SFB og SFC. Tiltaket vil bli videre vurdert på SFB og SFC.

Injeksjon av produsert vann i Utsira-formasjonen er det eneste tekniske reelle alternativet til CTour. Løsningen har svært lav miljøkostnadseffektivitet i forhold til CTour, og medfører i tillegg økte utslipp til luft. Et eventuelt pålegg om injeksjon i Utsira er ikke økonomisk gjennomførbart, og vil medføre at Statfjord senfase ikke kan realiseres.

#### CTour-renseteknologi

Statfjord-lisensen har vært en pådriver for å kvalifisere CTour-renseteknologi for å redusere miljørisikoen av produsert vann. Renseeffektiviteten for løste naturlige komponenter er spesielt god sammenlignet med annen teknologi, og er høy for de naturlige komponentene i produsert vann som det knyttes størst miljømessig usikkerhet til (C4+ fenoler og PAH forbindelser). CTour har også vist seg å håndtere toppbelastninger og variasjoner i olje-konsentrasjonen svært effektivt, og det forventes derfor en jevn og lav utslippskonsentrasjon. CTour fjerner 30% av den aktive komponenten i korrosjonshemmere som benyttes på Statfjord. BTEX (Benzen, Toulene, Etylbenzen, Xylen) innholdet i utslippsvannet øker som følge av CTour. Teknologien er effektiv i forhold til sammensetningen av vannet på Statfjord

#### **1.5.2 Reduksjoner i utslipp**

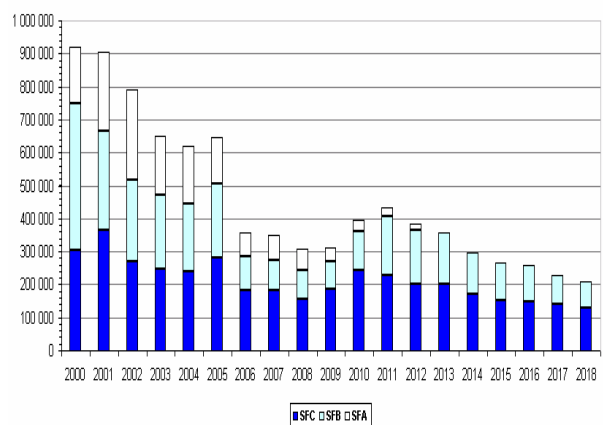
Basert på dagens dreneringsstrategi og produsertvannprognoser vil Statfjord med satellitter få en maksimal vannproduksjon i år 2006 på ca 150.000 m<sup>3</sup>/d. Statfjord C utgjør halvparten av mengdene. Årlige utslipp av produsert vann i SFSF øker ikke i forhold til SF-referansealternativ, men produksjonen forlenges.

Utslippene av enkelte naturlige komponenter i produsert vann er allerede redusert betraktelig på Statfjord som følge av implementerte tiltak, og de fleste naturlige komponenter vil reduseres ytterligere ved implementering av CTour. Statfjord senfase vil ha sitt maksimale utslipp av de naturlige komponentene i 2011. I dette året vil utslippene typisk være 10-20% høyere enn i Statfjord referansealternativs laveste utslippsår (2006).

Utslippene av naturlige komponenter vil i senfase være betydelig lavere sammenlignet med dagens utslipp (2003).

Total-hydrokarboner er betraktelig redusert på feltet sammenlignet med år 2000, og vil med dagens prognoser reduseres ytterligere. OSPAR sin målsetning om 15% reduksjon innen 2006 er en nasjonal målsetning, men Statfjord vil bidra med sin andel. Utslipet av Total hydrokarboner reduseres med ca 40% i perioden 2000-2006 selv om BTEX nivået vil øke som følge av implementering av CTour.

Konsentrasjon av dispergert olje i produsert vann er langt lavere enn OSPAR sitt krav om 30 mg/l innen 2006, og trenden på feltet har vært svært positiv. Konsentrasjon av dispergert olje vil reduseres ytterligere som følge av implementering av CTour, og forventes typisk å ligge i området 6-9,5 mg/l i SFSF. Utslipet av dispergert olje i SFSF vil være mer enn halvert sammenlignet med Statfjord i 2000.



**Figur 1-1: Rapporterte utslipp og prognoser for utslipp av dispergert olje på Statfjordfeltet (kg/år)**

Utslippene av C0-C3 fenoler øker i takt med vannmengdene, og vil ikke reduseres som følge av

implementering av CTour. Utslipp av C4-C5 og C6+ fenoler vil derimot reduseres innen 2006 i forhold til dagens utslipp med henholdsvis 23 og 45%. Utslipet i SFSF av C4-C5 vil i 2011 være ca 20% lavere i forhold til dagens nivå, mens C6+ fenoler vil være 30% lavere i forhold til dagens nivå. Utslippene av C0-C3 og C4-C5 fenoler holder seg på samme nivå i SFSF som for laveste år i SF-referansealternativ, men C6+ øker med 25% i forhold til 2006.

Utslippene av naftalener, 2-3 ring PAH og 4+ ring PAH vil halveres i forhold til dagens utslipp (2003) ved implementering av CTour. Utslipet vil øke noe i SFSF i forhold til referansealternativet, men fortsatt være ca 45% lavere i maksimalåret i senfase (2011) sammenlignet med dagens utslipp (2003).

### 1.5.3 Konsekvenser for miljø

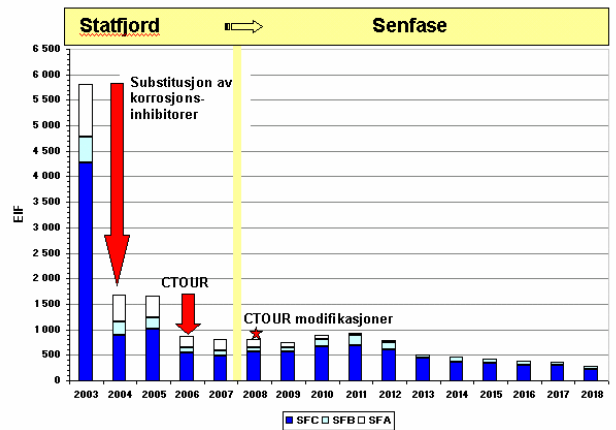
#### Statfjord sine utslipp versus andre felt

Av de samlede utslippene av produsert vann som har betydning for vannkvaliteten i Tampenområdet, kommer anslagsvis 75% fra installasjoner på britisk sektor, og ca 25 % fra installasjoner på norsk side (basert på tall fra RKU-Nordsjøen, 1999). Statfjord bidrar med ca halvparten av de norske utslippene.

#### Miljørisiko og spredning av naturlige komponenter

Det er en betydelig nedgang i miljørisiko (uttrykt som EIF-Environmental Impact Factor) sammenlignet med 2003 både for SF-referansealternativ og for SFSF. EIF reduseres med 85% i perioden 2003-2011 og 45% i perioden 2004-2011.

Risikonivået på feltet holder seg relativt stabilt og lavt i perioden fra 2006-2012, og varierer i området 1000 EIF til 800 EIF. Risikonivået avtar deretter mot slutten av feltets levetid i takt med reduksjon i vannmengden.



Figur 1-2: Utvikling i EIF på Statfjord før og etter Statfjord senfase

Den mest markante nedgang i miljørisiko skyldes substitusjon av korrosjonsinhibitorer. Substitusjon av korrosjonsinhibitorer i perioden 2003-2004 reduserer miljørisiko med ca. 70%. Korrosjonshekkere på SFA ble hovedsakelig substituert i 2002, og effekten av substitusjon er derfor enda større enn vist.

Av produksjonskjemikalier, benyttes det kun kjemikalier som er lett nedbrytbare, uten fare for biomakkumulering.

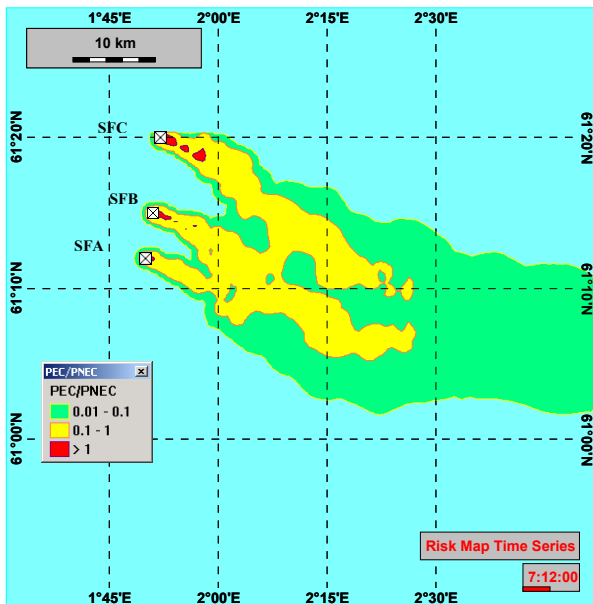
Det er også en markant nedgang i miljørisiko som følge av implementering av CTour-renseteknologi i 2005. Teknologien får full effekt i 2006. Kapasitetsutvidelser og modifikasjoner av CTour-renseteknologi i SFSF gjør at den positive utviklingen i miljørisiko opprettholdes.

Områdene med PEC/PNEC >1 reduseres betraktelig i SFSF sammenlignet med 2003. Områdene med PEC/PNEC >1 er relativt begrenset, og overlappende konsentrasjonsfelt mellom SFA, SFB og SFC medfører ikke økt utbredelse av områder med PEC/PNEC >1. Spredningskarter for 2-3 ring PAH, dispergert olje og C4-C5 fenoler viser at PEC/PNEC >1 for disse opptrer i et meget begrenset område i 2003. I SFSF er det bare et lite område rundt SFC som vil ha PEC/PNEC >1.

Overlappende konsentrasjonsfelt med andre felt  
Selv om utslippene fra de ulike installasjonene i Tampenområdet vil kunne blande seg med hverandre og danne overlappende

konsentrasjonsfelt, viser beregninger at konsentrasjonsnivåene i overlappsområdene er lave, og at overlappingen ikke fører til økt miljørisiko.

Utslippene av produsert vann spres hovedsakelig på norsk side av kontinentalsokkelen, og risikoen for grenseoverskridende effekter er lav.



Figur 1-3: Miljørisikokart, beregnet for en 30-dagers periode

#### Naturressurser

Alle naturressurser i området vil i utgangspunktet kunne eksponeres for de utslipp av produsert vann som skjer fra installasjonene på Statfjord, men basert på eksisterende kunnskap er det i første rekke ulike stadier av fisk som anses som sårbare. I Tampenområdet er de fleste av de viktige fiskeslagene tilstede, så som sild, torsk, sei, hyse, rødspette, øyepål, tobis, makrell. Marine pattedyr og sjøfugl forekommer i området under vandring og i beiteperioder, men er ikke antatt å være sårbare overfor regulære utslipp av produsert vann.

#### Overvåking og resultater fra forskning

Komponenter i produsert vann som binder seg til partikler og sedimenterer, vil potensielt kunne påvirke bunnlevende organismer. I Tampenområdet har imidlertid sjøbunnsfaunaen vært overvåket i mer enn 20 år, og det har aldri vært mulig å se noen forbindelse mellom observerte effekter og utslipp av produsert vann.

Resultater fra vannsøyleovervåking og fra forskning på effekter av naturlige komponenter i produsert vann indikerer at de undersøkte organismene viser svake indikasjoner på biologiske effekter, men det er usikkerhet mht mulig betydning av disse signalene på lang sikt.

Utslippene av C<sub>4</sub>+ alkylfenoler reduseres vesentlig som følge av rensing med CTour. På denne bakgrunn, og med basis i forskning, er det grunn til å regne med at det i SFSF er en vesentlig redusert risiko for endokrine effekter på fisk, og at det ikke er fare for påvirkninger med betydning for fiskebestander.

Med de konsentrasjoner som er beregnet for Statfjordområdet vurderes det heller ikke som sannsynlig at PAH vil kunne føre til effekter på fiskebestander. Tatt i betraktning at PAH-forbindelser reduseres med ca 50% i forhold til dagens nivå, er det klart at Statfjord senfase reduserer risikoen for eventuelle skadevirkninger ytterligere.

## 1.6 Planlagte utslipp til sjø av produsert sand

Aktivitetsforskriftens §59 innebærer et krav om < 1 vektprosent oljevedheng på sand som slippes ut. For Statfjord innebærer dette installering av sandrenseanlegg på hver av plattformene. Statfjord-lisensen har påklaget dette kravet til Miljøverndepartementet og fått dispensasjon fra kravet fram til 31.12.2006.

Det er ikke påvist miljøkonsekvenser i forbindelse med utslipp av sand med oljevedheng. Kortidseffekter av dispergert olje som slippes ut sammen med sanden kan ikke utelukkes i utslippsstrålen, men det er usannsynlig at det vil være målbare effekter sett ut fra utslippets varighet og utbredelse.

Statoil mener at tiltaket med sandrensing for å imøtekomme myndighetenes regulering om <1 vektprosent oljevedheng på sand har liten miljømessig nytte og at den miljømessige nytten i forhold til kostnaden (226 millioner NOK) er svært lav.

Sandsyklon vil redusere utslippet av dispergert olje, men vaskeprosessen vil ha liten miljøeffekt. For å

eliminere eventuelle usikkerheter om lokale effekter i utslippsstrålen som følge av dispergert olje, mener prosjektet at andre tiltak enn sandrensing er mer relevante.

Prosjektet anbefaler derfor en alternativ strategi for håndtering av miljøproblemstillinger tilknyttet utslipp av sand. Felles for alle tiltakene som inngår er at disse ikke vil imøtekomme myndighetenes regulering om < 1 vektprosent olje på sand, men vil etter prosjektets vurdering ha en minst like stor miljønytte sammenlignet med renseanlegg for sand til en langt lavere kostnad.

Denne alternative strategien innebærer følgende tiltak:

- Installasjon av sandkontrollutstyr i de fleste brønner
- Overvåking av sandproduksjon
- Forbedre måleprogram for utslipp av dispergert olje og olje som vedheng på sand
- Optimalisering av jetteprosessen
- Vurdere bruk av forjetting i kombinasjon med automatisk jetting og installasjon av sanddetektorer

## 1.7 Akutte utslipp og beredskap

Relevante ulykkes scenarier i forbindelse med SFSF er:

- Oljeutslipp under overføring av olje fra lastebøye til skytteltanker
- Skipsulykke
- Oljelekkasje fra feltinterne rørledninger
- Svikt i lagringstank
- Ukontrollert utblåsning

De fleste av disse hendelsene vil forårsake begrensede oljeutslipp, eller ha svært liten sannsynlighet for å inntreffe.

En ukontrollert utblåsning fra plattformen er identifisert som dimensjonerende uhellshendelse.

En ukontrollert utblåsning vil kunne føre til utslipp av store mengder olje, og kan potensielt forårsake skade på naturressursene.

Utblåsningsscenariet har følgende spesifikasjoner:

- Sannsynlighet for at vil inntreffe:  $8,9 \times 10^{-4}$  (tilsvarer en hendelse hvert 1125 år)
- Utblåsningsrate: 1820 m<sup>3</sup>/dag
- Maksimal varighet: 90 dager

Den samlede miljørisikoen knyttet til en utblåsning er funksjon av sannsynligheten for hendelsen og beregnet miljøskade i forbindelse med en hendelse. Den svært lave sannsynligheten for en utblåsning kombinert med sannsynligheten for at sårbare biologiske ressurser er tilstede i det berørte området, innebærer at miljørisikoen i forbindelse med SFSF-prosjektet vurderes som svært lav eller ubetydelig.

Hvis en utblåsning skulle inntreffe, vil de mest utsatte ressursene være fiskeegg og -larver, sjøfugl på åpent hav og sårbare kysthabitater langs Norskekysten. Sannsynligheten for at sårbare kysthabitater eksponeres er imidlertid svært lav. Sårbare habitater langs kysten av Shetland er enda mindre utsatt.

Konsekvensene for sårbare ressurser i vannsøylen (dvs. fiskeegg og -larver) betraktes som små. Dette skyldes liten grad av overlapping mellom gyteområder for fisk og områder der konsentrasjonene av totalt-hydrokarbon er høyere enn PNEC (forventet konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter) for disse ressursene.

Potensielle skader på sjøfuglbestandene dersom en utblåsning skulle skje, er kategorisert som "ubetydelig" eller "moderat", dvs. at gjenoppbygging av bestanden etter en evt skade vil ta mindre enn 3 år. Sannsynligheten for at skader i dette omfanget vil forekomme er imidlertid svært lav.

Disse vurderingene inkluderer ikke effekten av beredskapstiltak. Dersom det skulle inntreffe et utilsiktet utslipp vil beredskapstiltak redusere miljøpåvirkningene ytterligere. Det er etablert en regional oljevernberedskap i Tampen-området som vil være dekkende for SFSF.



## 1.8 Avfallshåndtering

Statfjord senfase vil generere økt avfall i utbyggingsperioden sammenlignet med dagens drift. Det forventes imidlertid ingen spesielle avfallsproblemer som følge av SFSF med de avbøtende tiltak som vil iverksettes. Avfallshåndteringen for SFSF i driftsperioden og langt på vei i utbyggingsfasen vil kunne tilpasses til eksisterende transport og mottaksordninger på Statfjord-feltet.

For å sikre en forsvarlig avfallshåndtering i utbyggingsfasen i tråd med gjeldende krav og retningslinjer, vil det bli stilt krav til kontraktører om å dokumentere et HMS system/internkontrollsystem der avfallsstyring inngår.

## 1.9 Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet og sysselsettingsmessige virkninger er beregnet for SF-referansealternativet og SFSF.

Investerings- og driftskostnader for referansealternativet utgjør henholdsvis ca. 5.5 milliarder (2004 NOK) og 11 milliarder (2004 NOK). Tilsvarende tall for SFSF-alternativet er ca. 16 milliarder og 26 milliarder (akkumulert over perioden 2005-2018). Investeringer i SFSF-alternativet kommer i hele perioden 2004-2018, det vil si noe i forkant og etterkant av utbyggingsperioden (2005-2011). Kostnader knyttet til avslutning er beregnet til i størrelsesorden 11 milliarder for begge alternativer.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet, netto-nåverdi av henholdsvis inntekter og kostnader med en diskonteringsrente på 7% før skatt, er beregnet til om lag 12 milliarder 2004 NOK for referansealternativet og om lag 22 milliarder 2004 NOK for SFSF-alternativet.

Beregning av sysselsetting inkluderer direkte, indirekte og konsumbasert sysselsettingvirkninger.

Den samlede sysselsettingsvirkningen i referansealternativet er beregnet til 36.000 årsverk, med anslagsvis 20.500 i utbyggingsfasen (2005 – 2011) og 15.500 årsverk i avslutningsfasen.

SFSF-alternativet vil skape en samlet sysselsettingsvirkning på 79.300 årsverk i perioden 2005 – 2026, med anslagsvis 44.300 i utbyggingsfasen (2005 – 2011), 19.500 i driftsfasen og 15.500 i avslutningsfasen.

Sysselsettingsvirkninger av den nye gasssektorledningen kommer i tillegg.

## 1.10 Miljøstyring

Statoil har etablert en miljøpolitikk som støtter opp under målene om null skade på miljøet og bærekraftig utvikling. Statoils miljøpolitikk er vedtatt av selskapets toppledelse, og gjelder for alle av selskapets aktiviteter og for alle ansatte.

Forpliktelsene som følger av miljøpolitikken settes ut i livet ved at Statoil etablerer mekanismer og systemer for effektiv gjennomføring, måling, kontroll og forbedring av de aktiviteter og prosesser som iverksettes av selskapet og dets leverandører.

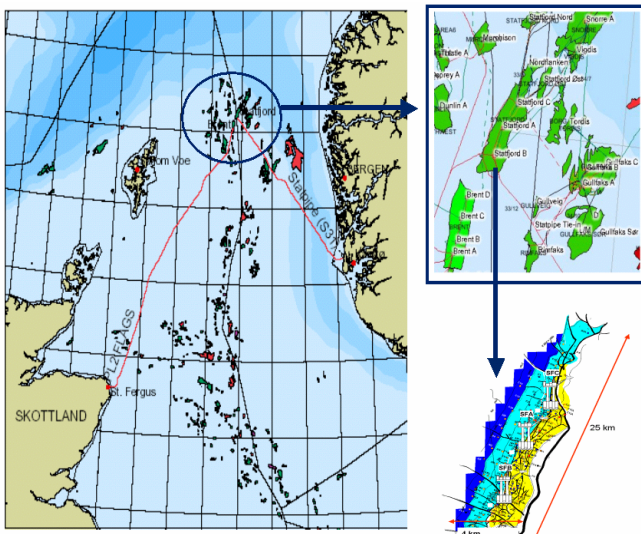
Et slikt system skal også gjelde for SFSF, og denne konsekvensutredningen fungerer som et planleggings- og beslutningsdokument innenfor rammen av systemet. I konsekvensutredningen er det angitt avbøtende tiltak og muligheter for forbedringer som skal vurderes i det videre planarbeidet. Disse tiltakene vil bli fulgt opp løpende av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen.

I tillegg vil det bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette er en del av prosjektets ordinære helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid (HMS) og i samsvar med Statoils egne retningslinjer for den videre prosjektutvikling.

## 2 Innledning

### 2.1 Statfjordfeltet

Statfjord-feltet er lokalisert i Nordsjøen, 220 kilometer nordvest for Bergen (på høyde med Sognefjordens utløp) og nordøst for Shetland. Feltet ligger på delelinjen mellom Norge og Storbritannia.



**Figur 2-1: Statfjord-feltet med Statfjord og Brent Plattformene**

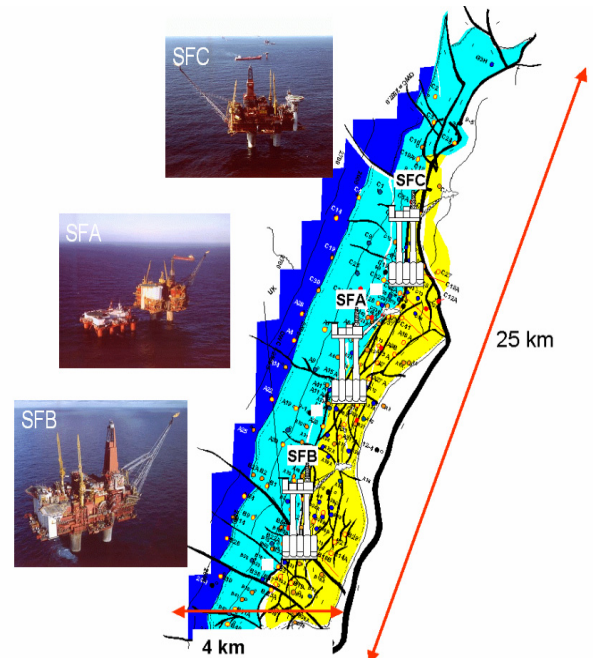
Feltet som betegnes som ”Statfjord Unit”, består av Statfjord- og Brent- formasjonene og utnyttes felles av den norske lisensen PL037 og de to britiske lisensene P104 og P293. Den norske eierandelen er per i dag ca. 85,5%, og den britiske ca. 14,5%.

Statfjord har vært det største oljeproduserende feltet på norsk sokkel, og har vært i produksjon siden 1979. Produksjon av gass kom i gang høsten 1985 og dannet grunnlaget for utbygging av gassrørledningen Gassled sone A. Statoil ASA overtok som operatør for Mobil i 1987.

De historiske høydepunktene for feltet kan oppsummeres som følger:

- Lisenstildeling 037; august 1973
- Leteboring startet; desember 1973
- Første funn; februar 1974
- Drivverdighetserklæring; august 1974
- Byggestart Statfjord A; september 1974
- Start produksjon, 1979
- Start gass-salg; oktober 1985

Statfjordfeltet er bygget ut med tre store bunnfaste betongplattformer for produksjon av olje- og gass, Statfjord A (SFA), Statfjord B (SFB) og Statfjord C (SFC). Plattformene fungerer som integrerte plattformer, og har både borefunksjon, prosessanlegg, lager for olje og boligkvarter.



**Figur 2-2: Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C**

SFA, SFB og SFC prosesserer i tillegg til egen olje og gass, også petroleum fra andre felt. Statfjord C prosesserer olje og gass fra satellittene Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna, mens Statfjord A ferdigprosesserer olje og gass fra Snorre A. Statfjord B fungerer som losse- og lagringscenter for olje fra Snorre B.

Ferdig prosessert olje fra alle plattformene blir bøyelastet og fraktet til mottaker med oljetankere. Gassen fra Statfjord A, B og C samles ved

Statfjord B, og transporteres i Gassled sone A A rørledningen til Kårstø (Norge) og via FLAGS rørledningen til St. Fergus (Skottland) for prosessering

## **2.2 Bakgrunn for Statfjord senfase-prosjektet og gasseksportørledningen Tampen link**

Produksjonen på Statfjord-feltet går med dagens dreneringsstrategi mot slutten. Statfjord A, B og C vil stenge ned sin egenproduksjon i 2009.

Ved endret dreneringsstrategi hvor reservoaret trykkavlastes (stopp i sjøvann- og gassinjeksjon), er det mulig å forlenge levetiden til feltet og utnytte en større andel av de gjenværende gass- og olje ressursene. Dette inkluderer også gjenvinning av tidligere injisert gass.

Statfjord senfase-prosjektet har siden 2001 vurdert ulike utbyggingsalternativer for å kunne sikre en slik økt verdiutnyttelse av Statfjord-feltet. Over 50 alternativer ble opprinnelig vurdert. Antall alternativer i tillegg til dagens dreneringsstrategi ble redusert til 16 i desember 2001, til fem i februar 2002 og til tre i september 2002.

Et studie for de tre mest lovende utbyggingsalternativene ble slutført i juni 2003. Disse alternativene ble sammenlignet med hverandre og med dagens dreneringsstrategi (referanse-alternativet). Prosjektet anbefalte modifikasjoner av eksisterende plattformer ("flaskehals-fjerning") for utbygging av Statfjordfeltet for senfase-produksjon. Anbefalingen ble gjort ut fra en samlet vurdering av tekniske, økonomiske, operasjonelle, miljø- og ressursmessige forhold. I forbindelse med valg av utbyggingsalternativ, ble det gjort en vurdering av konsekvenser for miljø- og samfunn av de ulike utbyggingsalternativene /89/.

Etter en videre optimalisering av det anbefalte utbyggingsalternativet høsten 2003, hvor blant annet det ble anbefalt å utføre investering og arbeid gradvis over en lengre tidsperiode, besluttet lisensen å modne dette frem mot en beslutning om videreføring i mars 2004. De to andre alternativene som ble vurdert, dvs ombygging av eksisterende plattformer til minimums prosesseringsplattformer i

kombinasjon med 1) bygging av ny plattform på Statfjord alternativt 2) transport og prosessering av olje og gass på Brent-plattformene på britisk side, ble skrinlagt. Utbyggingsalternativer og kriterier for valg er nærmere omtalt i vedlegg C.

I forbindelse med de ulike utbyggingsalternativene for prosessering av olje og gass, ble også alternative gasstransportløsninger vurdert. Eksport av all gass til Storbritannia gjennom en ny rørledning til FLAGS, men med mulighet for fortsatt transport av gass via Gassled sone A til Kårstø og til Storbritannia via Spur/NLGP, ble modnet fram mot beslutning om videreføring i mars 2004. Frem mot beslutning om gjennomføring er ytterligere gasstransportløsninger vurdert. Disse er nærmere omtalt i "Konsekvensutredning for Gasseksportørledningen Tampen Link" /1/.

## **2.3 Planer for utbygging og transport og traktater mellom Storbritannia og Norge**

Utnyttelse av petroleum fra Statfjordfeltet, krav til dokumentasjon samt godkjenning av planer og avtaler for feltet av begge lands myndigheter reguleres av Statfjord-traktaten av 1979. I kraft av "Overenskomst mellom Regjeringen i Kongeriket Norge og Regjeringen i Det Forente Kongeriket Storbritannia og Nord-Irland om utnyttelse av Statfjord-reservoarene og transport av petroleum fra disse" ("Statfjord-traktaten"), ref St.prp. nr.15 1980-81, vil det måtte utarbeides en feltutviklingsplan med påfølgende godkjenning hos begge lands myndigheter.

En slik feltutviklingsplan omtales som PUD i Norge (Plan for utvikling og drift) og oversettes med "Plan for Development and Operation of a petroleum deposit (PDO)". For Statfjord senfase omtales PUD som revidert PUD, fordi Statfjord er et felt i drift og planen omfatter modifikasjoner og ikke ny feltutbygging. PUD i Norge består av 2 deler. Del 1 (tekniske/økonomiske del) og del 2 (konsekvensutredning). I Storbritannia omtales en tilsvarende plan som FDP ("Field Development Plan") og oversettes med "Feltutviklingsplan". Konsekvensutredningen er ikke en del av FDP, men leveres som et grunnlag for godkjenning av FDP dersom prosjektet er konsekvensutredningspliktig. I samråd med begge lands myndigheter er det besluttet å utarbeide en felles plan for de planlagte

feltmodifikasjonene på Staffjord som tilfredstiller begge lands retningslinjer for henholdsvis PUD (del 1) og FDP.

I forbindelse med Staffjord senfase er det planlagt en ny gasseksportørledning for transport av gassen fra Staffjordfeltet. Utbygging av ny gasseksportørledning fra Staffjord B til FLAGS, Tampen Link, reguleres av rammetraktaten av 1998 mellom Norge og Storbritannia (98-traktaten). Denne rammetraktaten krever også behandling og godkjenning av begge lands myndigheter.

En slik plan omtales som PAD i Norge (Plan for anlegg og drift) og oversettes med "Plan for installation and operation of facilities for transport and utilisation of petroleum (PIO)". En tilsvarende plan for legging og drift av rørledningen omtales som PWA ("Pipeline Work Authorisation") i Storbritannia. I samråd med begge lands myndigheter er det også besluttet å utarbeide en felles plan for den planlagte rørledningen som tilfredstiller begge lands retningslinjer for henholdsvis PAD og PWA.

KU-dokumentasjon for feltmodifikasjoner og for gasseksportørledningen Tampen Link skal også være felles og skal tilfredstille henholdsvis britiske og norske utredningskrav og retningslinjer. Denne konsekvensutredningen omhandler feltmodifikasjonene i forbindelse med Staffjord senfase. Konsekvensutredningen for gasseksportørledningen Tampen Link er omtalt i et eget dokument/1/.

Forankring av KU i nasjonalt lovverk og prosessen mot begge lands myndigheter er den samme for de to konsekvensutredningene og er omtalt i de følgende kapitler.

## **2.4 Formålet med konsekvensutredningen**

I Norge er konsekvensutredningen en integrert del av planleggingen av større utbyggingsprosjekt og en del av PUD og PAD. KU skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold.

KU skal være med på å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne

beslutningsprosessen, samt sikre offentligheten informasjon om prosjektet. Prosessen skal være åpen og gi ulike aktører anledning til å uttrykke sin mening samt påvirke utformingen av prosjektet.

Formålet med en KU i Storbritannia er tilsvarende som i Norge, og skal sikre at forhold knyttet til miljø og naturressurser blir ivaretatt av Secretary of State for Trade and Industry (SoS) før det tas beslutning om samtykke til offshore aktiviteter. KU-dokumentet, som omtales som ES (Environmental Statement), skal sikre at vedkommende myndighet, formelle høringsinstanser, frivillige organisasjoner og offentligheten blir forelagt utredningen av de sannsynlige miljøvirkningene av den foreslåtte aktiviteten. Størrelsen og omfanget av konsekvensutredningen står alltid i forhold til omfanget og typen aktivitet, men den skal alltid utrede foreslåtte aktiviteter og konsekvensene av disse/119/.

KU i Storbritannia er ikke del av FDP eller PWA, men utredningsplikt for KU må være oppfylt for at disse planene skal kunne godkjennes. I tillegg er det flere andre tillatelser og samtykker som må være på plass før FDP og PWA kan godkjennes.

## **2.5 Lovverkets krav til konsekvensutredning**

### **2.5.1 Internasjonalt lovverk**

Kravet til KU er gjenspeilet i EUs regelverk som både Norge og Storbritannia har implementert. EUs Rådskdirektiv 97/11/EC som er et endringsdirektiv til Rådskdirektiv 85/337/EEC, krever KU for offentlige- og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Mulige grenseoverskridende miljøkonsekvenser er regulert gjennom FNs konvensjon om "KU for grenseoverskridende miljøkonsekvenser" (ESPOO (EIA) konvensjonen, 1991).

### **2.5.2 Norsk lovverk**

Det planlagte prosjektet inklusive den planlagte gasseksportørledning til Storbritannia, er

konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, §§ 4.2 og 4.3.

Forskrift til Petroleumsloven, §§ 20, 22, 22a, 22b, 22c og 29, regulerer nærmere hva en konsekvensutredning skal inneholde. Forurensningslovens §13 har også bestemmelser om melding (utredningsprogram) og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

### 2.5.3 *Britisk lovverk*

Kravet til KU er regulert av Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations (1999).

DTI (Department of Trade and Industry) som er regulerende myndighet for olje- og gassutbygginger, krever en felles konsekvensutredning for Norge og Storbritannia samt en KU-prosess i Storbritannia. Det er blant annet henvist til ESPOO konvensjonen og Statfjordtraktaten.

## 2.6 **Forholdet mellom britisk og norsk lovverk og formelle krav til KU-dokumentasjon**

I en norsk KU kun ment for norske myndigheter og høringsinstanser, er konsekvensutredningsprosessen og krav til dokumentasjon kjent. Det samme gjelder for en britisk konsekvensutredning mot britiske myndigheter og høringsinstanser. Konsekvensutredningsprosessen og krav til innhold i KU-dokumentene omtales derfor vanligvis ikke i detaljer. I denne konsekvensutredningen som er felles mot norsk og britiske myndigheter og høringsinstanser, er det imidlertid nødvendig å gi en oversikt over prosessene i de respektive land samt krav til innhold i dokumentene. Dette kapitlet beskriver krav til KU-dokumentasjon i Storbritannia og Norge, mens kapittel 2.7 gir en oversikt over KU-prosessen.

### 2.6.1 *Konsekvensutredningsprogram*

I Norge stilles det krav til konsultasjon forut for utarbeidelse av konsekvensutredningen ved høring av et KU-utredningsprogram. Forskrift til

Petroleumsloven regulerer krav til utredningsprogrammet (§22):

*"Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsførekomst sende departementet et forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, av antatte virkninger for andre næringer og miljø, herunder eventuelle grenseoverskridende miljøvirkninger. Videre skal forslaget klargjøre behovet for dokumentasjon. Dersom det er utarbeidet en konsekvensutredning for det området hvor utbyggingen planlegges gjennomført, skal forslaget klargjøre behovet for ytterligere dokumentasjon eller oppdatering".*

Formålet med KU-programmet er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Utredningsprogrammet danner grunnlaget for konsekvensutredningen, og blir fastsatt av ansvarlig myndighet (Olje og Energidepartementet) etter en forutgående offentlig høring.

Gjennom uttalelser til programmet, har både myndigheter og andre høringsinstanser mulighet til å påvirke hva som skal utredes i KU og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutninger som skal tas.

Det er ingen formelle krav i britisk lovverk til konsultasjon forut for utarbeidelse av konsekvensutredningen. Operatøren er imidlertid sterkt oppfordret til i løpet av konsekvensutredningen å foreta uformell høring blant interessenter, som myndigheter, miljø- og naturverngrupper, særinteressegrupper, brukere av gjeldende havområde og eventuelt andre berørte deler av offentligheten. De aktuelle miljømyndighetene bør også trekkes inn i denne prosessen. Erfaring med forskriften/119/ har tydelig vist at en slik uformell høring kan identifisere potensielle problemer før utarbeidelsen av KU-dokumentet og dermed redusere eller forhindre forsinkelser som kan oppstå på det formelle høringsstadiet i prosessen. Videre stadfester retningslinjene til Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations (1999) at utarbeidelse av et konsekvensutredningsprogram, som oppsummerer

den foreslåtte aktiviteten, belyser følsomme områder og foreslår avbøtende tiltak, har vist seg å være et svært verdifullt hjelpemiddel i de tidlige, uformelle høringene og kan betraktes som beste praksis, særlig for store prosjekter eller prosjekter i potensielt følsomme områder/119/.

Siden den britiske høringene før KU utarbeides er uformell, er det følgelig heller ikke formelle krav til hvordan et slik dokument i den forbindelse skal utformes. Norsk lovverk krever derimot et relativt omfattende utredningsprogram med gitte krav til innhold og høringsprosess.

Britiske myndigheter har som nevnt krevd en felles konsekvensutredning som omfatter tiltak på både norsk og britisk side og en tilhørende høringsprosess i UK. Det ble derfor også funnet hensiktsmessig å utarbeide et felles dokument ifb med konsulteringen i forkant av konsekvensutredningen (scoping-fasen) for å få et omforent innhold i den videre utredningsprosessen, samt å sikre begge lands høringsinstanser god oversikt over sammenhengene i prosjektet.

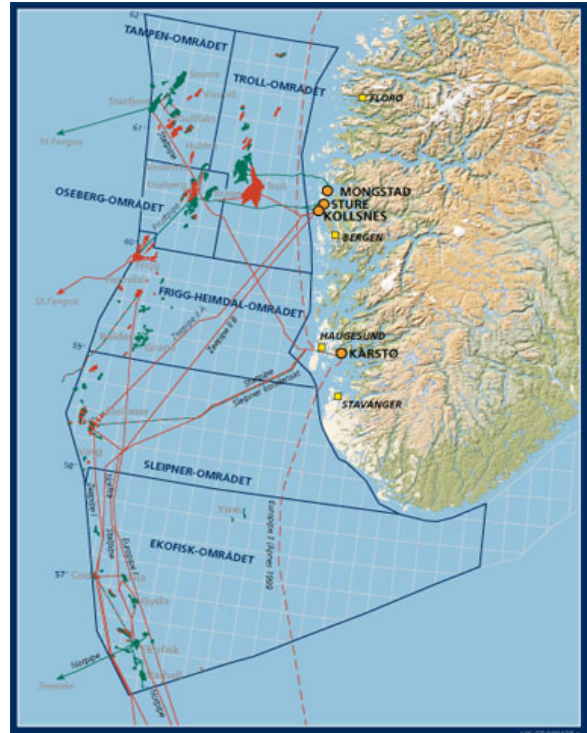
Utredningsprogrammet/86/ som ble sendt på høring både i Storbritannia og i Norge i april 2004 omfattet både feltmodifikasjoner og ny gasseksportørledning. Programmet og de mottatte høringsuttalelser er nærmere beskrevet i kapittel 2.9 og vedlegg B.

## 2.6.2 Regionale og strategiske konsekvensutredninger

### 2.6.2.1 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen (RKU-Nordsjøen) ble godkjent av norske myndigheter i 1999. I henhold til retningslinjer gitt av Olje- og energidepartementet (OED), kan konsekvensutredningsplikten ved nye utbyggingsprosjekter oppfylles enten ved en feltspesifikk konsekvensutredning, ved en kombinasjon av en feltspesifikk utredning og en regional utredning eller i enkelte tilfeller gjennom en regional konsekvensutredning alene.

For Statfjord senfase er det utarbeidet en feltspesifikk konsekvensutredning, men hvor en for enkelte utredningstema henviser til RKU-Nordsjøen/96/.



Figur 2-3: RKU Nordsjøen

RKU Nordsjøen (figur 2-3) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N. Området er delt inn i 6 delområder: Tampen-området hvor Statfjordplattformene er lokalisert, Troll-området, Oseberg-området, Frigg-Heimdal-området, Sleipner-området og Ekofisk-området. Følgende kilder til utslipp og andre miljøpåvirkninger er inkludert i RKU:

- Utbygde og planlagt utbygde felt
- All transportaktivitet med skip og helikopter.
- Rørledninger på og mellom feltene samt større eksportørledninger.
- Planlagte leteboringer.

### 2.6.2.2 *Strategisk konsekvensutredning i Storbritannia*

Tilsvarende regionale konsekvensutredninger utarbeides ikke for britisk sektor. Derimot er det utarbeidet strategisk konsekvensutredninger.

Den strategiske konsekvensutredningen (SEA-Strategic Environmental Assessment) er en prosess som skal beskrive og evaluere de forventede miljømessige konsekvensene av en politikk, plan eller et program. SEA gjennomføres på et strategisk nivå i motsetning til KU som gjennomføres i forbindelse med en konkret utbygging eller aktivitet.

I 1999 innførte DTI en praksis med å gjennomføre SEA som et ledd i lisenstildelingen til havs, og som et hjelpemiddel til å fastslå i hvilke områder det bør tilbys lisenser for utbygging av olje- og gassforekomster. På denne måten foregrep DTI gjennomføringen av Europaparlaments- og rådsdirektiv 2001/42/EF om vurdering av miljøvirkningene av visse planer og programmer, som vil bli obligatorisk for en lang rekke aktiviteter, hovedsaklig landbaserte, fra 2004. Dette betyr at konsekvensutredninger som gjelder enkeltprosjekter, nå kan dra nytte regionale vurderinger, tilleggsdata og informasjon og i forbindelse med konkrete forslag knyttet til utvinning og produksjon.

I denne konsekvensutredningen for Statfjord-senfase feltmodifikasjoner er informasjon fra den strategiske konsekvensutredningen benyttet.

### 2.6.3 *Innhold og Struktur på KU-dokumentene*

Innholdet i KU dokumentet for feltmodifikasjoner og gasseksportørledningen Tampn Link /85/ er bestemt av hvert lands krav og retningslinjer, utredningsprogrammet samt uttalelser til programmet. Retningslinjene fremgår av følgende dokumenter: "Guidance Notes on the Offshore Petroleum Production an Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations"/119/ ("Veiledning til forskrift om petroleumsproduksjon og rørledninger til havs (konsekvensutredning") og Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og

drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)/116/.

Tema som er utredet og detaljeringsgrad kan avvike noe fra en typisk KU slik den normalt forventes på henholdsvis norsk og britisk side. Eksempelvis er konsekvenser for samfunn et tema som vanligvis ikke utredes i en britisk KU. Derimot utredes ofte konsekvenser for miljø mer detaljert på britisk side enn på norsk side.

Retningslinjer og krav til innholdet i konsekvensutredninger i Norge og Storbritannia er likevel vurdert som relativt like og kan summeres i følgende punkter:

- Sammendrag ("Non technical summary" i Storbritannia)
- Lovverk
- Kommentarer til KU-programmet (Resultat av konsultasjoner i Storbritannia)
- Alternative utbyggingsløsninger
- Begrunnelse for valg av utbyggingskonsept ut fra tekniske, økonomiske, sikkerhetsmessige og miljømessige kriterier
- Beskrivelse av valgt konsept
- Beskrivelse av
  - miljø
  - naturressurser (for offshore utbyggingsprosjekter - fiskeri)
  - andre brukerinteresser
  - sosio-økonomisk forhold (bare i Norge)
- Konsekvenser av valgt konsept for
  - miljø
  - naturressurser
  - andre brukerinteresser
  - samfunn
- Foreslåtte avbøtende tiltak beskrives sammen med et miljøprogram, hvor valg av tiltak blant annet beskrives ut fra gjennomførbarhet, sikkerhet og kost-nytte vurderinger.

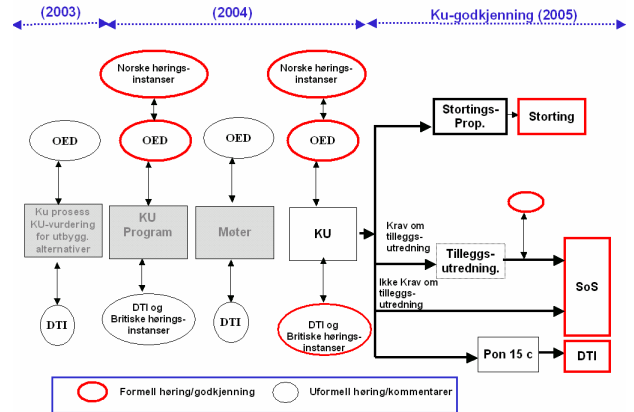
## 2.7 **Konsekvensutredningsprosessen mot norske og britiske myndigheter**

Myndighetsbehandling av KU samt godkjenning av planer for feltmodifikasjoner (PUD/FDP) og gasseksportørledningen Tampen link (PAD/PWA), vil bli foretatt av både norske og britiske myndigheter i henhold til nasjonalt lovverk.

Proessen mot norske og britiske myndigheter er etablert i henhold til retningslinjer utarbeidet for saksbehandling av KU som beskrevet i vedlegg A, avtaler mellom Norge og Storbritannia, herunder Statfjord-traktaten og 98 traktaten, erfaring fra tidligere utbygginger og basert på samtaler og møter med norske og britiske myndigheter. Proessen er vist i Figur 2-4.

Figuren viser at i tillegg til de formelle KU dokumentene, ble proessen startet med utarbeidelse av en konsekvensvurdering av de aktuelle utbyggingsalternativer i 2003, hvor alternativene 1) Ny plattform, 2) Feltmodifikasjoner (Flaskehalsfjerning) og 3) Prosessering på Brent ble vurdert og sammenlignet. Denne miljøvurderingen /4/, ble sendt som informasjon både til OED og DTI. Formålet med utredningen var å belyse konsekvenser for miljø og samfunn for alternative utbyggingsløsninger, og skulle være et ledd i fastsettelsen av den videre prosess mot henholdsvis norsk og britiske myndighet. Deretter fulgte KU program og endelig konsekvensutredning. Konsekvensutredningen vil bli behandlet av Stortinget i Norge og av Secretary of State i Storbritannia.

Det er har vært jevnlig møter med både britiske og norske myndigheter underveis i proessen. Figur 2-5 og Figur 2-6 viser tidsplan for proessen mot henholdsvis norske og britiske myndigheter. Tidsplan for prosjektet er vist i kapittel 3.



Figur 2-4: KU prosess for Statfjord senfase og nytt gass eksportør

KU norske myndigheter		2004					2005			
Aktivitet	Periode/ dato	Mar	Mey	Jul	Sep	Nov	Jan	Mar	Mey	
Møte med OED for diskusjon av prosess og lowerkrets grunnlag for KU	18. februar 2003									
Konsekvensvurdering av utbyggingsalternativer	01. juli 2003									
Forslag til Ku-program	02. april 2004									
Høring av Ku-program	April-primo juli 2004									
Møte med OED for status gjennomgang og diskusjon av prosess	08. og 14. juni 2004									
Forslag til struktur for KU dokumenter	06. september									
Godkjenning av utredningsprogram	13. oktober 2004									
Draft KU tilgjengelig for kommentarer	01. November 2004									
Innsending av KU (PUD/PAD del 2) til OED	15. november 2004									
Høring av KU	Slutt nov'04- Slutt feb'05									
Drøfting av kommentarer til KU og tilbakemelding til OED	Primo mars									
Innsending av revidert PUD/FDP og PAD/PWA	25. februar 2005									
Antatt beslutning i Stortinget før....	15. juni 2005									

Figur 2-5: Tidsplan for KU mot norske myndigheter



		KU mot britiske myndigheter												
Aktivitet	Periode / dato	2003				2004				2005				
		Apr	Jun	Aug	Oct	Dec	Feb	Apr	Jun	Aug	Oct	Dec	Feb	Apr
Møte med DTI for diskusjon av prosess, lovverkets grunnlag for KU (OED tilstede)	07 mai 2003	●												
Konsekvensvurdering av utbyggingsalternativer	01 juli 2003	●												
Møte med DTI for diskusjon av prosess for KU med det valgte utbyggingsalternativet	12 januar 2004					■								
Forslag til Ku-program	05 april 2004						●							
Uformell høring av Ku-program	April-mai 2004						■							
Møte med DTI for status gjennomgang og diskusjon av prosess (OED tilstede)	02 juli 2004						●							
Forslag til struktur for KU dokumenter	06 september													
Møte med DTI for statusgjennomgang av KU for ny gass eksportørledning SFB-FLAGS og for diskusjon disposisjon av KU dokumenter/KU format. OED,FRS og JNCC tilstede på møtet	07 september 2004													
Draft KU tilgjengelig for kommentarer	01 November 2004													
Innsending av KU dokument (ES) til høring, innsending av PoN 18 og offentliggjøring i britisk presse.	30 november 2004													
Høring av KU (minimum 4 uker)	Primo des'04-Med jan'05													
Innlevering av draft PWA	23. desember 2004													
Eventuell drøfting av kommentarer og tilbakemelding til DTI	Februar 2005													
Innsending av søknad om bruk av kjemikalier (Pon 15C)	01. Februar 2005													
Innlevering av FDP/rev. PUD og endelig PWA/PAD	25. februar 2005													
Studier for eventuelle ytterligere utredninger	Mars 2005													
Tilbakemelding fra DTI/SoS om KU er akseptert/ utredningsplikten er oppfylt, eller om ytterligere utredning er påkrevet	Mars 2005													
Høring av eventuelle ytterligere utredninger	April 2005													
Drøfting av eventuelle nye kommentarer og tilbakemelding til DTI	Mai 2005													
Beslutning om samtykke vil kunne gis av SoS før...	15. juni 2005													

Figur 2-6: Tidsplan for KU mot britiske myndigheter

## 2.8 Søknader, samtykker, tillatelser og opplysningsplikt i tillegg til revidert PUD/FDP

I tillegg til godkjent PUD/FDP vil det måtte innhentes tillatelser og samtykker både fra norske og britiske plan- og konsesjonsmyndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, andre kan vente til utbyggingsfasen, og noen er kun relevante for nedstengningsfasen.

Hvilke tillatelser og samtykker som må innhentes er i hovedtrekk avklart med norske og britiske myndigheter. Tillatelser som gjelder feltmodifikasjoner kreves først og fremst av norske myndigheter.

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser og samtykker som må innhentes fra plan- og konsesjonsmyndighetene for feltmodifikasjonene mot norske myndigheter. Det er ingen samtykker eller tillatelser som må innhentes fra britiske myndigheter på tilsvarende nivå.

Søknader om utslippstillatelser etter forurensningslovens § 11. Myndighet er Statens forurensningstilsyn (SFT)

- Utslippstillatelse for borefasen
- Utslippstillatelse for installasjonsfasen
- Utslippstillatelse for driftsfasen

Produksjonstillatelse etter Petroleumsloven for utvinning, prosessering og faking av hydrokarboner. Myndighet er OED.

Behovet for å innhente andre tillatelser enn de som er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

I henhold til Opplysningsforskriften (§ 5), er det også satt krav om samtykke til enkelte petroleumsaktiviteter. Operatøren må bl.a. ha samtykke:

- Samtykke til bruk av borerigg før boring av brønner (samtykkesøknad etter Petroleumsloven). Myndighet er oljedirektoratet (OD).

- For gjennomføring av bemannede undervannsoperasjoner. Myndighet er Oljedirektoratet.
- For å ta en innretning eller deler av den i bruk. Myndighet er Oljedirektoratet

Dersom forutsetningene for samtykkende endres vesentlig, kan tilsynsmyndighetene kreve at operatøren henter inn et nytt samtykke før aktivitetene føres videre.

## 2.9 Utredningsprogrammet

Utredningsprogrammet som omfattet både feltmodifikasjonene og gasseksportørledningen ble sendt på høring primo april. Høringskommentarer ble mottatt fra britiske høringsinstanser i april/mai 2004, og norske høringsinstanser avga uttalelser i juni 2004 etter en 3 måneders høringsperiode.

Endelig programmet for konsekvensutredningen, fastsatt av OED i brev av 13 oktober 2004, er vedlagt denne konsekvensutredningen (vedlegg B). Dette kapitlet oppsummerer kommentarer fra britiske og norske høringsinstanser, mens høringsuttalelsene er gitt i vedlegg B.

Kommentarer fra norske høringsinstanser er hovedsakelig knyttet til feltmodifikasjonene og ikke til ny gasseksportørledning. Ingen av de britiske høringsinstansen har kommet med kommentarer knyttet til feltmodifikasjoner. Kommentarer fra britiske høringsinstanser er knyttet til planlagt gasseksportørledning fra SF-FLAGS og er

nærmere omtalt i KU for gasseksportørledningen Tampen Link /1/.

Følgende britiske høringsinstanser fikk programmet til høring.

- 1.DTI-Department of Trade and Industry,
- 2.DEFRA-Department of Environment Food and Rural Affairs, Rural and Marine Environment Division,
- 3.CEFAS, Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science
- 4.European Wildlife Division (EWD), avdeling av DETR (Department of Environment, Transport and the Regions)
- 5.Fisheries Research Services , FRS Marine Laboratory,
- 6.JNCC-Joint Nature Conservation Committee,
- 7.MCA-Maritime Coastguard Agency,
- 8.Ministry of defence liaison, Head Office,
- 9.NFFO -National Federation of fishermen's Organisations,
- 10.Chief Fisheries Liaison Officer,
- 11.Scottish Fishermen's Federation,
- 12.RSPB –Royal Society for the Protection of Birds,
- 13.Scottish Environmental Protection Agency,
- 14.Scottish Environment Link,
- 15.Scottish Natural Heritage,

Tabell 2-1 viser hvilke norske høringsinstanser som har gitt uttalelser til programmet, og gir referanse til hvilke kapitler i denne konsekvensutredningen som nærmere belyser kommentarene.

**Tabell 2-1: Oppsummering av høringsuttalelser**

Høringsinstans*	Kommentar til tema	Kapittel referanse
Fiskeridepartementet (FD)	Ingen kommentarer utover FiD, KD, og HI sine kommentarer	
Fiskeridirektoratet (FiD)	Ingen	
Kystdirektoratet (KD)	Ingen	
Havforskningsinstituttet (HI)	Produsert vann Klargjøring av ledninger	Kapittel 6.2 Ku for Tampen Link /1/
Norges Fiskarlag (NFL)	Produsert vann Utslipp av oljeholdig sand	Kapittel 6.2 Kapittel 6.3
Miljøverndepartementet (MD)	Ingen kommentarer utover SFTs kommentarer	
Statens forurensningstilsyn (SFT)	Boring Produsert vann og avbøtende tiltak Utslipp av oljeholdig sand Utslipp til luft og avbøtende tiltak	Kapittel 5.1 og 6.1 Kapittel 6.2 Kapittel 6.3 Kapittel 5 og vedlegg F
Direktoratet for Naturforvaltning (DN)	Generelt om kunnskapsgrunnlaget for det marine økosystem Sårbare Naturressurser Miljøovervåking	Kapittel 4 og vedlegg E
Fylkesmannen i Rogaland	Utslipp til luft Produsert vann Oljeholdig sand RKU Nordsjøen	Kapittel 5 Kapittel 6.2 Kapittel 6.3 Vedlegg B
Sogn og Fjordane Fylkeskommune	Økning i aktivitetsnivå for Sogn og Fjordane	Kapittel 9
Arbeids- og administrasjons-departementet (AAD)/ Petroleumstilsynet(Ptil)	AAD:Ingen kommentarer utover kommentarer fra Ptil Ptil: Ingen kommentarer til ytre miljø.	
Fylkesmannen i Sogn og Fjordane	Uhellsutslipp	Kapittel 7

\* Følgende norske høringsinstanser har ikke gitt kommentarer: Forsvarsdepartementet, Arbeidsdirektoratet, Direktoratet for Arbeidstilsyn, Oljedirektoratet, Riksantikvaren, Fylkesmannen i Hordaland, Hordaland fylkeskommune, Rogaland Fylkeskommune, Norges Naturvernforbund, Natur og ungdom, Miljøstiftelsen Bellona, Norsk institutt for by og regionforskning, Norges Miljøvernforbund.

## 2.10 Utredningsomfang og underlagsrapporter for KU

Underlagsrapporter som har blitt utarbeidet som del av KU dokumentasjonen for å beskrive konsekvenser av feltmodifikasjoner er vist i tabell Tabell 2-2.

Tabell 2-2: Underlagsrapporter til KU

Studie	Utførende institusjon	Nøkkelord	Referanse
Beskrivelse av naturressurser og miljørisikoanalyse	Alpha Miljørådgivning	Naturressurser og SMO Dimensjonerende akutt utslipp Oljedriftsbergning og influensområde Eksponerings- og skadebasert analyse Vurdering av oljevernberedskap	/84/
Konsekvenser av utslipp av oljeholdig sand i forbindelse med jetting	Akvaplan Niva	Prognoser for sandproduksjon og utslipp Akutte og kroniske effekter av utslipp av sand med oljevedheng. Kost-nytte av tiltak	/49/
Konsekvenser av produsert vann	Rogalandsforskning	Kortids- og langtidseffekter av produsert vann for Staffjord Senfase og Staffjord referansealternativ basert på miljørisikoanalyse og resultater fra forskning	/31/
Konsekvenser for samfunn	Rogalandsforskning	Samfunnsøkonomi Vare og tjenesteleveranser Sysselsetting	*

\*Rapporten er innarbeidet i sin helhet i denne konsekvensutredningen

### 3 Beskrivelse av prosjektet

#### 3.1 Rettighetshavere, eierforhold

Rettighetshavere til Statfjord-feltet og de respektive eierandelene er vist i Tabell 3-1.

**Tabell 3-1: Rettighetshavere og eierandel**

Statoil Asa (operatør)	44,33688%
ExxonMobil Norge AS	21,36717%
Norske ConocoPhillips AS	10,32747%
AS Norske Shell	8,54687%
Enterprise Oil Norge AS (Shell)	0,89030%
ConocoPhillips (U.K) Limited	4,84377%
Britoil	4,84377%
Centrica	4,84377%

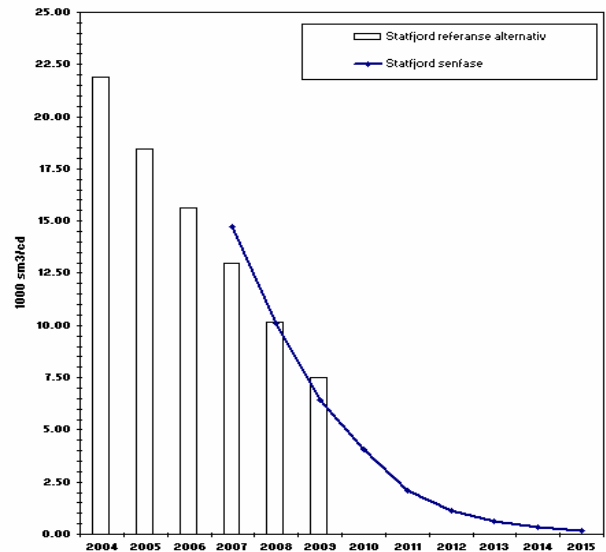
#### 3.2 Ressurser og produksjonsplaner

Statfjordfeltet dekker et område på 100 kvadratkilometer, er over 25 kilometer langt og 4 kilometer bredt. Feltet består av to olje- og gassførende sandsteinslag, Statfjord og Brent reservoaret, som ble avsatt på bunnen av det geologiske Nordsjø-bassenget i Jura-tiden for 150 millioner år siden.

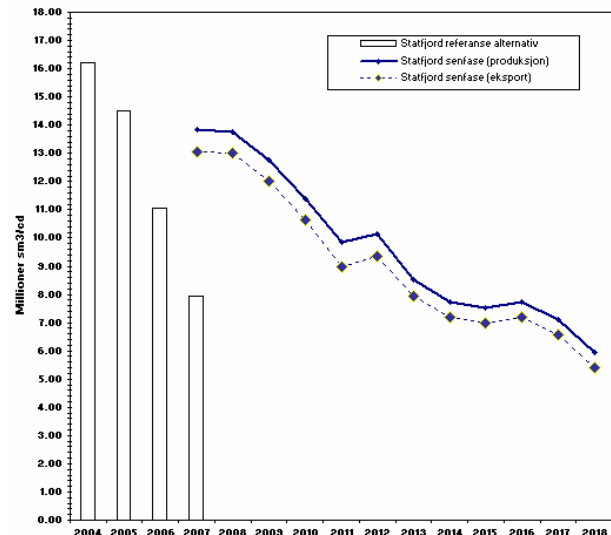
Statfjord senfase-prosjektet (SFSF) er basert på endring i dreneringsstrategien for å øke utvinningsgraden for feltet. Utvinningsgraden for olje vil nå 68% og 74% for henholdsvis olje og gass, som er svært høyt i både nasjonal og internasjonal sammenheng.

Ved å gå fra trykkvedlikehold (dagens strategi) til trykkavlastning (senfase) vil reservoartrykket gradvis reduseres både for Brent- og Statfjord-reservoaret. Trykksenkning under kokepunktet vil medføre at den oppløste gassen frigjøres fra oljen, strømmer oppover og danner en sekundært gasskappe som kan utvinnes. De første årene vil gassen primært komme fra Statfjord-reservoaret, hvor det sekundære gasslaget først og fremst består av gass som er injisert tidligere i feltets historie. Den sekundære gasskappen fra Brent-reservoaret vil produseres etter hvert som den når toppen av reservoaret. Etter at gassinjeksjonen stanses i 2007, vil all gass eksporteres via den nye gasseksportørledningen Tampen Link.

Prognoser for olje- og gassproduksjon fra Statfjord hovedfelt for SFSF og Statfjord referansealternativ er vist i Figur 3-1 og Figur 3-2. Figur 3-2 viser også gasseksport fra Statfjord-hovedfelt i SFSF<sup>1</sup>.



**Figur 3-1: Oljeprofiler for Statfjord-hovedfelt(1000Sm<sup>3</sup>/dag)**



**Figur 3-2: Gassprofiler for Statfjord-hovedfelt (MillionerSm<sup>3</sup>/dag)**

<sup>1</sup>Gasseksport for SFSF i 2007 gjelder kun for årets siste 3 måneder.

Tabell 3-2 viser økonomisk utvinnbare ressurser sammenlignet med referansealternativet. Økonomisk utvinnbare ressurser er vanligvis noe mindre enn teknisk utvinnbare ressurser, og er definert som de ressurser som det er lønnsomt å utvinne. Summen av tørrgass og NGL i tabellen under tilsvarer produksjon av våtgass fra feltet vist i figuren over, men er presentert i forskjellige enheter.

**Tabell 3-2: Økonomisk-utvinnbare reserver**

Økonomiske reserver	SF-Referanse alternativ (04-09)	SFSF (06-18)	Differanse
Olje(MSm <sup>3</sup> )	31,7	35,1	3,4
Tørrgass (GSm <sup>3</sup> )	6,3	36,7	30,4
NGL(mill. tonn)	2,3	11,6	9,3

### 3.3 Utbyggingsalternativer for prosessering av olje og gass og kriterier for valg

Tre utbyggingsalternativer for prosessering av olje og gass ble utviklet frem til valg av utbyggingsalternativ:

*Alternativ 1-Ny plattform*

*Alternativ 2-Flaskehalsfjerning-Ombygging og modifikasjoner av eksisterende plattformer*

*Alternativ 3-Prosessering på Brent*

Disse ble sammenlignet med hverandre og referanse alternativet (dagens dreneringsstrategi). Valg av utbyggingsalternativ ble redegjort for i program for konsekvensutredning og er oppsummert i vedlegg C.

**Alternativ 2- Ombygging og modifikasjoner av eksisterende plattformer** er valgt som utbyggingsalternativ for prosessering av olje- og gass, og er utviklet videre til beslutning om gjennomføring.

Utbyggingsalternativet ble i en helhetsvurdering rangert som det beste, på grunn av:

- Lønnsomhet
- Flexibilitet
- Ressursutnyttelse

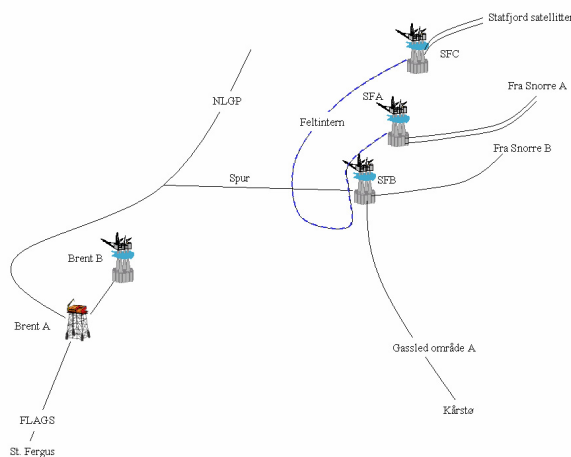
Modifikasjoner ved de eksisterende SF-plattformene ble også i en totalvurdering av miljø vurdert som det beste alternativet både for Norge og Storbritannia.

Alternativet innebærer store modifikasjoner av eksisterende plattformer på Statfjord, og transport av gass til Storbritannia via en ny gasseksportørledning (Tampen link).

De største endringer fra dette alternativet slik det er beskrevet i utredningsprogrammet til det grunnlaget som foreligger i dag, er at SFA vil stenge ned tidligere enn planlagt (2012). Arbeidsomfanget på denne plattformen er dermed redusert i forhold til tidligere planer. SFB og SFC vil produsere fra 2008 til og med 2018.

En kort beskrivelse av ombyggings- og modifikasjonsarbeidet er gitt i kapittel 3.5.2. Boreprogrammet er beskrevet i kapittel 3.5.1. Kapittel 3.4 gir en kort beskrivelse av Statfjord-referansealternativ.

### 3.4 SF- referansealternativ-Dagens dreneringsstrategi (2004-2009)



**Figur 3-3: SF-Referansealternativ**

Som nevnt innledningsvis, prosesserer SFA, SFB og SFC også petroleum fra andre felt. Statfjord C prosesserer olje og gass fra satellittene Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna, mens Statfjord A ferdigprosesserer delvis prosessert olje og gass fra Snorre A. Statfjord B fungerer som losse- og

lagringscenter for olje fra Snorre B. Ferdig prosessert olje fra alle plattformene blir bøyelastet og fraktet til mottaker med oljetankere. Gassen fra Statfjord A, B og C samles ved Statfjord B, og transporteres i rør (Gassled sone A) til Kårstø (Norge) og via FLAGS til St. Fergus (Skottland) for prosessering.

Statfjord-referanse alternativ er basert på Statfjord drift sitt budsjett- og arbeidsprogram for perioden 2004-2009.

### Boreanlegg

Det vil ikke bli gjennomført store endringer for boreanlegg. Planlagte oppgraderinger for boreanlegg begrenser seg til oppgraderinger for å opprettholde krav til teknisk tilstand og HMS. Plugging av brønner vil starte i 2010.

### Modifikasjoner på plattformene

Modifikasjoner på plattformene vil gjennomføres for å opprettholde teknisk tilstand og sikkerhetsnivå. HMS arbeidet på Statfjord er basert på nullutslippstankegangen og er beskrevet detaljert i Statfjord sitt HMS-program/92/. Tiltak for å nå målet om null skadelige utslipp er beskrevet i Statfjords nullutslippsrapport/90/, og medfører blant annet installering av CTour-teknologien for rensing av produsert vann (se kapittel 5 og 6 for planlagte miljøtiltak for utslipp til luft og vann).

Dersom SFSF ikke blir vedtatt implementert, vil modifiseringene på plattformene gradvis reduseres mot 2009 når feltet planlegges stengt ned.

Nedstengning av feltet er planlagt som for SFSF (kapittel 3.8)

## 3.5 Valgt utbyggingsløsning – Ombygging og modifikasjoner av Statfjordplattformene

### 3.5.1 Bore- og brønnoperasjoner

#### 3.5.1.1 Boreoperasjoner

Boring av nye brønner vil bli utført fra hver av de tre plattformene SFA, SFB og SFC. Boring vil starte i januar 2006, og vil fortsette inn i driftsfasen til 2011. I tillegg vil eksisterende brønner

rekompletteres for gassproduksjon. Enkelte tidligere vanninjeksjonsbrønner vil konverteres til vannproduksjon med ESP-pumper (Electrical Submerged Pumps).

Det er planlagt for totalt 76 brønner, hvorav 26 av disse er nye brønner, 38 er gass- og væskeprodusenter som re-kompletteres til gassløft og 12 brønner er vannsoneprodusenter med ESP-pumper. Boreprogrammet er vist i Tabell 3-3.

Tabell 3-3: Boreprogram for Statfjord senfase

	Periode (2006-2011)						Sum
	06	07	08	09	10	11	
Nye brønner m/ gassløft	5	6	9	2	0	0	22
Nye brønner u/ gassløft	1	3	0	0	0	0	4
Vannsone produsenter (ESP)	0	0	0	1	5	6	12
Re-Komplettering av brønner	14	10	6	8	0	0	38
<b>Totalt</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>76</b>

Boring og boreoperasjoner vil gradvis bli vanskeligere etter 2007 pga. av trykkavlasting i reservoaret. Trykkavlastningen medfører at tettheten til borevæsken må reduseres. Dersom tettheten blir for lav kan dette medføre kollaps av overliggende skiferseksjoner på grunn av for lavt hydrostatisk trykk i brønnen. For å kompensere mot dette, kan kjemikalier tilsettes borevæsken.

Boring i SFSF vil utføres i samsvar med dagens drift på Statfjord-plattformene. Det vil ikke bli boret i toppseksjonen, fordi nye brønner bores ved at en går ned i eksisterende brønner og borer en eller to sidestegsbrønner ut fra disse. Det vil derfor ikke benyttes vannbasert borevæske, og en vil derfor heller ikke få deponering av borekaks med vannbasert væske på havbunnen. Hvis det unntaksvis blir aktuelt å bore i toppseksjonene, vil det bli boret med vannbasert borevæske.

Oljebasert borevæske må som ved dagens drift, benyttes i de nederste seksjonene av brønnene. Utboret kaks med vedheng av oljebasert borevæske, injiseres i dedikerte brønner til Utsira-formasjonen sammen med bore- og brønnkjemikalier fra brønnoperasjonene.

Konsekvenser for miljø av boring er nærmere beskrevet i kapittel 5.1 og 6.1.

### 3.5.1.2 Brønnoperasjoner

Ved brønnoperasjoner vil brønnkjemikalier bli benyttet. Komplettering av brønner vil utføres i henhold til boreprogrammet som beskrevet ovenfor.

Hoveddelen av kjemikaliene som benyttes i forbindelse med komplettering og sementering, blir tilbakeført til oppsamlingstanker på plattformene og injisert i Utsira-formasjonen eller sendt til land for gjenbruk.

Ved brønnopprensning vil plattformens testseparator bli benyttet, og rester av sementerings- og kompletteringskjemikalier sammen med oljeholdig vann fra brønnene vil bli renset i plattformenes renseanlegg (se kapittel 6.1).

Under drift vil det benyttes avleiringshemmere og avleiringsoppløsere for å hindre og løse opp avleiring i brønnene og for å fjerne disse. Kjemikaliene injiseres i brønnene, og følger produksjonsstrømmen sammen med avleiringene tilbake til plattformen. Disse slippes ut sammen med produsert vann.

Fakling i forbindelse med opprensning av brønner vil ikke forekomme.

### 3.5.2 Ombygging og modifikasjoner av eksisterende Statfjord plattformer

SFSF vil medføre store modifikasjoner og utskifting av eksisterende utstyr på de eksisterende plattformene på grunn av økt levetid og for at plattformene skal kunne håndtere store mengder gass- og produsert vann ved lavt trykk .

Det er ikke funnet hensiktsmessig å beskrive de eksisterende plattformene i detaljer, og det er kun gitt en oversikt over hva utbyggingen medfører av:

- Ombygging og mindre modifikasjoner
- hvilke utstyrsgupper som skal skiftes ut

Modifikasjonsarbeidet og utskifting av utstyr vil som nevnt delvis være et resultat av senfase-produksjon (endret dreneringsstrategi-lavtrykksproduksjon), og delvis et resultat av økt levetid. Det er ikke et klart definert skille mellom disse to kategoriene av endringer for enkelte av modifikasjonene, men nedenfor er det gitt en

grovgruppering av omfanget av SFSF i disse to kategoriene.

#### 3.5.2.1 Endret dreneringsstrategi - ombygging til lavtrykksproduksjon

Til å begynne med vil det være et begrenset behov for ombygginger av produksjonsanlegget på Statfjord A, B og C.

Etter hvert som trykket reduseres vil imidlertid behovet for ombygginger øke. Dette gjelder spesielt for Statfjord B og C som vil ha en reduksjon i operasjonstrykk på installasjonene som følge av senfase-produksjon.

Dette åpner for en fasert implementering av ombyggingene. To operasjonelle faser har derfor blitt definert:

##### Milepæl 1: 01.10.2007

De første ombyggingene vil gjennomføres før produksjonen i SFSF starter opp.

Prosesskonfigurasjonen på plattformene vil stort sett være uendret, og plattformene vil operere med både høytrykk- og lavtrykksproduksjon. Produksjonen vil være begrenset av anleggenes nåværende kapasitet.

##### Milepæl 2: 01.10.2009

I perioden fram til 01.10.2009 vil det gjennomføres store modifikasjoner og utskifting av utstyr som følge av lavtrykksproduksjon på SFB og SFC.

Flaskehalsen vil fjernes for å håndtere store mengder gass- og produsert vann. Dette innebærer;

- ombygging fra 4-trinnsseparasjon av olje, vann og gass til 3-trinnsseparasjon,
- oppgradering av innmat i separasjoner,
- rekonfigurering av kompressorer for å tilpasse til nye driftsbetingelser,
- oppgradering av gass-skrubbere (væskeutskillere) og
- installering av nye kjølere.

Lavtrykksproduksjon medfører også en relativt omfattende utskifting av produksjonsrør og manifolder (fordelingsrør) på grunn av økt gasshastighet og derav fare for korrosjon og erosjon.



Vann- og gassinjeksjon vil opphøre, og det vil bli installert kunstig løft ved alle plattformene (gassløft) for å kunne transportere gassen i reservoaret opp til plattformen. Elektriske pumper (ESP-pumper) installeres i vannsonen for å trykkavlaste reservoaret.

Det vil være minimalt med modifikasjoner på SFA som følge av SFSF-produksjon. Statfjord A skal opereres som i dag med både høytrykk og lavtrykksproduksjon. Det vil si med en høytrykksmanifold (fordelingsrør) som ledes til innløpsseparator med høyt trykk, og lavtrykksmanifold som ledes til en annen innløpsseparator.

Det vil bli tilrettelagt for gasseksport til FLAGS, og gassen vil transporteres i Tampen link. Løsningen er nærmere beskrevet i konsekvensutredningen for gasseksportørledningen Tampen Link/85/. Et sammendrag av konsekvensutredningen for gasseksportørledningen er gitt i vedlegg D.

### 3.5.2.2 Forlenget levetid for Statfjord-plattformene

SFSF medfører økt levetid for installasjonene. I tillegg til oppgradering av prosessanleggene, vil senfaseproduksjon også kreve oppgraderinger for å opprettholde et tilstrekkelig sikkerhetsnivå på plattformene, håndtere krav til ytre miljø samt opprettholde et tilstrekkelig regularitetsnivå.

For å sikre et tilstrekkelig sikkerhetsnivå vil livbåter skiftes ut på SFB/C og brannvannsystemet vil oppgraderes på alle plattformene.

For å ivareta krav til ytre miljø, vil Statfjord senfase utvide kapasiteten til CTour-renseteknologi på SFC til også å behandle produsert vann fra SF-satellittene. CTour vil også oppgraderes til lavtrykksproduksjon på alle plattformene (kapittel 6.2). Sandreanseanlegg ved plattformene er planlagt installert innen 2006 (kapittel 6.3).

Plattformene skal operere med eksisterende turbin- og kompressorkonfigurasjon, men med et mindre antall turbiner i drift. Det er ikke planlagt for ytterligere tiltak utover de reduksjoner i utslipp til luft som følger av SFSF-produksjon. Utslipsreduserende tiltak til luft som er utredet, er nærmere omtalt i kapittel 5.

For å opprettholde et tilstrekkelig regularitetsnivå, må en del av det eksisterende utstyret og hjelpesystemer på plattformene byttes ut i følgende hovedkategorier:

- System for ventilasjon- og oppvarming
- Elektriske systemer
- Mekanisk utstyr
- Sikkerhets- og kontrollsystemer
- Boreanlegg

## 3.6 Økonomi og tidsplan for gjennomføring av utbyggingen

Prosjektets investeringskostnader i utbyggingsfasen og for et typisk år i perioden under drift er vist i tabellene nedenfor.

**Tabell 3-4: Investeringskostnader i SFSF-prosjektets utbyggingsfase (millioner NOK)**

Kostnadselement	Investering
Innretninger eksklusive gass eksport løsning	7 659
Boring og brønn (2006-2011)	4 121
<b>Sum</b>	<b>11 780</b>

**Tabell 3-5: Årlige driftskostnader (millioner NOK)**

Kostnadselement	Driftsutgift
Drift og vedlikehold av installasjoner driftsfase vist for 2010 (ink. Forsikring).	1 725
Gjennomsn. for boring og brønn (2006-2010)	100
Gjennomsn. for boring og brønn (2011-0018)	250
<b>Sum</b>	<b>1825/ 1975</b>

Investeringer som styres av SFSF-prosjektet i utbyggingsfasen er betydelige, ca 12 milliarder NOK. De totale investeringene for SFSF er som vist i kapittel 9.1 ca 16 milliarder <sup>2</sup>

De årlige driftsutgiftene er også betydelige. Driftsutgiftene varierer over feltets levetid, og er i størrelsesorden 2 milliarder NOK per år samlet for

<sup>2</sup> Tabell 3-4 viser kun investeringsomfanget som styres av SFSF-prosjektet i utbyggingsfasen, mens i Tabell 9-1 i kapittel 9 er de totale investeringene for Statfjord plattformene gitt at SFSF blir gjennomført. Det vil si at Tabell 9-1, ca 15 milliarder, inkluderer også investeringer som kommer i forkant (2004/2005) av investeringene som styres av prosjektet. I tillegg kommer investeringer i etterkant på 0,7 milliarder.

alle tre plattformene i perioden 2008-2018. De årlige driftsutgiftene er ca 1.7 milliarder når SFA stenger ned. De totale driftsutgiftene for SFSF er ca. 26 milliarder NOK i perioden 2005-2018.

Prosjektet har en positiv nåverdi, men lønnsomheten vurderes til å være marginal.

Prosjektet er også tidskritisk. Høye driftskostnader som er uavhengige av produksjon, gjør at det er viktig å utvinne ressursene raskt. Tidsplan for prosjektet er vist i Figur 3-4.

Aktivitet / Milepæl	Tidsrom / Tidspunkt	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Beslutning om videreføring (BoV)	10 mars 2004	📍								
Trasekartlegging for rørledning	April 2004	📍								
Beslutning om gjennomføring (BoG)	25. februar 2005		📍							
Tildeling hovedkontrakter modifikasjon	Mid april 2005		📍							
Myndighetsgodkjenning PUD/PAD	1. juli 2005		📍							
Utskitting av livbåter Statfjord B&C ferdig	Oktober 2005		📍							
Senfase boreoperasjoner	2006 - 2012			████████████████████						
Legging av rør (tidsvindu)	Aug/sept 2006 eller april 2007			████	📍					
Modifisering av bore fasiliteter ferdig	Tidlig 2007				📍					
Påkobling av rør til FLAGS	Jun-aug.2007				████					
Start gass eksport	1. oktober 2007					📍				
Klar for lavtrykk produksjon	1. oktober 2009						📍			
Nedstengning Statfjord A	2012									████

Figur 3-4: Tidsplan for prosjektet

### 3.7 Avvikling

Det vil i god tid før avslutning av produksjonen (2018), og senest 2 år før avslutning, bli lagt fram avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger. Prinsipper som skal anvendes og detaljer, vil bli avklart med de respektive myndigheter.

Generelle vurderinger av mulige feltavslutningsmetoder er beskrevet i revidert PUD (del I)/FDP og PAD (del I)/PWA for gasseksportørledningen Tampen Link.

## 4 Beskrivelse av miljøet

For å utrede potensielle konsekvenser for miljø av aktivitetene i forbindelse med SFSF, kreves det en beskrivelse av miljøet i prosjektets influensområdet. Dette kapittelet inneholder et sammendrag av miljøbeskrivelsen for influensområdet. For en mer detaljert beskrivelse henvises det til vedlegg E.

Miljøbeskrivelsen omfatter blant annet en evaluering av de mest følsomme naturressursene, og gir en oversikt over dagens forurensningsnivå. Miljøbeskrivelsen er basert på eksisterende datagrunnlag. Det er ikke gjort noen ny datainnsamling i forbindelse med dette prosjektet.

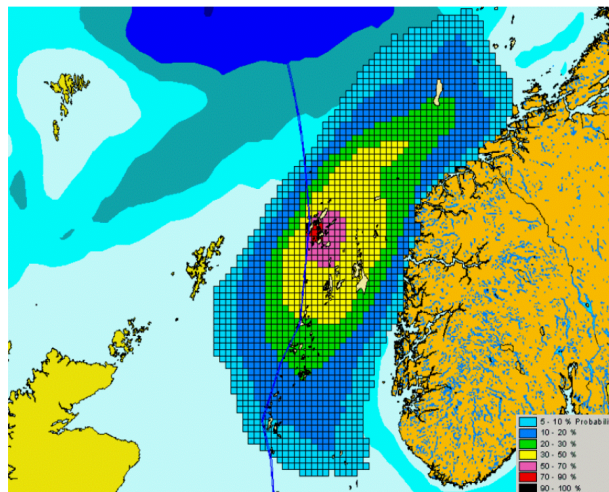
Beskrivelsen i dette dokumentet er bredere og mer detaljert enn det som er vanlig i norske feltspesifikke konsekvensutredninger. Det er to grunner til dette:

- Ettersom konsekvensutredningen skal godkjennes av britiske myndigheter (Department of Trade and Industry – DTI), er det tatt med en beskrivelse av miljøet på britisk kontinentalsokkel, herunder kystområdene rundt Shetland. Datagrunnlaget baserer seg på UKDMAP og gjennomførte strategiske konsekvensutredninger for aktuelle områder (SEA).
- Det norske KU-systemet med regionale konsekvensutredninger (RKU), som gir en utfyllende miljøbeskrivelse, tillater en betydelig forenkling av dokumentasjonen for norske feltspesifikke konsekvens-utredninger (FKU). En henvisning til RKU for Nordsjøen vil ikke være dekkende for britiske krav. Det er derfor gjort en full beskrivelse av naturressursene på norsk side. Der nye data finnes er datagrunnlaget fra RKU Nordsjøen oppdatert innenfor prosjektets influensområde.

Forholdet til RKU Nordsjøen og Strategisk konsekvensutredning i Storbritannia er omtalt nedenfor.

### 4.1 Prosjektets influensområde

Prosjektets influensområde (Figur 4-1) er definert som området hvor treffsannsynligheten for olje ved et akutt oljeutslipp fra Statfjord-feltet er over 5 %. Treffsannsynligheten er beregnet basert på 3 600 simuleringer av utslipp av olje fra en dimensjonerende hendelse på feltet, se også kap. 7. De østlige kystområdene av Shetland er tatt med i influensområdet, selv om sannsynligheten for at oljesøl når inn til disse områdene er noe mindre enn 5 %.



Figur 4-1: Influensområdet

### 4.2 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen

Det er gjennomført en regional konsekvensutredning (RKU) for petroleumaktiviteten i norsk sektor av Nordsjøen. RKU vurderer virkningene av dagens og framtidig petroleumaktivitet i området sør for 62°N. RKU består av en rekke temarapporter som i prinsippet er frittstående. Miljøbeskrivelsen er en slik temarapport, og det blir gjort hyppige henvisninger til denne i det følgende /96/.

Formålet med RKU er å synliggjøre virkningene av den samlede petroleumaktiviteten på kontinentalsokkelen på en bedre måte enn det man

oppnår ved feltspesifikke KU-er. I tillegg skal RRU-er være grunnlag for forenklinger ifb med feltspesifikke KU-er.

RRU er basert på offisielle prognoser for framtidig petroleumsaktivitet. Så lenge en ny feltutbygging er rimelig i samsvar med prognosene som benyttes i RRU, vil RRU bli brukt som et referansedokument for framtidige feltspesifikke KU-er. RRU' er vil normalt forenkle utredningsarbeidet betraktelig.

Ettersom konsekvensutredningsprosessen og - dokumentet for Statfjord senfase også skal tilfredstille krav fra britiske myndigheter og interessenter, er det for dette prosjektet ikke mulig å gi en forenklet dokumentasjon basert på RRU. RRU er imidlertid benyttet som en viktig referansekilde.

### **4.3 Strategisk konsekvensutredning i Storbritannia**

Det britiske departementet for handel og industri (DTI) har fattet et politisk vedtak om at det skal gjennomføres strategiske konsekvensutredninger (Strategic Environmental Assessment-SEA) før det tildeles nye lisenser for leting etter og produksjon av olje og gass på britisk kontinentalsokkel. Siden 2000 er det utarbeidet 4 strategiske konsekvensutredninger for britisk kontinentalsokkel. Den strategiske konsekvensutredningen for allerede utbygde områder i Nordsjøen (Strategic Environmental Assessment of the Mature Areas of the Offshore North Sea – SEA2) /1/. sammenfaller med prosjektets influensområde og er av spesiell relevans for dette prosjektet. Data fra de strategiske konsekvensutredningene er benyttet i denne konsekvensutredningen for å gi et regionalt perspektiv

### **4.4 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet**

Beskrivelsen av de biologiske ressursene og deres sårbarhet (vedlegg E) er først og fremst rettet mot et eventuelt uhellsutslipp. Et eventuelt uhellsutslipp er bestemmende for størrelsen på influensområdet og omfang av konsekvenser for miljø og naturressurser.

Beskrivelsen av miljø og naturressurser er også benyttet som et grunnlag for å beskrive konsekvenser av andre aktiviteter som for eksempel produsert vann.

Nordsjøen er et av verdens mest biologisk produktive havområder, og den har stor kommersiell betydning. Produksjonen av plankton er høy og gir grunnlag for et rikt marint liv. Nordsjøen er generelt et viktig område for mange arter, blant annet arter som er sårbare overfor akutt oljeforurensning.

I Nordsjøen dannes det ingen stabile, produktive virvelstrømmer eller frontsystemer som kan forårsake at organsimer samler seg opp i spesielle områder. Fiskeegg og -larver er relativt jevnt fordelt over et stort område. Transporten av de ulike artenes egg og larver avhenger av de dominerende strømretningene. Transporten påvirkes hovedsakelig av atlantehavsvann som strømmer inn i Nordsjøen fra vest og nord og den norske kyststrømmen som strømmer nordover.

Siden det ikke dannes distinkte virvelstrømmer eller fronter, vil det i Nordsjøen normalt ikke forekomme store ansamlinger av fugl ved bestemte fronter, slik man ser i Norskehavet og Barentshavet. En viss flokkdannelse kan imidlertid også forekomme i Nordsjøen.

Analyseområdet dekker også de sørlige delene av Norskehavet. Her strømmer både atlantehavsvann og den norske kyststrømmen nordover. Den norske kyststrømmen danner virvelstrømmer i de grunne områdene mot norskekysten, og spiller en viktig rolle for transport av fiskeegg og -larver i dette området.

Den norske kyststrømmen med lav saltholdighet danner mer eller mindre klart avgrensede fronter mot atlantehavsvannet fra vest som har høyere saltholdighet og er mer næringsrikt. Dette gjør at den biologiske produksjon blir særlig høy i disse frontområdene.

Etter hvert som dagene blir lengre i april og mai, øker primærproduksjonen og danner vekstgrunnlag for fiskeyngel og sjøfugl. Frontdannelsen er sterkest der hvor flere strømmer møtes, dvs. rundt Frøyabanken, Haltenbanken og Sklinnabanken.

Her vil det i tillegg finne sted en oppstrømming av og blanding med næringsrikt atlanterhavsvann fra dypere vannlag. Disse områdene i Norskehavet ligger i utkanten av influensområdet for Statfjord senfase-prosjektet.

De fleste kommersielt viktige fiskeslagene er representert innenfor det aktuelle området. Betydelige fiskbare bestander av sild, makrell, torsk, sei, hyse, rødspette, øyepål og tobis er tilstede. Bestandssituasjonen for de fleste artene regnes for god og ligger klart innenfor sikre biologiske grenser. Svak rekruttering og overfiske har imidlertid ført til svikt i gytebestandene av viktige fiskeslag som torsk, tobis og øyepål hvor rekordlave gytebestander rapporteres. Gytebestanden av torsk og tobis anses allerede å ligge under sikre biologiske grenser, mens øyepålbestanden ventes å falle under sikre biologiske grenser i 2005.

Det er viktige hekkeområder for mange sjøfuglarter og viktige habitater for selartene havert og steinkobbe på begge sider av Nordsjøen på de aktuelle breddegrader. I de åpne havområdene i nordlige Nordsjøen vil et varierende antall beitende sjøfugl kunne oppholde seg i kortere eller lengre perioder. Sjøfugl som oppholder seg store deler av tiden på selve havoverflaten er mest utsatt i forhold til oljeforurensning. Dette vil gjelde flere alkefuglarter generelt, samt ikke flygedyktig fugl i fjærfellingsperioder (myting) og unger av særlig lundefugl og lomvi som følger voksten fugl på svømmetrek til havs kort tid etter klekking.

Hval vil kun opptre sporadisk og i lavt antall i det aktuelle områder. Nise er den oftest observerte hvalarten i åpne havområder i nordre del av Nordsjøen.

Følgende biologiske ressurser i influensområdet anses å være særlig sårbare for et eventuelt uhellsutslipp:

- Sjøfugl på åpent hav, særlig pelagiske dykkere som lomvi, lundefugl, alke og alkekonge
- Sårbare livsfaser for fisk, dvs. egg- og larvestadiene
- Sårbare kysthabitater

For utslipp av produsert vann er de mest sårbare ressursene tidlige livsstadier hos fisk, dvs egg- og larvestadiene. .

## 4.5 Miljøovervåking og forurensningsstatus

I dette kapittelet er det gitt en beskrivelse av miljøovervåking og forurensningsstatus i influensområdet.

Overvåkingen på norsk kontinentalsokkel har først og fremst vært rettet mot sedimenter og bunndyrsamfunn, og beskrivelsen nedenfor er hovedsakelig en oppsummering av denne overvåkingen.

I 1999 ble sedimentovervåkingen utvidet med vannsøyleovervåking. En kort beskrivelse av vannsøyleovervåkingen er gitt til slutt i dette kapittelet, men er noe mer beskrevet i kapittelet om produsert vann (Kapittel 6.2)

### 4.5.1 Overvåkningsprogram

I løpet av de siste 25 årene har det foregått en omfattende leting og produksjon av olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. Miljøovervåkningsprogrammer med sikte på å fastslå størrelse og geografisk omfang av miljøpåvirkningen fra offshoreindustrien har vært pålagt siden 1970.

Krav til overvåking vil normalt være et vilkår i feltspesifikke utslippstillatelser som gis av Statens forurensningstilsyn (SFT). Overvåkningskravene er i samsvar med bestemmelsene i Oslo-Paris-konvensjonen (OSPAR).

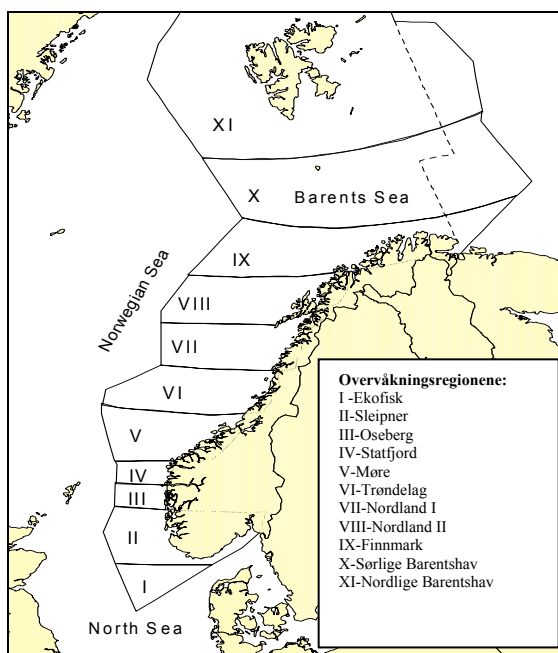
Undersøkelsene har tradisjonelt vært rettet mot sedimentprøver og analyse av følgende parametere:

- Fordeling av partikkelstørrelse
- Innhold av organisk materiale
- Innhold av hydrokarboner
- Innhold av syntetiske baseoljer
- Metallinnhold
- Analyse av bunndyrsamfunn

En svært viktig milepæl ble nådd i 1996, da norske myndigheter gjennomførte fundamentale endringer i overvåkningsstrategien. Før 1996 ble en *feltspesifikk tilnærming* benyttet. Hvert oljefelt ble kartlagt og evaluert uavhengig av andre felt i området. Den nye *regionale metoden* som ble vedtatt i 1996, innebærer fremdeles at det tas

sedimentprøver fra området rundt hver installasjon, men i tillegg vektlegges regionale forhold.

I perioden fra 1996 til 1998 ble alle overvåkningsregioner i prosjektets influensområde kartlagt. En oversikt over overvåkningsregionene er vist i Figur 4-2. Region I og IV ble kartlagt i 1996, region II og VI i 1997 og region III i 1998. Disse undersøkelsene omfattet til sammen 87 regionale stasjoner og referansestasjoner for bestemmelse av bakgrunnsverdier, og 687 feltstasjoner for vurdering av påvirkningen fra petroleumsrelaterte aktiviteter



Figur 4-2: Overvåkningsregioner

## 4.5.2 Forurensningsstatus

### 4.5.2.1 Sediment og bunnfauna

Nedenfor følger hovedkonklusjonene fra den regionale miljøkartleggingen med særlig vekt på Statfjord-regionen.

Beskrivelsen er hovedsakelig hentet fra rapporten "Environmental Status of the Norwegian Offshore Sector Based on the Petroleum Regional Monitoring Programme, 1996-1998". Rapporten er utarbeidet for Oljeindustriens Landsforening (OLF) i 2000 /8/.

Tabell 4-1 gir et sammendrag av variasjonsbredden i naturlige bakgrunnsnivåer og nivåer fra feltinterne stasjoner for ulike fysiske, kjemiske og biologiske parametere for hver av overvåkningsregionene.

Disse dataene danner grunnlaget for å fastslå påvirkning, forurensningsnivå og variasjon i påvirkning fra petroleumsrelaterte aktiviteter. Konsentrasjon av kjemiske komponenter i sedimentene og sammensetning på bunndyrsamfunn varierer naturlig. Det er derfor viktig å forstå omfanget av den naturlige variasjonen for å kunne vurdere grad av påvirkning fra petroleumsaktiviteter.

Totalt hydrokarbon (THC), aromatiske hydrokarboner, dekaliner og metaller finnes naturlig i sedimenter. Den naturlige variasjonen innenfor et område er bestemt ut fra type sediment og sedimentstruktur. Bakgrunnsnivået av total hydrokarbon (THC) i sedimenter varierer typisk mellom 1 og 30 mg/kg tørt sediment.

Basert på analyseresultater fra antatt ikke påvirkede stasjoner er grenseverdier for signifikant forurensning (LSC-Level of Significant Contamination) etablert. Grenseverdien vil variere mellom ulike geografiske områder.

Syntetiske oljer (estere, etere og olefiner) fra syntetisk boreslam forekommer ikke naturlig i sedimenter. Hvis disse stoffene forekommer i sedimentene, betraktes sedimentene som forurenset. Innhold av mineralolje fra petroleumsaktivitet gir et lett gjenkjennelig gasskromatografisk mønster. Spor av de fleste pseudooljer kan også lett påvises med denne analysemetoden.

**Tabell 4-1: Variasjonsområde for ulike fysiske, kjemiske og biologiske parametere, 1996-1998.**

Parameter	Bakgrunnsnivå*				
	Region I Ekofisk	Region II Sleipner	Region III Oseberg	Region IV Statfjord	Region VI Trøndelag
Antall bakgrunnsstasjoner	12	23	18	17	17
Dybde (m)	65 – 87	71 – 123	93 – 356	115 – 330	212 – 434
Gjennomsnittlig partikkelstørrelse (Md)	2,5 – 3,6	1,6 – 3,9	2,6 – 9,8	1,1 – 6,1	3,0 – 6,4
Bly (kg)	6,0 – 9,7	2,4 – 6,1	1,9 – 46,5	4,0 – 15,6	9,2 – 26,2
Kadmium (g)	3 – 20	3 – 23	4 – 113	30 – 1800	30 – 80
Barium (kg)	6 – 118	6 – 176	14 – 462	30 – 554	48 – 220
THC (kg)	3,6 – 6,8	2,0 – 11,3	1,2 – 13,6	1,0 – 12,8	1,1 – 4,9
Mangfold (Shannon-Wiener-indeks)	3,7 – 5,2	3,2 – 6,1	3,6 – 5,7	4,8 – 5,8	4,6 – 6,2
Antall arter pr stasjon	65 – 87	67 – 158	52 – 139	80 – 135	41 – 133
Ant. individer pr stasjon (0,5 m <sup>2</sup> )	462 – 931	402 – 2744	293 – 1704	98 – 2280	127 – 631
Parameter	Variasjonsområde for feltstasjoner				
Antall feltstasjoner	139	168	108	186	86
Dybde (m)	64 – 90	78 – 126	99 – 350	112 – 340	235 – 403
Gjennomsnittlig partikkelstørrelse (Md)	2,5 – 3,8	2,3 – 4,1	1,0 – 10,8	0,5 – 6,3	3,1 – 5,9
Bly (kg)	3,9 – 32,1	2,0 – 26,3	1,9 – 78,6	1,1 – 172	12,4 – 50,3
Kadmium (g)	5 – 45	5 – 85	4 – 289	<20 – 70	<30 – 90
Barium (kg)	32 – 3997	11 – 2480	11 – 4362	63 – 9100	111 – 7800
THC (kg)	1,2 – 137	1,1 – 418	0,7 – 2100	1 – 5520	1,1 – 106
Mangfold (Shannon-Wiener-indeks)	1,6 – 5,6	3,9 – 5,9	2,3 – 5,8	2,0 – 5,9	4,4 – 6,5
Antall arter pr. stasjon	62 – 111	54 – 173	36 – 148	38 – 147	53 – 139
Ant. individer pr. stasjon (0,5 m <sup>2</sup> )	362 – 2488	235 – 3748	113 – 5424	59 – 4480	127 – 1024

\*Bakgrunnsnivåene er verdiene for de regionale stasjonene og referansestasjonene på feltene.

Det naturlige nivået av metaller i sedimenter varierer alt etter sedimenttype og sedimentstruktur. Aktivitetene på et oljefelt kan føre til forhøyede

nivåer av enkelte metaller. Derfor ble prøvene analysert med sikte på å påvise utvalgte tungmetaller som kvikksølv, kadmium, sink, kobber, krom og bly. I tillegg til miljøfarlige metaller ble sedimentene også analysert for barium. Bariumsulfat brukes til å øke tettheten i boreslam, og er en viktig indikator for spredning av boreutslipp på havbunnen.

Artssammensetningen for bunndyrsamfunnene bestemmes av en rekke faktorer, deriblant sedimentkarakteristikk og all påvirkning som skyldes forurensning. I upåvirkede samfunn er antall arter som forekommer (diversitet) relativt høyt, og det er en relativt jevn fordeling av antallet individer for hver art. Ytre påvirkning i form av fysiske eller kjemiske belastning vil dersom tålegrensen overskrides typisk føre til en reduksjon i mangfoldet, der individantallet av noen arter avtar og andre øker. Alle dyr i sedimentprøvene identifiseres på artsnivå der hvor dette er mulig, og antallet individer i hver art registreres. Til slutt bearbeides dataene statistisk, og gir da en indikasjon på hvorvidt miljøforholdene rundt installasjonen er påvirket av petroleumsaktivitetene.

Den statistiske analysen kombinert med en evaluering av faunadata ved hver stasjon (antall arter og individer, diversitetsindekser, dominante arter) gir grunnlag for å gruppere resultatene i fire faunagrupper. Hver faunagruppe indikerer ulik grad av påvirkning:

**Gruppe A** Upåvirket fauna, karakteriseres ved med lav dominans av enkelt arter, og med et bredt spekter av arter fra ulike taksonomiske grupper. Arter som vanligvis er tilstede er blant annet polychaeter, mollusker, pigghuder og krepsdyr. Arter som vanligvis er tilstede i påvirkede sedimenter, er fraværende, eller finnes i svært lavt antall.

**Gruppe B:** Fauna med liten påvirkning, kjennetegnes av noe høyere dominans av enkelt arter i forhold til upåvirkete områder, men fremdeles med et bredt spekter av arter fra ulike taksonomiske grupper. Faunasammensetningen er svakt, men merkbart endret i forhold til nærliggende referansestasjoner med tilsvarende naturlige miljøforhold. Arter som gjerne forekommer i påvirket sediment, deriblant børsteormer og mollusker, er økt antall, men er vanligvis ikke dominante.

**Gruppe C:** Tydelig påvirket fauna, kjennetegnes generelt med høyere dominans av enkelte arter og lavere antall arter (mindre diversitet). Sammensetningen av faunaen er merkbart endret. Arter som tyder på påvirkete sedimenter, deriblant børsteormer og mollusker, dominerer. Pigghuder som karakteriserer upåvirkete områder er sjeldne.

**Gruppe D:** Svært påvirket fauna, er helt dominert av små børsteormer som livnærer seg av vevsrester samt særlig tolerante muslinger med symbiotiske bakterier. Pigghuder og krepsdyr er sjeldne eller fraværende. Bunnfaunaen karakteriseres av et lavt antall arter (lite mangfold).

Naturlig variasjon kan påvirke flere av faunaparametrene innenfor hver gruppe. Klassifiseringen er derfor basert på en helhetlig tolkning av faunaen. Ved stasjoner med upåvirket fauna kan det f.eks. forekomme visse arter i høyt antall, noe som fører til redusert mangfold. Dette gjelder blant annet børsteormene *Euchone sp.*, *Myriochele oculata* og *Owenia fusiformis*. Fordelingen av disse artene viser store variasjoner både i tid og rom, uavhengig av petroleumsaktivitetene i området.

De arter som oftest forekommer i større mengder i forurenset/organisk berikede sedimenter, er børsteormene *Capitella capitata*, *Chaetozone spp.*, *Ophryotrocha sp.* og *Ditrupea arietina* samt molluskene *Thyasira sarsi*, *T. flexuosa* og *Lucinoma borealis*. Pigghuder, som slangestjernen *Amphiura filiformis*, reduseres i antall eller forsvinner helt under slike forhold.

I alle overvåkede regioner utgjør andelen av området som er målbart påvirket av petroleumsaktiviteter langt mindre enn 1 % av det totale offshoreområdet, se Tabell 4-2. Andel areal hvor bunnfaunaen er påvirket spenner fra 0,004 % i region II til maksimalt 0,07 % i region IV. Andel forurenset areal målt som THC ligger mellom 0,01 % i region VI og 0,3 % i region IV.

Den største påvirkningen finnes i de eldre regionene (I og IV), hvor det ble sluppet ut oljeholdig slam før 1993.

**Tabell 4-2: Påvirkete områder i forhold til samlet areal i hver region**

Region	Samlet areal (km <sup>2</sup> )*	År for prøvetaking	Andel av biologisk forstyrret areal i forhold til samlet areal (%)	Andel av THC-forurenset areal i forhold til samlet areal (%)
Region I Ekofisk	52253	1996	0,03	0,02
Region II Sleipner	48592	1997	0,004	0,02
Region III Oseberg	17465	1998	0,02	0,1
Region IV Statfjord	17527	1996	0,07	0,3
Region VI Trøndelag	96237	1998	0,007	0,01

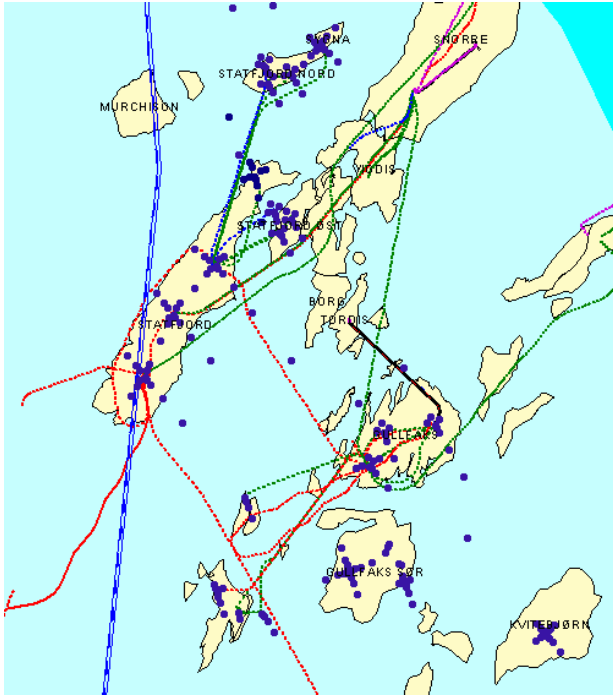
\* Basert på en beregning fra den kystnære basislinjen til den fulle offshoreutstrekningen i den norske sektoren, mellom breddegradsgrensene som SFT har angitt for hver region.

#### Statfjord-regionen - region IV

Norskerenna dominerer topografien i denne regionen. På de største dydene består sedimentet hovedsakelig av pelitt (dvs. finkornede sedimenter). Det finnes en sammenheng mellom høye bakgrunnskonsentrasjoner av tungmetaller og høye andeler av pelitt i sedimentene. I disse områdene er samfunnene rikere og med høyere diversitet i forhold til samfunn i grunnere områder hvor sedimentene er grovere.

Figure 4-3 viser overvåkingstasjoner i region IV.





**Figure 4-3** Overvåkningsstasjoner i region IV

Den regionale kartleggingen i 1996 dekket feltene Snorre, Tordis, Vigdis, Statfjord, Gullfaks, Rinfaks og Visund samt 10 regionale stasjoner.

THC-nivået i overflatesedimenter varierte fra under 4 til 5520 mg/kg. De høyeste nivåene ble funnet ved stasjonene som ligger nærmest de eldste plattformene og som har flest brønner.

Åtte av de 15 produksjonsenhetene har THC-nivåer under 25 mg/kg ved alle stasjoner. De gjenværende 7 enhetene hadde nivåer over 100 mg/kg ved enkelte stasjoner. Faunaen ved de regionale stasjonene var ikke påvirket og hadde et høyt mangfold. De eldre feltene hadde en tydelig påvirket fauna nær plattformene, selv om det ble funnet tegn til bedring i forhold til tidligere kartlegginger. Ved 5 av de 15 produksjonsenhetene var faunaen upåvirket, mens det ved de gjenværende 10 enhetene ble påvist svak til moderat påvirkning ved stasjoner nærmest plattformene.

Senere overvåkningsundersøkelser i Statfjord-regionen, dvs. den regionale overvåkingen i region IV i 2000 /7/, bekrefter de samme tendensene. Det kan observeres en svak reduksjon i størrelsen av THC-forurensede områder og områder med påvirket bunndyrsfauna. I samme rapport ble det

konkludert med at det ikke finnes tegn på nyere tilførsler av oljekomponenter til sedimentene.

#### 4.5.2.2 Resultater fra vannsøyleovervåking

Overvåking av vannsøylen har kun vært et krav siden 1999, og har først og fremst vært rettet mot overvåking av eventuell påvirkning av produsert vann. Tolkningen av data er vanskelig, og det finnes foreløpig ikke en samlet publisering/tolkning av disse dataene.

For 2001 ble det besluttet å benytte effektovervåkingsbudsjettet til delfinansiering av BECPELAG-prosjektet. Dette prosjektet inkluderte studier av organismer innsamlet i felt; fra bakterier til fisk. Resultater fra dette prosjektet samt senere forsøk er nærmere omtalt i kapittel 6.2.

Konklusjonen som kan trekkes ut fra overvåkings- og forskningsresultatene som foreligger så langt er at noen av de undersøkte organismene viser svake indikasjoner på biologiske effekter, men det er usikkerhet mht mulig betydning av disse signalene på lang sikt.

## 5 Planlagte utslipp til luft

Dette kapitlet gir en oversikt over utvikling i utslipp til luft i perioden 1999-2018. Dagens drift (SF-referansealternativ) representerer utslipp i perioden 1999-2009, mens Statfjord senfase representerer perioden 2008-2018. Dersom Statfjord senfase ikke implementeres vil dagens drift på feltet stenge ned i 2009. Konsekvenser av utslipp er vurdert i kapittel 5.2.

Utslippsberegningene tar hensyn til allerede implementerte tiltak og tiltak som er vedtatt implementert. En oversikt over alle utslippsreducerende tiltak som er blitt vurdert er gitt i kapittel 5.3 og en detaljert begrunnelse for utvelgelse av tiltak er gitt i vedlegg F.

### 5.1 Oversikt over planlagte utslippsmengder

#### 5.1.1 Forutsetninger for utslippsberegningene

##### 5.1.1.1 Bore- og brønnoperasjoner

Utslippene tilknyttet kraftgenerering for boring og brønnaktiviteter er inkludert i utslippene for drift og er beskrevet i kapittel 5.1.2.

Det vil ikke fakles i forbindelse med brønnkomplettering eller ved brønnopprensning. Brenner-bommer som tidligere ble benyttet til dette, har blitt fjernet på Statfjord og rester ledes gjennom testseparatorer og inn i prosesssystemet (kapittel 6.1).

##### 5.1.1.2 Utslipp ved drift

Utslipp i driftsfasen for referansealternativet og senfase er beregnet ut fra prognoser om:

- Kraftproduksjon
- Kompresjonsarbeid
- Fakling
- Generering av varmemedium
- Utslipp tilknyttet revisjonsstanser

- Diffuse og kaldventilerte utslipp (CH<sub>4</sub> og nmVOC)
- Utslipp av CH<sub>4</sub> og nmVOC ved lastning.

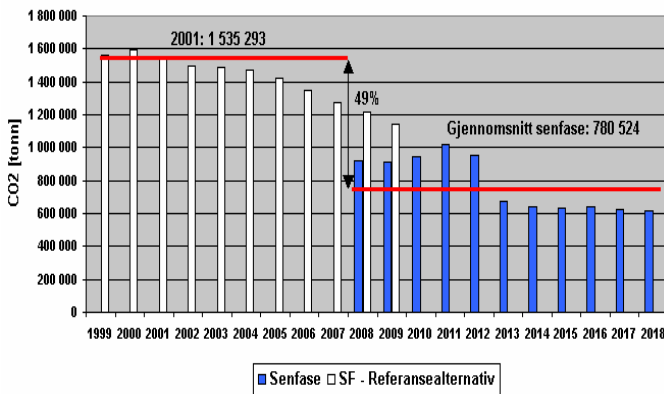
Gjennomførte og planlagte tiltak, se kap. 5.3.1 for nærmere beskrivelse av disse, er inkludert i beregningene.

Utslipp for perioden 1999 til 2002 er basert på årlige rapporterte data. For Statfjord referansealternativ og Statfjord senfase er Revidert Nasjonal Budsjett 2005 lagt til grunn for utslippene i perioden 2003 til 2018.

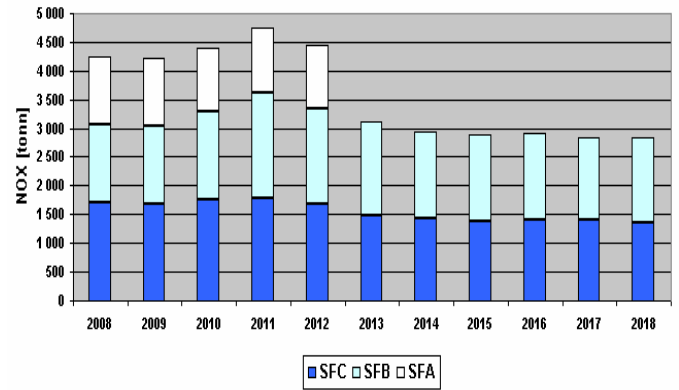
#### 5.1.2 Utslippsreduksjoner og utvikling i utslipp

Figur 5-1 til Figur 5-6 viser utslippsprofilene for CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> og nmVOC fra Statfjord-plattformene som rapportert i perioden 1999 til 2002, prognostiserte utslipp for Statfjord Referansealternativ i perioden 2003 til 2009 og prognostiserte utslipp for senfase i perioden 2008-2018.

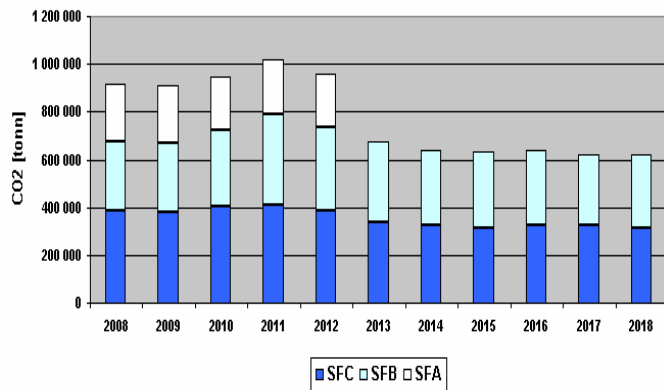
Figur 5-2 og Figur 5-4 viser i tillegg utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i senfase splittet pr plattform. Figur 5-7 og Figur 5-8 viser prognoser for utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> per oljeekvivalent (o.e.). Figurene viser effektene av de allerede gjennomførte og planlagte tiltakene på Statfjord, samt effekter av de reduksjonene i utslipp til luft som SFSF medfører sammenlignet med dagens utslippsnivåer.



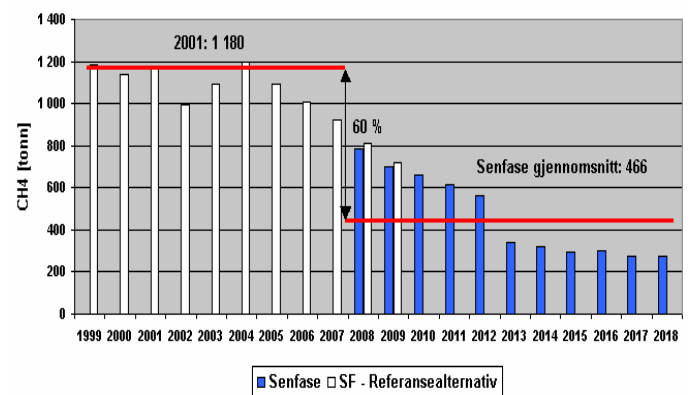
Figur 5-1: Utslipp av CO<sub>2</sub> for Statfjord referansealternativ og i SFSF



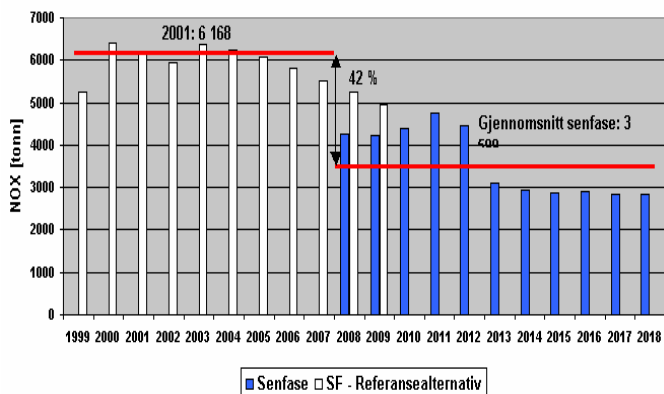
Figur 5-4 Utslipp av NO<sub>x</sub> for SFSF pr plattform



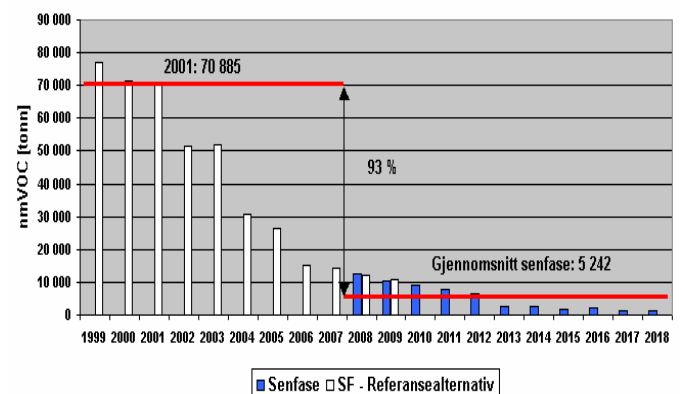
Figur 5-2 Utslipp av CO<sub>2</sub> for SFSF



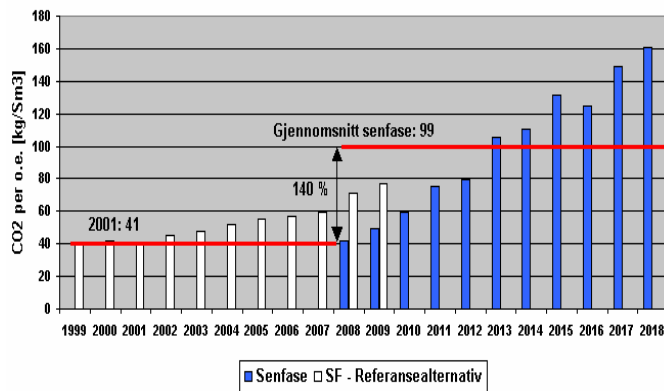
Figur 5-5 Utslipp av CH<sub>4</sub> for Statfjord referansealternativ og SFSF



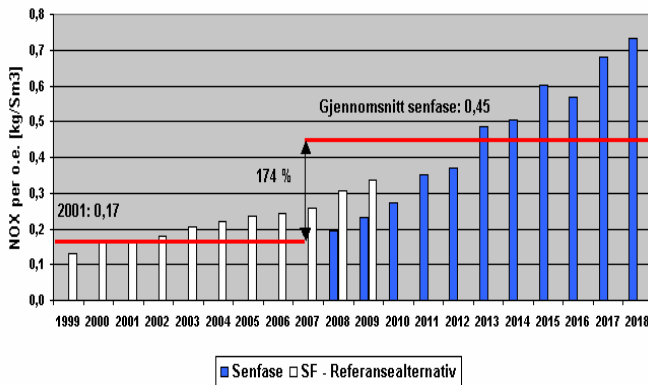
Figur 5-3 Utslipp av NO<sub>x</sub> for Statfjord referansealternativ og SFSF



Figur 5-6 Utslipp av nmVOC for Statfjord referansealternativ og SFSF



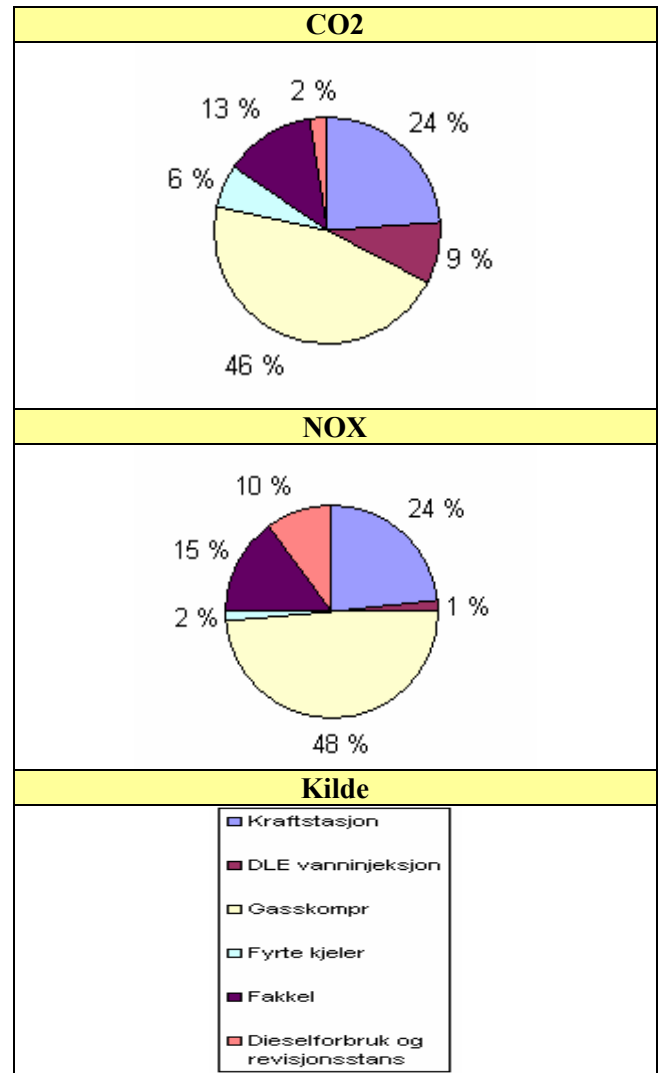
Figur 5-7 Utslipp av CO<sub>2</sub> per o.e. for Statfjord referansealternativ og SFSF



Figur 5-8 Utslipp av NO<sub>x</sub> per o.e. for Statfjord referansealternativ og SFSF

SFSF fører til betydelige årlige utslippsreduksjoner som et resultat av stopp i sjøvanns- og gassinjeksjon og nedadgående oljeproduksjon sammenlignet med dagens utslippsnivåer. Dette gjelder også faking. I 2003 var totale fakkelrater på feltet ca 74 mill Sm<sup>3</sup> brenngass. Gjennom SFSF vil årlig fakkelrate være under dette nivået, og gjennomsnittlig fakkelrate vil være ca 47 mill Sm<sup>3</sup> brenngass pr år.

Fordeling av de totale utslippene i SFSF per kilde er som vist i Figur 5-9.



Figur 5-9 Fordeling av utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> på kilde i senfase

Årlige utslippsreduksjoner som følge av senfase sammenlignet med dagens drift, utgjør 49% for CO<sub>2</sub> og 42% for NO<sub>x</sub>. Beregningene er basert på gjennomsnittlig årlig utslipp over Statfjord senfase sin driftsperiode (2008-2018) sammenlignet med utslipp i 2001 (Figur 5-1 og Figur 5-3).

VOC-utslippene blir redusert betydelig før senfase pga. installering av gjenvinningsanlegg for VOC på skytteltankere. Utslippene reduseres også i senfase sammenlignet med dagens drift som følge av reduksjon i oljeproduksjon. Utslipptet var 77 000 tonn/år i 2001 og ca 50000 tonn/år i 2003. Utslipptet i senfase vil være redusert med mer en 90% sammenlignet med 2001 (Figur 5-6).

Utslipp av metan, CH<sub>4</sub>, er nedadgående i senfase sammenlignet med dagens drift på grunn av redusert oljeproduksjon, redusert energibehov for kraftgenerering og kompresjon samt redusert faking. Gjenvinningsanleggene for VOC på skytteltankere er antatt ikke å gjenvinne metan, og reduksjonen av metanutslipp fra lasting skyldes derfor kun nedadgående oljeproduksjon på feltet. Sammenlignet med utslippsmengder fra 2001 vil metanutslippene i senfase bli redusert med 60 % (Figur 5-5).

Utslippene per oljeekvivalent øker utover i senfase som følge av at olje- og gassproduksjonen går forholdsvis mer ned enn kraftforbruket, se Figur 5-7 og Figur 5-8. At kraftforbruket ikke synker i takt med produksjonen, skyldes bl.a. at andel produsert vann og andel gassproduksjon øker i forhold til andel oljeproduksjon. Kompresjon av gass for eksport krever betydelig mer energi enn eksport av en tilsvarende mengde olje.

Utslippsmengdene for referansealternativet og for senfase er vist i Tabell 5-1. Tabellen viser også utslipp per olje-ekvivalent for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

**Tabell 5-1 Utslipp til luft for referansealternativ og for SFSF**

Parameter	1999-2007			Referansealternativ (2008-2009)*			SFSF (2008-2018)		
	Gjennomsnitt	Maks-år	Akkumulert	Gjennomsnitt	Maks år	Akkumulert	Gjennomsnitt	Maks år	Akkumulert
CO <sub>2</sub> (mill. tonn)	1.47	1.60	13.2	1.18	1.21	2.35	0.78	1.02	8.59
NO <sub>x</sub> (1000 tonn)	5.9	6.4	53.8	5.1	5.2	10.2	3.6	4.7	39.6
CH <sub>4</sub> (1000 tonn)	1.1	1.2	9.8	0.8	0.8	1.5	0.5	0.8	5.1
nm VOC (1000 tonn)	45.5	77.2	409.1	11.4	12.2	22.9	5.2	12.4	57.7
CO <sub>2</sub> per o.e., kg/Sm <sup>3</sup>	49	59		74	77		99	160	
NO <sub>x</sub> per o.e., kg/Sm <sup>3</sup>	0.20	0.26		0.32	0,34		0.45	0.73	

\*For overlappende år med SFSF

Slik det fremkommer av Tabell 5-1, vil senfaseproduksjon gi en økning av akkumulert CO<sub>2</sub>-utslipp på 6.2 millioner tonn sammenlignet med referansealternativet.

## 5.2 Konsekvenser

### 5.2.1 Statfjords utslipp sammenlignet med Tampen-området, norsk sokkel og nasjonale utslipp.

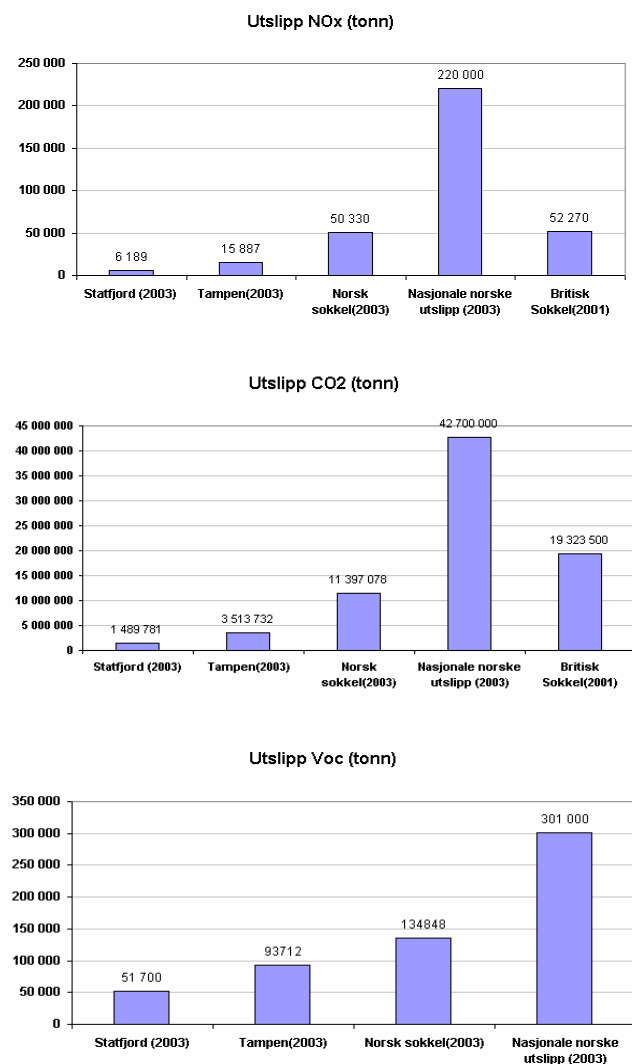
Utslippene fra Statfjord er store i nasjonal sammenheng. i Figur 5-10 er utslippene av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og VOC fra Statfjord, Tampen-området, olje og gass aktiviteten på norsk sokkel og samlede nasjonale utslipp sammenstilt. Til sammenligning

er utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> på britisk sokkel vist for 2001.

Utslippene fra Statfjordfeltet utgjør i dag i størrelsesorden 10-15% av utslippene av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> på norsk sokkel.

Statfjord er en del av Tampen-området som er det delområdet i Nordsjøen som representerer det største enkeltbidraget til utslipp både når det gjelder CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og nmVOC.

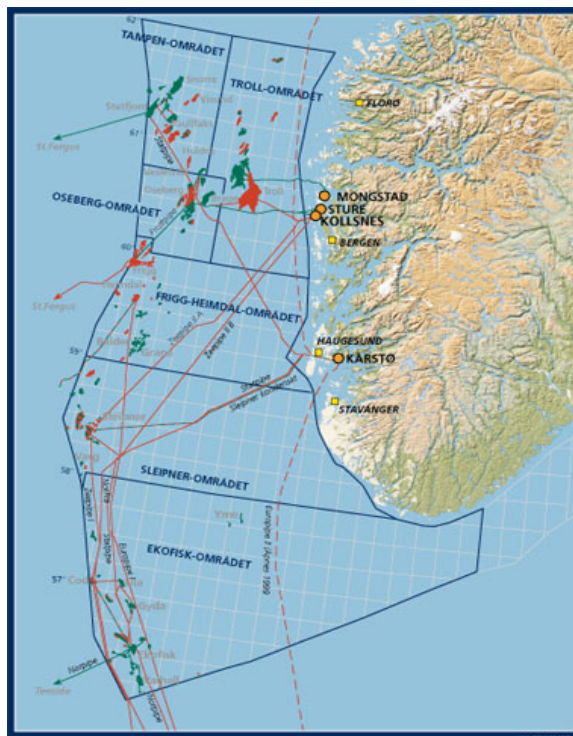
Statfjord sin andel av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>-utslippene i Tampen-området er i dag henholdsvis ca 45 og 43%, og vil reduseres til anslagsvis 35% for begge utslippskomponentene i SFSF.



(For NOx og CO2 er også utslipp fra britisk sokkel i 2001 inkludert)

**Figur 5-10: Utslipp fra Statfjord, Tampen, Norsk sokkel og nasjonale utslipp i 2003.**

### 5.2.2 RKU Nordsjøen



**Figur 5-11 RKU Nordsjøen**

RKU Nordsjøen (Figur 5-11) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N. Området er delt inn i 6 delområder: Tampen-området, Troll-området, Oseberg-området, Frigg-Heimdal-området, Sleipner-området og Ekofisk-området /96/. Tampen-området er dekkende for Statfjord senfase. Følgende kilder til utslipp og andre miljøpåvirkninger er inkludert i RKU:

- Utbygde og planlagt utbygde felt
- All transportaktivitet med skip og helikopter.
- Rørledninger på og mellom feltene samt større eksportrørledninger.
- Planlagte leteboringer.

#### Temarapport 2

Denne RKU-rapporten gir detaljerte produksjons- og utslippsprognoser til vann og luft i perioden 1999-2015, basert på selskapenes innrapportering til Revidert Nasjonalbudsjett (RNB) i 1998. Prognosene til selskapene tar hensyn til tiltak som er vedtatt implementert ved tidspunkt for innrapportering. I tillegg er det etablert utslippsprognoser fra marine støttetjenester, skytteltransport, helikoptertrafikk og letevirkosmhet

med utgangspunkt i erfaringstall, antall innretninger og oljetransport.

RKU-prognosene i seg selv er ikke direkte relevante for SFSF, men dagens prognoser er sammenlignet med RKU-prognosene for å vurdere om konsekvensene av utslipp beskrevet i RKU kan legges til grunn for KU SFSF.

#### Temarapport 5

Rapporten omhandler regulære utslipp til luft, avsetning av nitrogen og petroleumsvirksomheten sitt bidrag til nitrogenavsetning og bakkenært ozon i influensområdet. Konsekvenser av nitrogenavsetning er beskrevet i forhold til tålegrenser for forsuring og overgjødning, mens konsekvenser av ozondannelse er beskrevet ut fra vegetasjonsskader og overskridelse av luftkvalitetskriterier.

RKU kan benyttes som underlag for å beskrive konsekvenser for utslipp til luft i den grad prognosene som er lagt til grunn for konsekvensvurderingene er dekkende for dagens prognoser fra Tampen-området.

#### *Belastningsnivået*

Total deposisjon av nitrogen har en klar nord-syd gradient med maksimalbelastninger lengst syd, noe som gjenspeiler nærheten til det europeiske kontinentet. Bidraget fra Nordsjøen viser maksimalverdier i Sogn og Fjordane og gjenspeiler utslippene fra Tampen. Relativt sett bidrar petroleumsutslippene med 10-20% av totaldeposisjon i kystområdene fra Sogn til Sør-Trøndelag. Lenger syd i det mest belastede området, er Nordsjøens bidrag lite.

Bidraget til ozondannelse er størst i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal.

#### *Forsuring*

Utslipp av NO<sub>x</sub> fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen kan ha en viss innvirkning på forsuringssituasjonen i deler av influensområdet. Totalt areal med overskridelse av tålegrense for forsuring av overflatevann er beregnet å øke med 3% som følge av utslippene i Nordsjøen. Områdene som får tålegrenseoverskridelser, finnes på strekningen Nordfjord til Nord-Trøndelag.

#### *Overgjødning*

Hovedkonklusjonen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen isolert sett ikke vil gi målbare gjødningseffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper som er tilpasset et lavt nitrogennivå. Rogaland er mest utsatt pga. et høyt bakgrunnsnivå, mens det relative bidraget fra Nordsjøen er størst i Sogn og Fjordane og Hordaland.

#### *Ozondannelse*

RKU konkluderer med at det basert på tilgjengelig kunnskap er omtrent umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozoneksponering påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er størst, dvs i kyststrøkene, særlig fra Stadtlandet og sørover.

Bidraget fra Nordsjøen vil øke antall timer med ozonkonsentrasjoner over luftkvalitetskriteriet på 100 µg/m. Det er usikkert hvilken betydning dette har for dyreorganismer.

### **5.2.3 Konsekvenser av utslipp og endringer som følge av Statfjord Senfase**

Statfjord senfase innebærer i seg selv et vesentlig bidrag til reduksjon av årlige utslipp til luft fra Statfjordfeltet og Tampen-området som sådan sammenlignet med dagens utslippsnivåer, idet kraftbehovet til vann- og gassinjeksjon opphører.

De årlige utslippene fra Tampen-området i årene 2008-2018, dvs driftsperioden for Statfjord Senfase, vil være lavere enn de estimerte utslippene i maksimalåret 2000 som lå til grunn for konsekvensvurderingene i RKU Nordsjøen.

Innenfor driftsperioden for Statfjord Senfase (2008-2018) vil det høyeste samlede utslippet av NO<sub>x</sub> fra alle petroleumsrelaterte aktiviteter i Tampen-området inntreffe i 2008. Utslippet i 2008 er estimert til 17800 tonn NO<sub>x</sub>/år. Estimert utslipp i maksimalåret 2000 i RKU var til sammenligning nær 27000 tonn.

For VOC er reduksjonen i utslippene enda mer markant. Årlige utslipp fra Tampenområdet i 2008

er estimert til om lag 30000 tonn VOC, mens utslippene i maksimalåret 2000 i RKU var nær 180000 tonn VOC.

Tampen-områdets bidrag til miljøkonsekvenser i form av forsuring, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon i perioden 2008-2018 vil derfor være vesentlig lavere enn det som er beskrevet i RKU Nordsjøen og som er gjengitt ovenfor.

Pga. synkende produksjon på flere av de store produksjonsenhetene i Tampen-området vil luftutslippene generelt vise en synkende tendens. VOC-utslippene synker forholdsmessig mer enn andre luftutslipp. Dette skyldes at effektive tiltak for å gjenvinne VOC-damp ved lasting og transport av olje er gjennomført.

Hoveddelen av utslippene blir transportert mot norskekysten, og grenseoverskridende konsekvenser for Storbritannia er marginale.

### 5.3 Vurdering av utslippsreducerende tiltak

Tiltak er vurdert for Statfjord med og uten senfase-produksjon med utgangspunkt i:

- Myndighetenes rammebetingelser for miljø
- Tilgjengelig og lovende teknologi
- Tekniske, operasjonelle og økonomiske rammebetingelser
- Miljønytte og kostnadseffektivitet

#### 5.3.1 Gjennomførte og planlagte utslippsreducerende tiltak

Flere utslippsreducerende tiltak er gjennomført ved Statfjord i perioden 1999-2003 til en total kostnad på ca 450 millioner. I tillegg kommer betydelige investeringer for oppgradering av VOC-anlegg på skytteltankere. Tiltakene omfatter blant annet:

##### Reduksjon i VOC-utslipp

- Redusert damptrykk for å redusere avdampning av VOC ved SFC
- Installasjon av VOC anlegg på oljeskytteltankere

For å oppfylle myndighetenes krav om lagring og lasting av olje og kondensat med nmVOC-reducerende teknologi, skal det gjennomføres tiltak innen 2005. For en del av skipene som trafikkerer Statfjordfeltet, er det allerede installert VOC-reducerende teknologi. Det er tatt høyde for dette tiltaket (utstyr allerede implementert og planlagte installasjoner) i utslippsprognosene for RNB 2005 og Statfjord senfase.

##### Reduksjon av fakling

- Resirkulering av gass til fakling
- Redusert fakling ved SFA pga. kondensatgjenvinning
- Gjenvinning av gass fra produsert vann SFA
- Gjenvinning av gass fra produsert vann SFB (implementeres i 2005)
- Bruk av nitrogen som strippegass for vanninjeksjon på SFC istedenfor hydrokarbongass (Minox).

Faklingen er relativ høy ved Statfjord. Dette skyldes en betydelig avgassing av produsert vann, samt at naturgass benyttes som strippegass ved oksygenfjerning fra injeksjonsvann. Fakling i forbindelse med avgassing av produsert vann er imidlertid redusert som følge av gjenvinning av denne gassen ved SFA. Fakling er også redusert pga. resirkulering av gass som før ble faklet. SFC har som et CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak, gått over til å bruke nitrogengass som strippegass ved vanninjeksjon.

##### Prosess- og turbinoptimalisering

- Varmegjenvinningsenhet (WHRU) på SFC (2 stk) og på SFA
- Optimalisering av gass-rekompresjon
- 1 lav-NO<sub>x</sub>-turbin (DLE) på SFC
- Nye kontrollsystemer for turbiner og kompressorer på SFA, SFB og SFC.
- Nye luftinntaksfilter på turbiner for SFA, SFB og SFC.

Det er per i dag installert 18 stk LM2500 turbiner hvorav 16 er i bruk ved normal drift. Samlet utslipp fra turbiner ved eksisterende drift utgjør i størrelsesorden 2/3 av de totale utslippene av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>. Eksosvarmen fra turbiner er utnyttet for å dekke varmebehovet ved SFA og SFC. SFC har en gassturbindrevet vanninjeksjonspumpe for injeksjon av sjøvann og produsert vann. Gassturbinen er



installert med DLE-teknologi for å redusere utslippene av NO<sub>x</sub>.

#### Avgassing av produsert vann for gjenvinning av gass

Avgassing av produsert vann på Statfjord B og Statfjord C med gjenvinning av gassen (reduert fakkellgass) er vurdert som utslippsreducerende tiltak ved eksisterende drift og ved SFSF.

Gjenvinning av gassen på Statfjord B er vedtatt implementert og ligger til grunn for utslippsprognosene for senfase.

### **5.3.2 Utslippsreducerende tiltak vurdert for Statfjord senfase.**

Nedenfor er utslippsreducerende tiltak som er vurdert ifbm med senfase kortfattet beskrevet. En mer detaljert beskrivelse av tiltakene, prosess for utvelgelse av tiltak og begrunnelse for å velge bort tiltak er nærmere beskrevet i vedlegg F.

#### Lav-NO<sub>x</sub> turbiner (DLE teknologi)

Studier utført for installering av lav-NO<sub>x</sub> brennerteknologi i de eksisterende turbinene på SFA, SFB og SFC viser tiltakskostnader i størrelsesorden 120-300 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert. Investeringskostnadene overstiger prosjektets økonomiske bæreevne.

#### Kraftkabel fra land

Kraftkabel fra land er blitt studert på bakgrunn av OED/NVE-rapport fra 1997, samt nyere utredninger om teknologiutvikling for denne type kraftoverføringer. Meget høye tiltakskostnader (beregnet negativ nåverdi på 5.538 mill kr) og lav miljøkostnadseffektivitet gjør tiltaket er uaktuelt for SFSF. Tiltaket overstiger prosjektets økonomiske bæreevne.

#### Dampkraftverk (Combined Cycle)

Dampkraftverk ble vurdert og forkastet i en tidlig fase for SFA og SFC pga vekt- og plassbegrensninger, samt at varmegjenvinningsenheter allerede er inninstallert på disse plattformene. Et dampkraftverk ble videre vurdert for utnyttelse av eksosvarme fra de to kompressorene på SFB, men forkastet pga høye investeringer, lav miljøgevinst og svært lav miljøkostnadseffektivitet (om lag 590 kr pr tonn CO<sub>2</sub> og omlag 770 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert)

#### Kraftkabel mellom plattformene

Intern kraftkabel er et kapitalintensivt tiltak, med lav miljøkostnadseffektivitet for både CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> (om lag 620 kr pr tonn CO<sub>2</sub> og omlag 110 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert). Nedstengning av SFA i 2012 samt reduserte prognoser for elektrisk kraftbehov medfører at den miljømessige gevinsten ved å installere en intern kraftkabel har gått ned sammenlignet med hva som ble lagt til grunn i KU-programmet. Kraftkoordinering i nedstengningsperioden av feltet bidrar til de største utslippsreduksjonene for dette tiltaket.

#### Varmegjenvinningsenhet på SFB

Varmegjenvinningsenhet (WHRU) er allerede installert på SFC og delvis på SFA. Ytterligere installering på SFA er blitt vurdert, men forkastet pga vekt- og plassbegrensninger. Installering av WHRU på SFB er også blitt vurdert, men forkastet pga for lav miljøkostnadseffektivitet (om lag 170 kr pr tonn CO<sub>2</sub> og omlag 140 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert)

#### Ny elektrisk kompressor på SFB

Pga redusert tilgang på assosiert gass på SFB som følge av lav oljeproduksjon har prosjektet vurdert å erstatte 1. og 2.kompressortrinn med en ny elektrisk kompressorenhet. Pga lav miljøkostnadseffektivitet er tiltaket foreløpig forkastet. Det pågår fortsatt vurderinger av kostnadseffektiviteten til tiltaket.

#### STIG på SFB

STIG innebærer injeksjon av høytrykksdamp i brennkammeret til gassturbinene og fører til lavere forbrenningstemperatur og reduserte utslipp av NO<sub>x</sub> i avgassen. Installasjon av STIG på SFA, SFB og SFC er blitt vurdert, men valgt bort. For SFA og SFC er begrunnelsen vekt- og plassbegrensninger, for SFB dårlig miljøkostnadseffektivitet (om lag 920 kr pr tonn CO<sub>2</sub> og omlag 23 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert). STIG anses heller ikke kvalifisert for offshore-produksjon.

#### Avgassing av produsertvann med gjenvinning av gassen (reduert fakkellgass)

Gjenvinning av gass fra produsert vann på SFB er allerede vedtatt. Tilsvarende gjenvinning er også vurdert for SFC, men forkastet pga kostnadseffektivitet (om lag 160 kr pr tonn CO<sub>2</sub> og omlag 32 kr pr kg NO<sub>x</sub> redusert pr år), samt pga faren for at slik gjenvinning kan redusere effekten av planlagt Ctour-renseteknologi for produsert vann.

### Oppsummering

Lav-NO<sub>x</sub> turbiner og kraftkabel fra land er meget kapitalintensive tiltak med lav miljøkostnadseffektivitet. Ingen av disse tiltakene er økonomisk gjennomførbare for prosjektet og evt pålegg vil medføre at senfase ikke kan realiseres.

STIG på SFB, kraftkabel mellom plattformene, varmegjenvinningsenhet på SFB, gjenvinning av fakkeltgass på SFC og ny elektrisk kompressor på SFB gir i størrelsesorden 2-6 % reduksjon av CO<sub>2</sub> og 2-17 % reduksjon av NO<sub>x</sub> utover de årlig gjennomsnittlige utslippene i senfase (se Figur 5-1 og Figur 5-3).

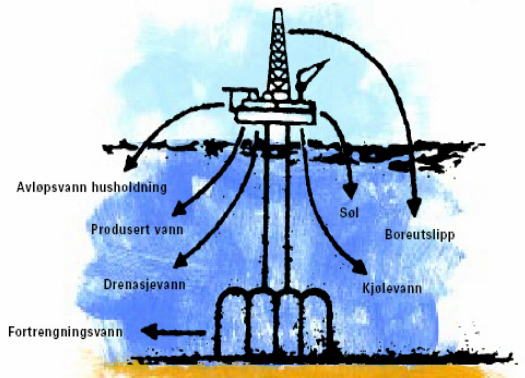
Gjenvinning av gass fra produsert vann ved SFC har den beste miljøkostnadseffektiviteten av de

vurderte tiltakene for både CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. WHRU har relativt god miljøkostnadseffektivitet for CO<sub>2</sub> avhengig av hvilket "mål" en setter for miljøkostnadseffektivitet. Det samme gjelder for STIG hva angår NO<sub>x</sub>. Tekniske utfordringer kan være begrensende for implementering av tiltak.

Utskiftning av innmat i kompressorer vil bli gjennomført i senfase som en del av modifikasjonene i forbindelse med senfase produksjon.

SFSF prosjektet er marginalt økonomisk, og har en gjennomføringsplan med høyt aktivitetsnivå for modifikasjonene som prosjektet innebærer. Prosjektet har derfor ikke implement ytterligere utslippsreducerende tiltak for luft utover de tiltakene som allerede er gjennomført eller besluttet gjennomført på Staffjord.

## 6 Planlagte utslipp til sjø



Figur 6-1: Kilder til planlagte utslipp til sjø (Miljøsøk, 2000)

Ved utslipp til sjø skiller en mellom utslipp i bore- og anleggfasen, utslipp under regulær drift og uhellsutslipp. Konsekvenser av utslipp fra boring og anleggsfasen, utslipp av av produsert vann, utslipp av produsert sand samt mulighet for uhellsutslipp er spesielt fokusert i denne KU (Konsekvenser av utslipp til sand er omtalt spesielt på grunn av myndighetskrav knyttet til utslipp).

### 6.1 Boring og brønnoperasjoner

#### 6.1.1 Utslipp i forbindelse med boring

Som beskrevet i kapittel 3.5.1 vil boring i toppseksjonen normalt ikke forekomme, mens boring i dypere seksjoner vil utføres med oljebasert borevæske. Oljeholdig kaks vil bli injisert i Utsira-formasjonen sammen med rester av komplettering-, gruspakking- og sementeringskjemikalier. Gjenbruk av oljebasert slam er per i dag ca 66%, og vil bli videreført i SFSF.

Tabell 4-1 viser beregnet mengde injisert borekaks og oljebasert borevæske i Utsira formasjonen basert på boreprogrammet for senfase. Totalt er det 38 brønner som skal rekompletteres i senfase, hvorav 30 vil bores med korte sidesteg. Injisert mengde av oljeholdig kaks er basert på erfaringstall fra tidligere år med tilsvarende brønnprogram.

Tabell 6-1 Planlagt injisert mengde av borekaks og oljebasert borevæske i senfase (tonn/år)

År	Nye brønner		Korte sidesteg		Total mengde
	Antall brønner	Mengde injisert	Antall sidesteg	Mengde injisert	
2006	6	5400	14	550	5950
2007	9	8000	10	390	8390
2008	9	8000	6	230	8230
2009	3	2700	0	0	2700
2010	5	4500	0	0	4500
2011	6	5400	0	0	5400

Totalt vil det bli injisert ca 35000 tonn borekaks og oljebasert borevæske i Utsira-formasjonen over en periode på 6 år. I forbindelse med injeksjon av produsert vann til Utsira formasjonen ble muligheten av lokal oppsprekking av reservoaret vurdert, og en viss risiko for dette ble identifisert. Totalt var det planlagt å injisere ca 500 mill. tonn vann over perioden 2008-2018. Injeksjon av boreslam utgjør om lag 0.035 mill. tonn i samme periode. Utsira-formasjonen vil ha kapasitet til disse volumene uten målbar trykkoppbygging i reservoaret. Lokal trykkoppbygging rundt injektorene forventes heller ikke basert på ca. 10 års erfaring med injeksjon av kaks i Utsira-formasjonen som akkumulert er i samme størrelsesorden som for senfase.

Forbruket av kjemikalier som brukes for kompensere for lavt hydrostatisk trykk i brønnene vil øke, men er ikke estimert.

#### 6.1.2 Utslipp i forbindelse med brønnoperasjoner

I forbindelse med ferdigstillelse (komplettering) av brønner brukes det i dag sementerings- og kompletteringskjemikalier. Dette vil også være tilfelle for SFSF. Hoveddelen av disse kjemikaliene blir som for borekaks tilbakeført til oppsamlingstanker på plattformene og injisert i Utsira-formasjonen, eller sendt til land for gjenbruk.

Etter at brønnene er komplett utføres brønnopprensning for å klargjøre brønnene til produksjon. Ved brønnopprensning vil plattformens testseparator bli benyttet, og rester fra sementerings- og kompletteringskjemikalier

sammen med oljeholdig vann fra brønnene vil bli rensert i plattformenes renseanlegg.

Årlige utslipp av disse kjemikaliene i SFSF vil være som tidligere rapportert for Statfjord. I 2003 ble det rapportert ca 22 tonn utslipp av sementeringskjemikalier (sement) og ca 230 tonn kompletteringskjemikalier. Kjemikaliene er karakterisert som "grønne" og "gule" i SFTs system for klassifisering av kjemikalier<sup>3</sup> og er lite miljøskadelige for akvatiske organismer.

Under drift vil det benyttes avleiringshemmere og avleiringsoppløserer for å hindre og løse opp avleiring i brønnene og for å fjerne disse. Kjemikaliene injiseres i brønnene, og følger produksjonsstrømmen sammen med avleiringene tilbake til plattformen. Disse slippes ut sammen med produsert vann.

Utslippene av avleiringshemmer og avleiringsoppløser er forventet å øke i senfase på grunn av økt avleiringspotensial i brønnene. Dagens utslipp er i størrelsesorden 80 tonn og 140 tonn for henholdsvis avleiringshemmer og for avleiringsoppløser. Utslippene i SFSF for er foreløpig estimert til henholdsvis 160 og 280 tonn. Kjemikaliene er karakterisert som "gule" kjemikalier.

Drenasjevann fra boreområdet på plattformene samles opp og injiseres i Utsira-formasjonen.

### **6.1.3 Konsekvenser av utslipp fra boring og brønnoperasjoner**

Utslipp av kjemikalier som benyttes for kompensere for lavt hydrostatisk trykk i brønnene og avleiringshemmere/oppløserer som benyttes vil øke i senfase. Utslipppet av avleiringshemmere og oppløserer er estimert til å bli to ganger høyere i SFSF sammenlignet med dagens utslipp.

<sup>3</sup> Kjemikaliene inndeles i grupper etter deres økotoxikologiske egenskaper: *Svarte kjemikalier*; kjemikalier som det kun unntaksvis gis tillatelse til utslipp av. *Røde kjemikalier*; kjemikalier som skal prioriteres spesielt for substitusjon i henhold til SFTs kriterier. *Gule kjemikalier*; kjemikalier som har akseptable miljøegenskaper. *Grønne kjemikalier*; kjemikalier på PLONOR-listen (Substances used and discharged offshore which are considered to Pose Little Or No Risk to the Environment)

Forbruket av kjemikalier som brukes for å kompensere for lavt hydrostatisk trykk i brønnene er ikke estimert.

Kjemikaliene som benyttes ved brønnoperasjoner er lite miljøskadelige, og miljøkonsekvensene av utslipp fra dagens drift er marginale. Konsekvensene antas også å være små i senfase.

Statoil arbeider imidlertid aktivt med substitusjon til mere miljøvennlige kjemikalier, og dette arbeidet vil også videreføres i senfase. En mer detaljert oversikt over kjemikalier som vil benyttes for boring og brønnoperasjoner i senfase, forbruk, utslipp til sjø, andel til gjenvinning og injeksjon i Utsira-formasjonen samt eventuelle avbøtende tiltak, vil bli utarbeidet som grunnlag for søknad om utslippstillatelse. Det vil også bli gitt en mer detaljert oversikt over omfang av brønnopprensning, utslipp og eventuelle avbøtende tiltak.

## **6.2 Produsert vann**

Dette kapittelet gir en oversikt over utslipp av produsert vann i perioden 2000-2018 (kap 6.2.1). Dagens drift (SF-referansealternativ) representerer utslipp i perioden 2000-2007, mens Statfjord senfase representerer perioden 2008-2018. Dersom Statfjord senfase ikke besluttes vil Statfjord stenge ned i 2009.

Utslippsberegningene (kap 6.2.3) tar hensyn til allerede implementerte utslippsreducerende tiltak og tiltak som er vedtatt implementert på Statfjord av dagens drift og av SFSF (kap 6.2.2). Alle utslippsreducerende tiltak som er blitt vurdert er beskrevet. CTour-renseteknologi og injeksjon av produsert vann i Utsira-formasjonen er beskrevet spesielt.

Miljørisiko, overlappende konsentrasjonsfelt med andre utslipp i regionen og konsekvenser av utslipp er vurdert og beskrevet i kap 6.2.4.

## 6.2.1 Utslipp av produsert vann

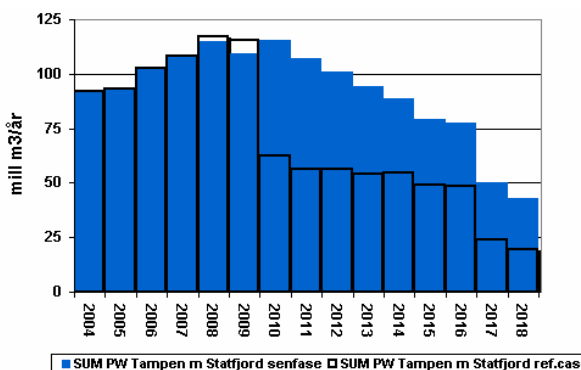
### 6.2.1.1 Statfjord sine utslipp versus andre felt i Tampen området

Av de samlede utslippene av produsert vann som har betydning for vannkvaliteten i Tampen-området, kommer anslagsvis 75% fra installasjoner på britisk sektor, og ca 25 % fra installasjoner på norsk side (basert på tall fra RKU-Nordsjøen, 1999).

Statfjord er et modent felt, og vannmengdene er store i forhold til andre felt. I 2003 bidro Statfjord med 52 % av produsert vannmengdene på norsk side i Tampenområdet. I SFSF vil de maksimale utslippene av produsert vann inntreffe i år 2010, og Statfjord vil bidra med 46 % av dette.

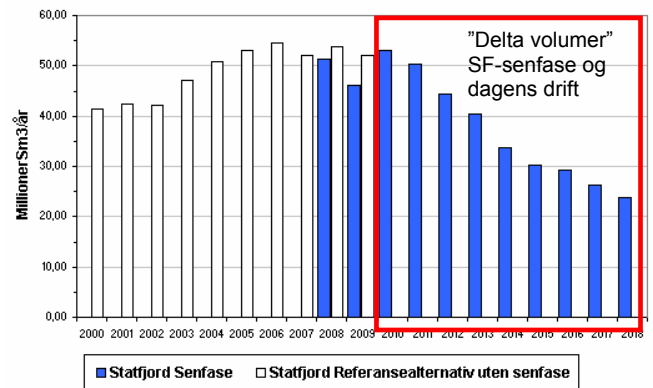
For utslippene på norsk side foreligger det oppdaterte utslippsprognoser basert på innrapporteringen til RNB 2004. Iflg. disse prognosene vil maksimale utslipp i Tampen området inntreffe i år 2008, med i underkant av 120 millioner m<sup>3</sup> produsert vann og ca 1800 tonn olje i produsert vann. Til sammenligning viste prognosene i RKU-Nordsjøen (RNB-tall for 1999) et maksimalutslipp for år 2002 med ca 70 millioner m<sup>3</sup> produsert vann og ca 1800 tonn olje. Forbedret renseteknologi har altså medført at utslipp av olje ikke øker, selv om vannmengdene øker.

SFSF vil ikke medføre noen økning av maksimumutslippene av produsert vann i Tampenområdet, men de totale mengdene over tid vil øke. Dette er illustrert i Figur 6-2.



Figur 6-2: Produsert vannutslipp fra norske installasjoner i Tampen-området

Figur 6-3 viser samlet utslipp (millioner Sm<sup>3</sup>/år) av produsert vann fra SFA, SFB og SFC for SF-referansealternativ og planlagte utslipp for SFSF. Planlagte utslipp for SFSF er noe lavere sammenlignet med planlagte utslipp for SF-referansealternativ for sammenlignbare år. De årlige vannmengdene i SFSF øker ikke sammenlignet med referansealternativet. Produksjonen blir imidlertid forlenget med 9 år.

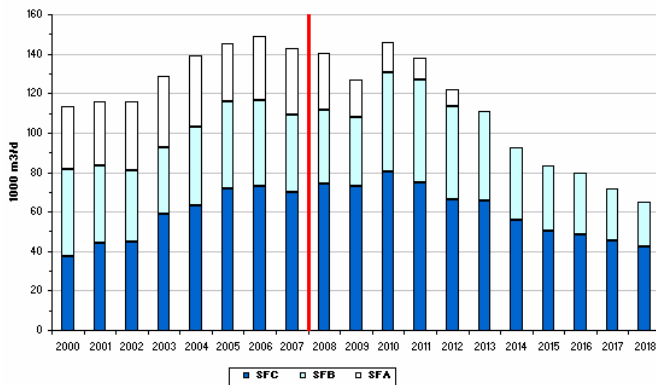


Figur 6-3: Produsert vann i Statfjord senfase og SF referansealternativ (millioner m<sup>3</sup>/år)

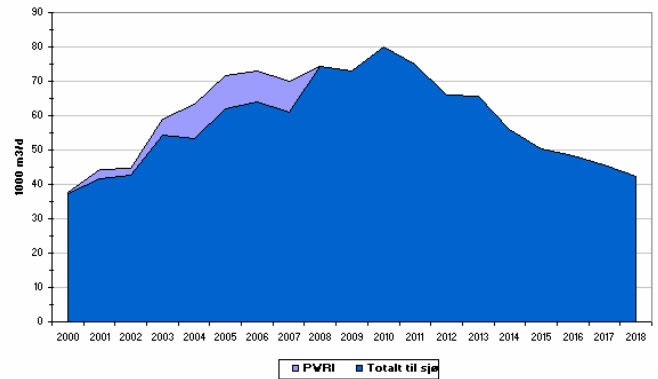
Basert på dagens dreneringsstrategi og produsertvannprognoser, vil Statfjord senfase få en maksimal vannproduksjon i år 2010 på ca 150.000 m<sup>3</sup>/d. Vannproduksjon avtar deretter tilnærmet lineært til 2018.

### 6.2.1.2 Produsert vann forutsatt beslutning om Statfjord senfase

Figur 6-4 viser fordeling av vannmengde mellom SFA, SFB, SFC forutsatt at SFSF besluttes. Utslipp av produsert vann fra SFC representerer ca halvparten av vannmengdene som prosesseres ved Statfjord (inkludert SF-satellittene som prosesseres på SFC).

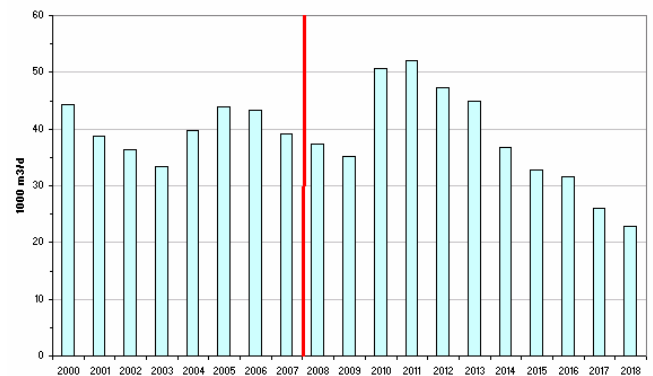


**Figur 6-4: Fordeling av produsert vann på SFA, SFB og SFC, 1000m<sup>3</sup>/d**

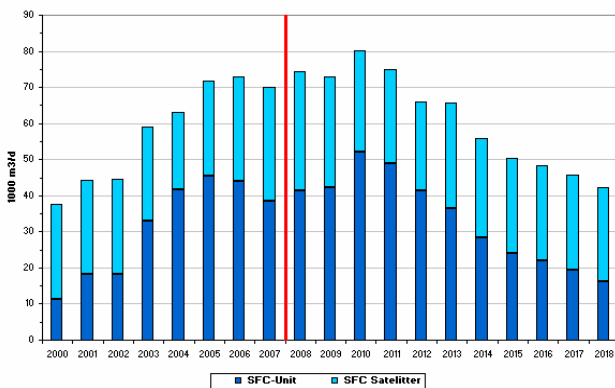


**Figur 6-6: PWRI i forhold til totalt produsert vann ved SFC (1000 m<sup>3</sup>/d)**

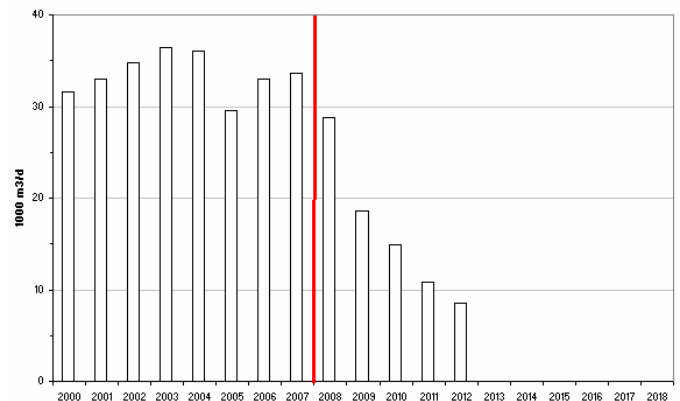
Figur 6-5, Figur 6-7, og Figur 6-8 viser prognoser for produsert vann på SFC, SFB og SFA forutsatt at SFSF besluttes. Prognosene er benyttet i forbindelse med beregning av miljørisiko og utslipp av naturlige komponenter. Som det fremgår av Figur 6-5, utgjør satellittene en betydelig andel av vannmengdene på SFC. I dag reinjiseres deler av det produsert vannet på Statfjord C. Figur 6-6 viser re-injisert vannmengde på SFC (PWRI) og faktiske mengder som slippes til sjø.



**Figur 6-7: Produsert vann ved SFB (1000m<sup>3</sup>/d)**

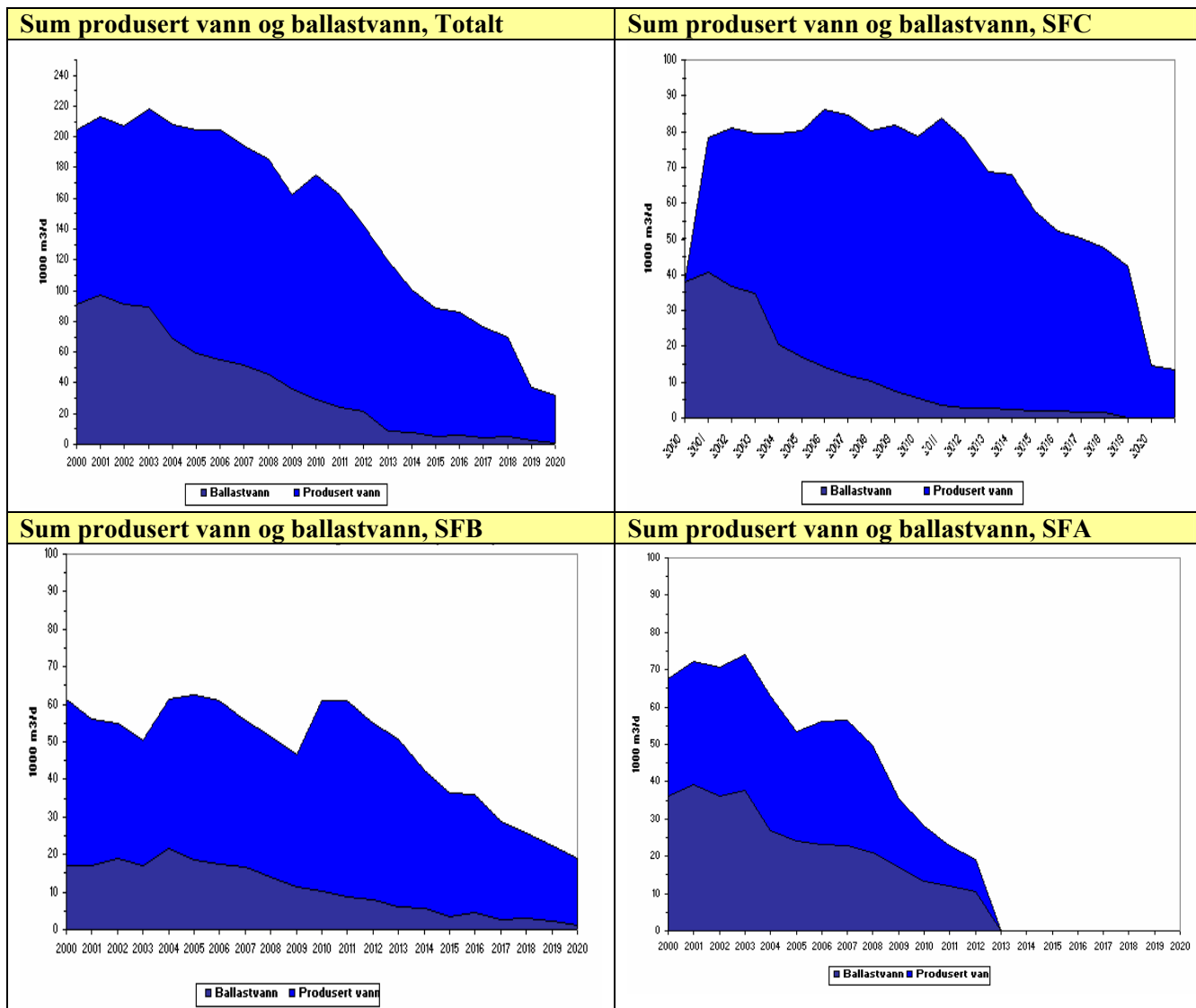


**Figur 6-5: Produsert vann ved SFC, 1000 m<sup>3</sup>/d**



**Figur 6-8: Produsert vann ved SFA (1000m<sup>3</sup>/d)**

Produsert vann på Statfjord-feltet slippes ut sammen med ballastvann. Figur 6-9 viser totalt utslipp av produsert vann og ballastvann samlet for alle plattformene og for hver av plattformene SFC, SFB og SFA. Ballastvannmengdene avtar utover i SFSF ettersom oljeproduksjonen synker.



Figur 6-9: Produsert vann og ballastvann på Statfjordfeltet (SFA, SFB og SFC), 1000m<sup>3</sup>/d

## 6.2.2 Utslippsreducerende tiltak

Flere tiltak er implementert på Statfjord og ytterligere tiltak er vedtatt implementert for å redusere miljørisiko i forbindelse med utslipp av produsert vann. Utvelgelsen av tiltak er gjort med bakgrunn i myndighetenes og selskapets miljøstyring, tilgjengelig teknologi, Statfjordfeltets begrensninger/rammebetingelser, konsekvenser for miljø og en vurdering av miljøkostnadseffektivitet.

### 6.2.2.1 Gjennomførte tiltak og planlagte utslippsreducerende tiltak på Statfjord

I nullutslippsrapporten for Statfjord (2003 ble følgende tiltak lagt til grunn)/90/:

- Substitusjon av røde kjemikalier (korrosjons-hemmere)
- Reduksjon av kjemikalieforbruk ved å optimalisere dosering
- Optimalisering av eksisterende hydrosykloner
- Implementering av ny renseteknologi-CTour
- Reinjeksjon av produsert vann på SFC for trykkstøtte (PWRI)

Tabell 6-2 viser gjennomførte og planlagte tiltak i perioden 2000-2005. Planlagte tiltak gjennomføres i henhold til nullutslippsrapporten, men Statfjord drift har anbefalt stans i PWRI på SFC. Anbefalingen er begrunnet ut fra flere forhold, men først og fremst fordi fortsatt drift gir økt H<sub>2</sub>S-produksjon og økt kjemikalieforbruk (H<sub>2</sub>S-fjerner)

Det er liten total miljøgevinst ved å fortsette reinjeksjon av produsert vann på SFC i forhold til økte effekter av utslipp av H<sub>2</sub>S-fjerner i SFSF. En nærmere begrunnelse for å stenge ned PWRI på SFC er gitt i vedlegg G

**Tabell 6-2: Gjennomførte- og planlagte tiltak på Statfjord**

ÅR	SFA	SFB	SFC
2000			
2001		-Utskifting av innmat i hydrosyklon (mer stabil rensseffekt)	-Noe reinjeksjon av produsert vann -Installasjon av flere hydrosykloner på SFC (test og 2-trinn separator)
2002	-Utskifting av innmat i hydrosyklon (mer stabil rensseffekt) -Substitusjon av korrosjonshemmer PK 6050 (rød) til KI 3699(gul), effekt fra 2003		-Videreføring av re-injeksjon, men pumpehavari
2003	-Optimalisering av produsert vannrensing inkludert opplæring av driftspersonell -Optimalisering av kjemikalieforbruk (lavere forbruk)	-Optimalisering av produsert vannrensing inkludert opplæring av driftspersonell -Optimalisering av kjemikalieforbruk (lavere forbruk) -Substitusjon av korrosjonshemmer PK 6050 (rød) til KI 3699(gul), effekt fra 2004	-Utvidet reinjeksjon -Optimalisering av produsert vannrensing inkludert opplæring av driftspersonell -Optimalisering av kjemikalieforbruk (lavere forbruk) -Substitusjon av korrosjonshemmer PK3698(rød)til KI 3793 (gul), effekt fra 2004
2004			-CTour for lavtrykk, men liten del av total vannmengde. Full effekt av CTour regnes ikke før 2006 -PWRI ca 9000 m <sup>3</sup> /d <sup>4</sup>
2005	CTour installeres innen 2005 til å behandle alt vann på SFA, effekt av CTour regnes ikke før 2006	CTour installeres innen 2005 til å behandle alt vann på SFB, effekt av CTour regnes ikke før 2006	-CTour utvides (01.05.2005) til å behandle høytrykk og lavtrykks vann fra SF C unit, men ikke satellittvann som prosesseres på SFC. Full effekt av CTour regnes ikke før 2006

<sup>4</sup> PWRI på SFC er dimensjonert for 18000m<sup>3</sup>/d, men driftserfaring viser til kun 50% regularitet. Det vil si at 9000m<sup>3</sup>/d injiseres.



### 6.2.2.2 Planlagte utslippsreducerende tiltak for SFSF

Ved utvelgelse av avbøtende tiltak for produsert vann for Statfjord senfase, har prosjektet stått overfor tilnærmet de samme utfordringer som ved dagens drift av Statfjord.

Følgende rammebetingelser har vært bestemmende for utvelgelse av mulige tiltak for SFSF:

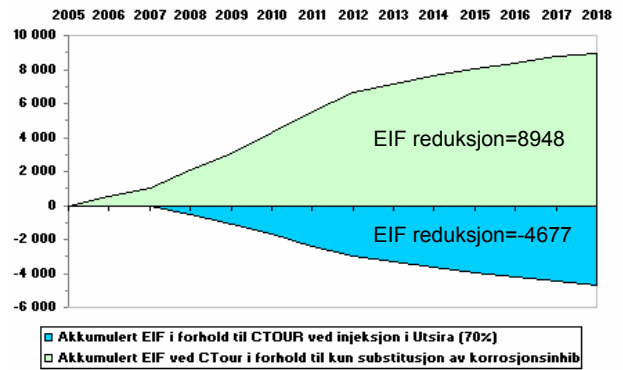
- Dreneringsstrategi med trykkavlastning
- Statfjord sine mengder med produsert vann samt sammensetning på vannet (bidraget til EIF fra tilsatte kjemikalier versus naturlige komponenter)
- Tilgjengelig plass og vekt ved de eksisterende plattformene
- Teknologi som planlegges implementert før senfase
- Sikkerhet
- Økonomi og miljøkostnadseffektivitet
- Tilgjengelighet og modenhet av teknologi
- Operasjonelle kriterier

Endret dreneringsstrategi i senfase utelukker tiltak som stopp i vannproduksjon, nedihullseparasjon, reinjeksjon av produsert vann som trykkstøtte osv. De store vannmengdene, sammensetning av produsert vann på Statfjord og ønske om høy renseeffektivitet er videre begrensende for valg av renseteknologi. Vannmengdene begrenser også valg av teknologi ut fra plass og vektbegrensningene på de eksisterende plattformene.

Ut fra disse rammebetingelsene ble to tiltak utpekt som teknisk mulige for senfase:

- Injeksjon av produsert vann i Utsira-formasjonen
- Modifikasjon og utvidelse av CTour-prosessen for senfase-produksjon

Injeksjon av produsert vann i Utsira-formasjonen er ikke økonomisk gjennomførbart, og vil medføre at Statfjord senfase ikke kan realiseres innenfor lønnsomme rammer. Løsningen har også svært lav miljøkostnadseffektivitet i forhold til CTour, og medfører i tillegg økte utslipp til luft.



Kost-Nytte av CTour: 50 276 (NOK/EIF) (EIF≈9000)
Ekstra kost/nytte av injeksjon i forhold til CTour: 913 139 (NOK/EIF) (EIF≈4700)
Kost/nytte av injeksjon, 70%: 346 439 (NOK/EIF) (EIF≈13700)

**Figur 6-10 Kost-nytte av CTour versus injeksjon i Utsira-formasjonen**

SFSF-prosjektet legger til grunn at CTour-teknologien implementeres på SFA, SFB og SFC i 2005, og at følgende oppgraderinger gjøres i SFSF;

- tilrettelegging for lavtrykksproduksjon på SFA, SFB og SFC
- tilrettelegging for behandling av satellittvann på SFC
- kjøletiltak for å øke kondensatmengdene på SFB og SFC

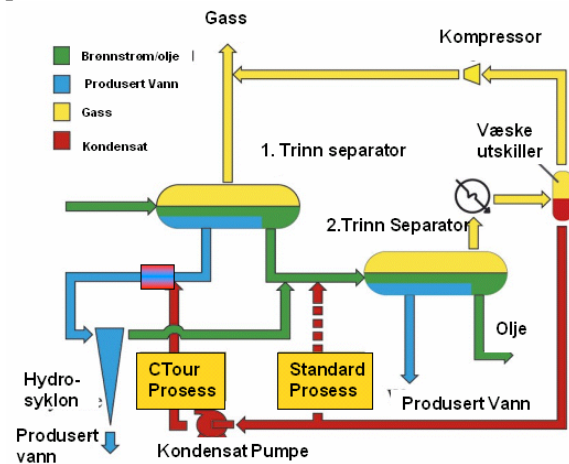
I tillegg vil SFSF-prosjektet fortsette arbeidet med å optimalisere CTour-teknologien og arbeide for videre substitusjon av korrosjonshemmere som en del av det kontinuerlige forbedringsarbeidet.

Injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner i separat brønn har vært vurdert for SFSF. Løsningen har svært lav miljøkostnadseffektivitet på SFA og relativt lav kostnadseffektivitet på SFB og SFC. Prosjektet anbefaler ikke å injisere H<sub>2</sub>S-fjerner på SFA, og foreløpig ikke på SFB og SFC. Tiltaket vil bli videre vurdert på SFB og SFC.

En nærmere redegjørelse for valg av tiltak, tiltak som er valgt bort, herunder injeksjon av produsert vann i Utsira-formasjonen, samt tiltak som fortsatt er til vurdering er nærmere omtalt i vedlegg G. CTour-teknologien er omtalt nedenfor.

### 6.2.2.3 CTour-renseteknologi

Statfjord-lisensen har vært en pådriver for å kvalifisere CTour-renseteknologi for å redusere miljørisikoen av produsert vann. CTour er basert på injeksjon av kondensat som koaliserings- og ekstraksjonsmedium for å redusere dispergert olje og løste komponenter som finnes naturlig i produsert vann.



Figur 6-11: CTour-prosessen

CTour-prosessen gir en vekst av oljedråper ved koalesens. Store kondensatdråper injiseres og remikses i vannstrømmen for å sikre jevn fordeling av olje/kondensatdråper. Større dråper gir hydrosyklonene en lettere jobb med å skille olje og vann, og effektiviteten øker. I tillegg vil kondensatet virke som et ekstraksjonsmedium på oppløste komponenter i det produserte vannet. Dette gjelder både for hydrokarboner og for prosesskjemikalier som er delvis oljeløselige.

CTour-prosessen er vist i Figur 6-11 og består av følgende trinn:

- Høsting av egnet kondensat fra prosessen
- Injeksjon av kondensat til det produserte vannet
- Etter en viss oppholdstid vil dispergerte og løste komponenter foreligge i kondensatfasen.
- Kondensatet med de løste og dispergerte oljekomponentene fjernes i en standard hydrosyklon.
- Kondensatet med ekstraherte komponenter, resirkuleres tilbake til produksjonsstrømmen.

Renseeffektiviteten for CTour er høy og sammenlignbar for både for høytrykk og lavtrykkproduksjon. Det anbefales injeksjon av

kondensat i området 0.5-0.75 vol% for maksimal utnyttelse av teknologien.

Renseeffektivitet for CTour som funksjon av kondensatinjeksjon, relativt til kun rensing i hydrosykloner, er vist i Tabell 6-3. Tall fra testing er skravert. Estimerte verdier basert på testing er vist i kursiv<sup>5</sup>.

Renseeffektiviteten for de ulike komponentene er benyttet sammen med kondensatprofiler ved SFA, SFB og SFC til å beregne miljørisiko og utslipp av naturlige komponenter i produsert vann. Kondensatprofilene er vist i vedlegg G.

Tabell 6-3: Renseeffektivitet (%) for CTour som funksjon av kondensatinjeksjon.

Komponentgruppe	Kondensatrate (vol%)				
	0.25	0.37	0.5	0.62	0.75
BTEX	-5	-11	-16	-28	-39
Naftalener	36	42	47	55	62
2-3 ring PAH	31	36	41	49	56
4-ring+ PAH	33	37	41	48	55
Fenol C0-C3	0	0	0	0	0
Fenol C4-C5	13	17	21	27	33
Fenol C6+	37	40	42	51	59
Dispergert olje	32	33	33	44	54
Korrosjonshemmer	30	36	41	43	44

De samlede resultatene for løste naturlige komponenter er spesielt gode sammenlignet med annen teknologi, og teknologien er effektiv i forhold til sammensetningen på vannet på Statfjord (se Tabell 6-4 og EIF-kakediagram i vedlegg G)<sup>6</sup>. CTour har også en god renseseffekt for den aktive

<sup>5</sup> Renseeffektivitet basert på testing våren 2004. Tester i perioden vår 2004-04 indikerer at renseseffektiviteten er enda bedre, og mindre avhengig av kondensat. Dette skyldes en sekundær renseseffekt i avgassingstanken i tillegg til rensing som oppnås i hydrosyklonen. Disse avgassingstankene er store med tilstrekkelig oppholdstid til at en får en medrivningseffekt (stripping).

<sup>6</sup> Det må her nevnes at senere års økte forståelse av sammenhengen mellom rensing av dispergert olje og tyngre organiske komponenter som aromater og fenoler, generelt viser at det oppnås reduksjoner av disse stoffene som følge av reduksjon av dispergert olje. Dette skyldes at disse største molekylene har størst affinitet til olje. Det vil si at reduksjoner i dispergert olje de senere år også har bidratt til en nedgang for disse stoffene.

komponenten i korrosjonshemmere som benyttes på Statfjord. BTEX komponenter (Benzen, Toulén, Etylen, Exylen) i kondensatet blir ekstrahert ut i vannet, og innholdet i utslippsvannet av disse komponentene øker som følge av CTour.

### 6.2.3 Planlagte utslipp

#### 6.2.3.1 Sammensetning av produsert vann

Produsert vann fra Statfjord-plattformene består av:

- Tilsatte produksjonskjemikalier
- Naturlige komponenter

#### Tilsatte produksjonskjemikalier

Alle produksjonskjemikalier som benyttes og er planlagt benyttet i senfase er godkjente kjemikalier i SFTs gule eller grønne (PLONOR.) kategorier (se definisjon av kategorier i kapittel 6.1.2).

Kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon (korrosjonshemmere) og H<sub>2</sub>S-fjerner er de produksjonskjemikalierne ved Statfjord som bidrar mest til miljørisiko.

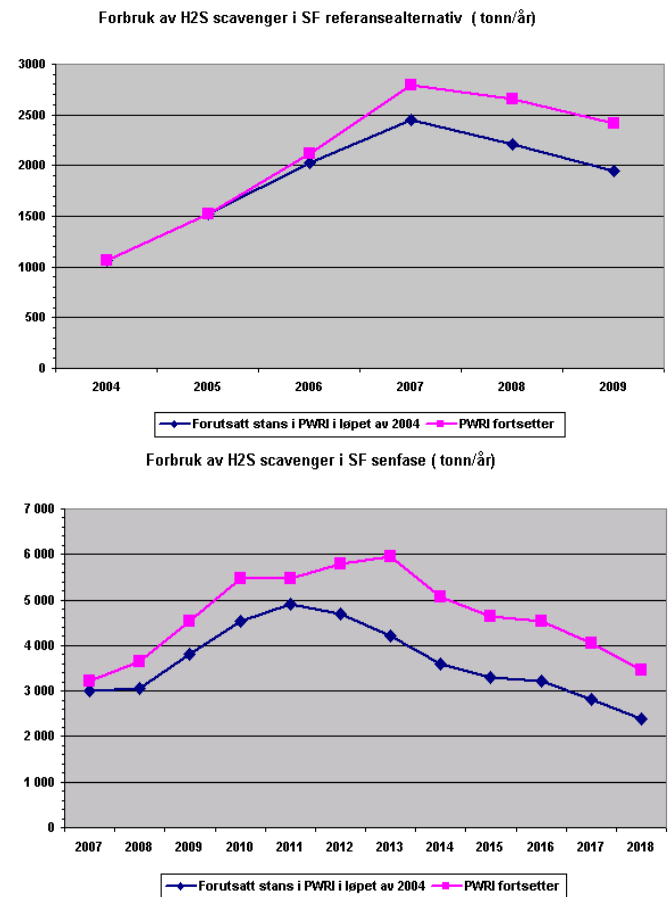
Det er vurdert om forbruket av korrosjonshemmere i senfase vil gå ned som følge av utskiftning av karbonstål til duplex-stål, men summen av alle forhold tilsier at forbruket av korrosjonshemmere vil holde seg på samme nivå som ved dagens drift.

Bruk av H<sub>2</sub>S-fjerner vil øke i SFSF og for referansealternativet på alle plattformene som følge av økt H<sub>2</sub>S- produksjon. Forbruk av H<sub>2</sub>S fjerner på SFC er avhengig av om produsert vann reinjeksjon på SFC fortsetter fram til senfase, eller om denne stenges ned i løpet av 2004.

Forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner og utvikling av miljørisiko på feltet er derfor beregnet og vist for 2 alternativer:

- Alternativ 1: PWRI stopper i løpet av 2004 for å hindre en ytterligere forsuring av reservoaret og for dermed redusere H<sub>2</sub>S dannelse.
- Alternativ 2: PWRI fortsetter frem til senfase og fører til en ytterligere økning av H<sub>2</sub>S for Statfjord C utover tilsvarende økning på Statfjord A og B

Figur 6-12 viser utvikling av H<sub>2</sub>S-fjerner i senfase og for referansealternativet med og uten stans i PWRI på Statfjord C. Forskjell i forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner skyldes kun økning på SFC. Økningen i forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner er relativt stor i forhold til vannmengden som injiseres. Dette skyldes produsertvannets relative høye innhold av organiske syrer som bidrar til anaerobt miljø i reservoaret, og dannelse av H<sub>2</sub>S ved hjelp av sulfatreduserende (SRB) bakterier.



Figur 6-12: Forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner (tonn/år)

Andre produksjonskjemikalier som benyttes er flokkulant, emulsjonsbryter, avleringshemmer, metanol og TEG. Flokkulant benyttes for å bedre separasjonsegenskapene i avgassingstankene, separatorene og flotasjonscellene. Emulsjonsbryter benyttes for å hindre dannelse av emulsjoner og dermed forbedre separasjonen av olje og vann. Avleiringshemmer benyttes for å hindre faststoffdannelse i prosessutstyret og i brønnene. Dannelse av avleiringer i for eksempel hydroykloner vil medføre nedsatt effektivitet og høyere olje i vann nivå. Metanol og TEG benyttes

som hydrathemmere i gassfasen og for havbunnsrammene.

Kjemikaliene benyttes i relativt begrenset mengder, er lite giftige, lett nedbrytbare og fører ikke til biomakkumulering. Kjemikaliene bidrar relativt lite til miljøsikro uttrykt ved EIF.

#### Naturlige komponenter

De viktigste naturlige komponentene i produsert vann og konsentrasjonen av disse er vist i Tabell 6-4.

Konsentrasjonene er målt i 2003 etter rensing i de eksisterende hydrosyklonene på plattformene. Det er ikke funnet grunnlag for å anta noen endring i konsentrasjonsprofilen av naturlige komponenter i senfase.

CTour-teknologien vil redusere utløps-konsentrasjonen av de fleste av komponentgruppene listet i tabellen. Renseeffektiviteten er en funksjon av kondensatprofilene gitt i vedlegg G.1. Utvikling i utløpskonsentrasjon for de ulike naturlige komponentgruppene er vist i vedlegg G.2.

**Tabell 6-4: Konsentrasjon (mg/l) i 2003 av et utvalg av naturlige komponenter i produsert vann\***

Komponenter	SFA	SFB	SFC
BTEX	12.22	4.89	4.35
Naftalener	1.22	0.93	1.00
2-3 ring PAH	0.145	0.094	0.156
4-ring+ PAH	0.002	0.001	0.003
Fenol C0-C3	3.37	4.22	4.36
C4+ fenol/C4-C5 fenol	0.138	0.116	0.110
C6+ fenol	0.001	0.002	0.0035
Dispergert olje	13.3	14	12.4
Cu	0.004	0.004	0.003
Zn	0.001	0.001	0.001

\*etter rensing i hydrosyklonene

Ballastvann som slippes ut sammen med produsert vann inneholder dispergert olje, men i mye lavere konsentrasjoner enn produsert vann (omtrentlig 1,3 mg/l). Konsentrasjonene av andre komponenter i ballastvannet som slippes ut sammen med produsert vann er ubetydelige.

#### 6.2.3.2 Utslipp av naturlige komponenter

Mengde utslipp av naturlige komponenter i produsert vann på feltet er vist nedenfor for perioden 2000-2018. Implementerte og vedtatte tiltak er lagt til grunn for beregningene<sup>7</sup>.

Reduksjoner i utslipp er beregnet for periodene:

- 2000-2006(Ospar sitt referanseår-første år etter nullutslippstiltak er implementert),
- 2000-2003(Ospar sitt referanseår-dagens utslipp/siste rapporterte år),
- 2000-2011(Ospar sitt referanseår- år med størst utslipp i SFSF),
- 2003-2011(dagens utslipp/siste rapporterte år- år med størst utslipp i SFSF) og
- 2006-2011(første år etter nullutslippstiltak er implementert-år med størst utslipp i SFSF)

Mengde utslipp er beregnet for de komponentgruppene som bidrar mest til miljøsikro. I tillegg er Total-hydrokarboner beregnet med og uten BTEX inkludert. Tabell 6-5 viser hvilke komponentgrupper som mengde utslipp er beregnet for og komponenter som inngår i hver gruppe. For de historiske dataene (rapporterte verdier) viser tabellen hvorvidt noen av komponentene er utelatt i rapporteringen i enkelte år.

Mengde utslipp er presentert mer detaljert nedenfor og utvikling i utslippskonsentrasjon for ulike komponentgrupper er vist i vedlegg G.

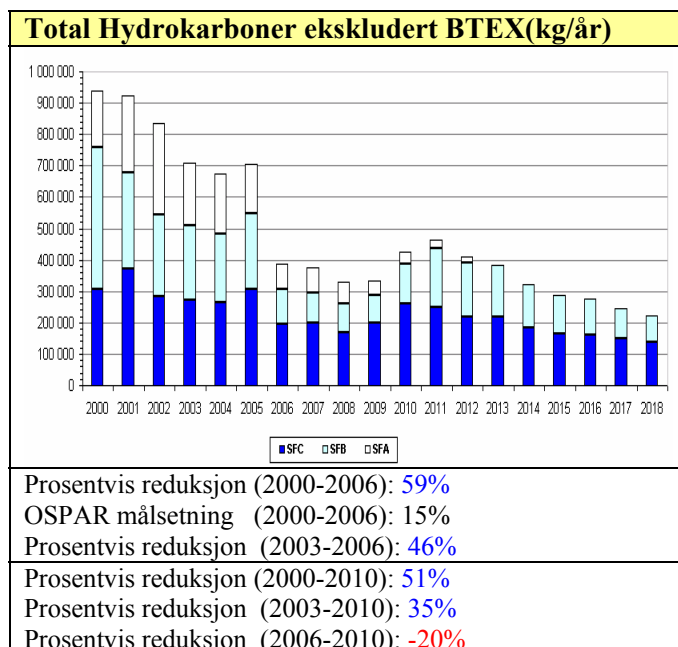
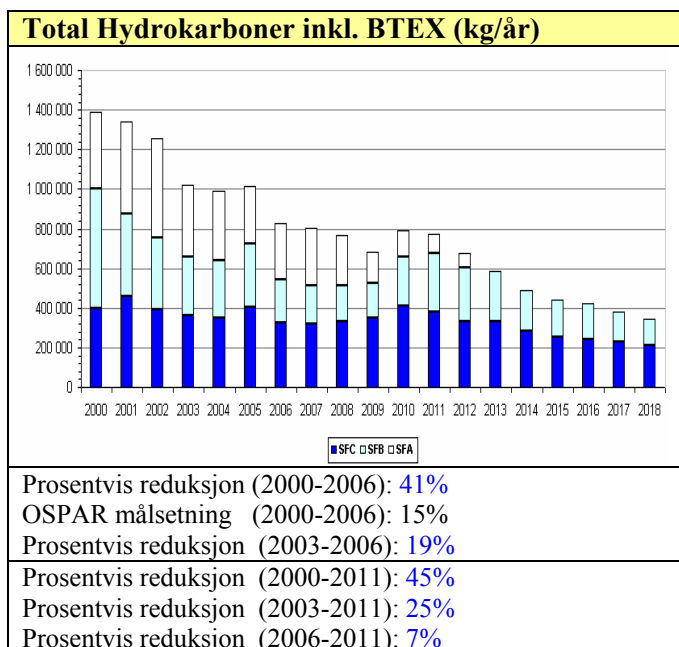
Figurene viser at utslippene av enkelte naturlige komponenter i produsert vann er allerede redusert betraktelig på Statfjord som følge av implementerte tiltak, og de fleste naturlige komponenter vil reduseres ytterligere ved implementering av CTour. Statfjord senfase vil ha sitt maksimale utslipp av de naturlige komponentene i 2011. I dette året vil utslippene typisk være 10-20% høyere enn i SF-referansealternativets laveste utslippsår (2006).

Utslippene av naturlige komponenter vil i senfase være betydelig lavere sammenlignet med dagens utslipp (2003).

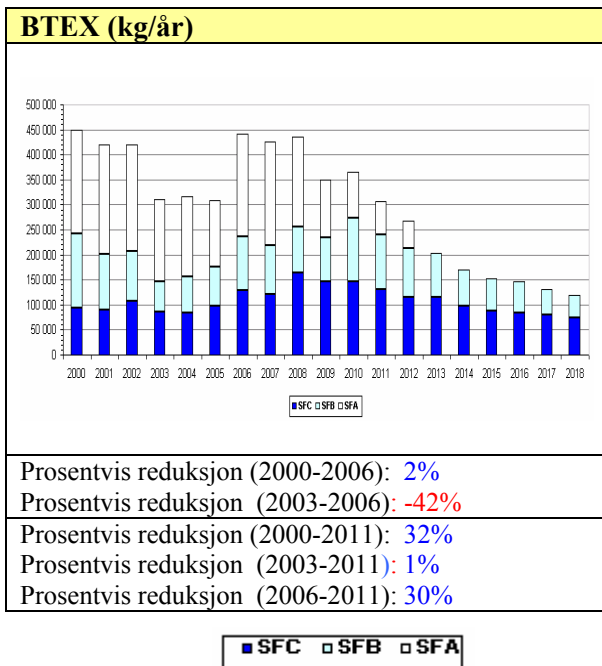
<sup>7</sup> For perioden 2005-2007 er utslippene vist for tilfellet hvor produsertvann reinjeksjon på Statfjord C fortsetter frem til senfase.

**Tabell 6-5: Oversikt over naturlige komponenter som er lagt til grunn for konsekvensutredningen**

Gruppe	Komponenter	Kommentar
BTEX	Benzen, Toluen, Etylbenzen, Xylen	
Naftalener	Naftalen, C1-naftalen, C2-naftalen, C3-naftalen	For årene 2000-2001 er kun Naftalen inkludert
2-3 ring PAH	Acenaften, Acenaftylen, Antracen, Fluoren, Fenantren, C1-Fenantren, C2-Fenantren, C3-Fenantren, Dibenzotiofen	For årene 2000-2001 er ikke C1-Fenantren, C2-Fenantren, C3-Fenantren inkludert. Dibenzotiofen er heller ikke med for årene 2001-2002, men utgjør et lite bidrag.
4-ring+ PAH	Benzo(a)antracen, Benzo(a)pyren, Benzo(b)fluoranthren, Benzo(ghi)perylen, Benzo(k)fluoranthren, Krysen, Dibenzo(ah)antracen, Fluoranthren, Indeno(123cd)pyren, Pyren	
Fenol C0-C3	Fenol, C1-Fenol, C2-fenol, C3 Fenol	Endret analysemetode i 2001. I 2000 ble benzosyrer ikke skilt fra fenolene.
Fenol C4-C5	C4-Fenol, C5-fenol	
Fenol C6+	C6-Fenol, C7-fenol, C8-Fenol, C9-Fenol	Inkludert i C4-C5 gruppen for 2000-2001
Dispergert olje		
Metaller I (Zn)	Sink (ZN)	Representativ for gruppen
Metaller II (Cu)	Kobber (Cu)	Representativ for gruppen
TH1-Sum Totalhydrokarboner	Naftalener+2-3 ring PAH+4-ring+ PAH+ Dispergert olje	Uten BTEX
TH2-Sum Totalhydrokarboner	BTEX+ Naftalener+2-3 ring PAH+4-ring+ PAH+ Dispergert olje	Inkludert BTEX



**Figur 6-13: Mengde utslipp av Total-hydrokarboner (2000-2018)**



Figur 6-14: Utslipp av BTEX (2000-2018)

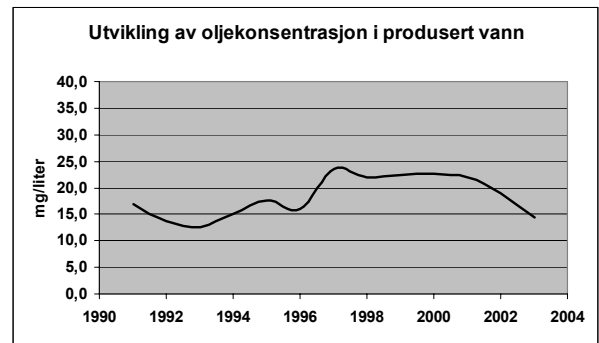
Figur 6-13 viser at utslipp av total-hydrokarboner er betraktelig redusert på feltet sammenlignet med år 2000, og vil med dagens prognoser reduseres ytterligere. OSPAR sin målsetning om 15% reduksjon innen 2006 er en nasjonal målsetning, men Statfjord vil bidra med sin andel. Utslipet av Total-hydrokarboner reduseres med ca 40% i perioden 2000-2006 selv om

BTEX-utslippet vil øke som følge av implementering av CTour (Figur 6-14). Utslipet av BTEX reduseres i senfase sammenlignet med referansealternativet.

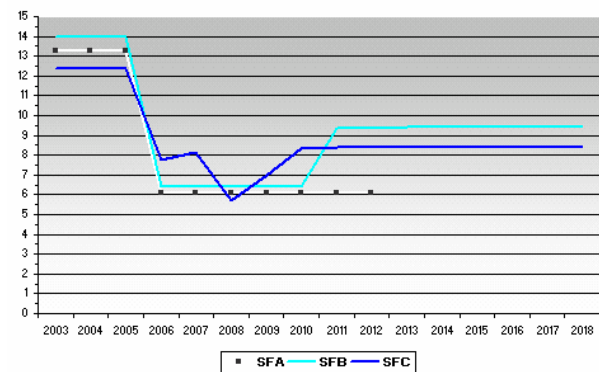
Utvikling i konsentrasjonen av dispergert olje i produsert vann er vist for hele feltet for perioden 1990-2020 (Figur 6-15 og Figur 6-16).

Konsentrasjonen er langt lavere enn OSPAR sitt krav om 30 mg/l innen 2006, og trenden på feltet har vært positiv. Konsentrasjon av dispergert olje vil reduseres ytterligere som følge av implementering av CTour, og forventes typisk å ligge i området 6-9,5 mg/l i senfase.

CTour har også vist seg å håndtere toppbelastninger og variasjoner i oljekonsentrasjonen svært effektivt, og det forventes derfor en jevn og lav utslippskonsentrasjon.

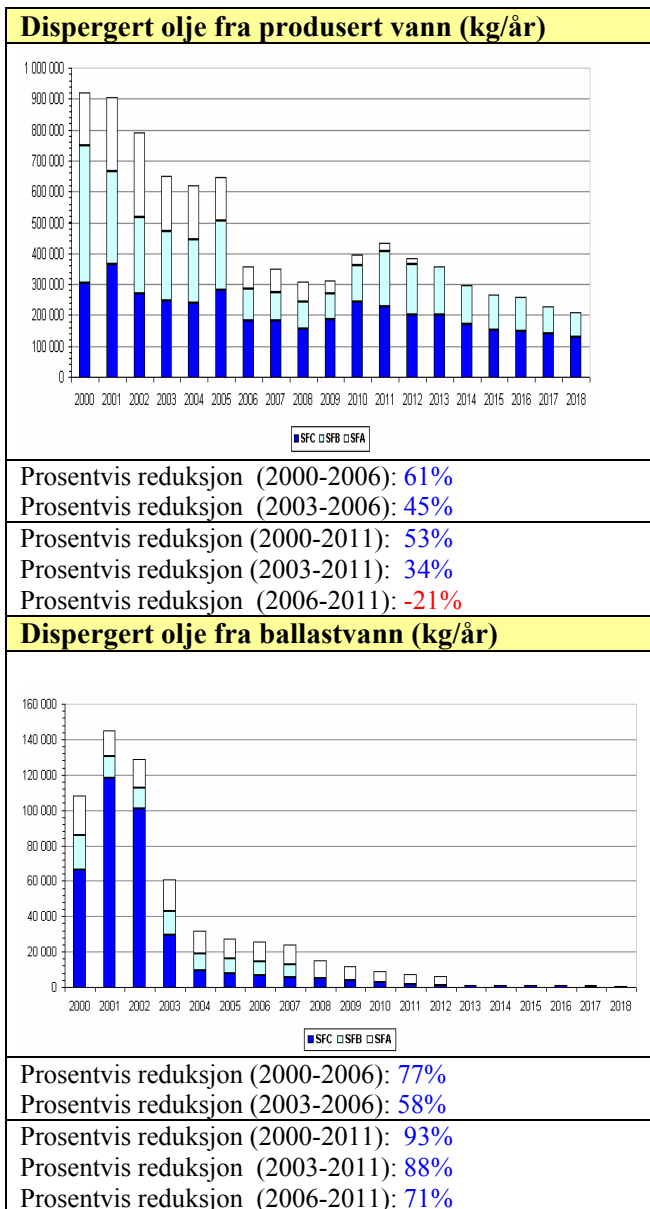


Figur 6-15: Dispergert olje i produsert vann (mg/l) i perioden 1990-2003



Figur 6-16: Dispergert olje i produsert vann (mg/l) i perioden 2003-2018

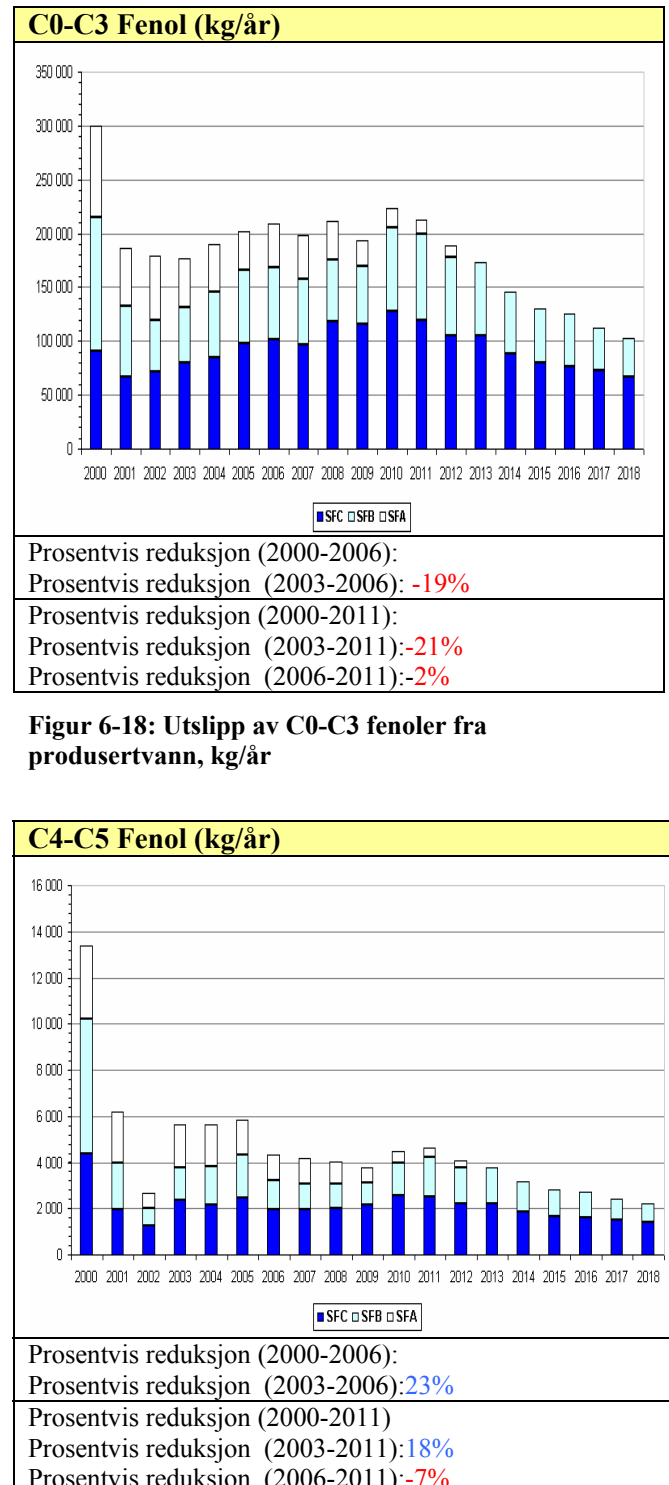
Konsentrasjon av dispergert olje i ballastvann er som vist tidligere langt lavere enn for produsert vann. Konsentrasjonen vil være ca 1.3 mg/l for alle tre plattformene. Utslipet av dispergert olje fra ballastvann reduseres som følge av en reduksjon i mengde ballastvann. Utslipet av dispergert olje i SFSF vil være redusert med en 1/3 i forhold til utslipp i 2003, og vil være mer enn halvert sammenlignet med år 2000 (Figur 6-17).



**Figur 6-17: Utslipp av dispersert olje fra produsertvann og ballastvann, kg/år**

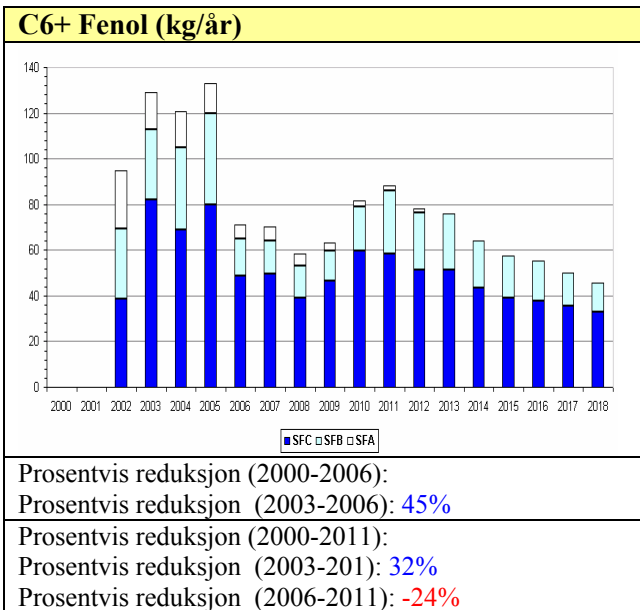
Utslippene av C0-C3 fenoler (Figur 6-18) øker i takt med vannmengdene, og vil ikke reduseres som følge av implementering av CTour. Reduksjonen i utslipp av fenoler i perioden 2000-2006 er ikke reell, og skyldes først og fremst en utvikling i analysemetode (se Tabell 6-5). Utslipp av C4-C5 og C6+ fenoler (Figur 6-19 og Figur 6-20) vil derimot reduseres innen 2006 i forhold til dagens utslipp med henholdsvis 23 og 45%. Dette skyldes implementering av CTour. Utslipet i SFSF av C4-C5 vil i 2011 være ca 20% lavere i forhold til dagens nivå, mens C6+ fenoler vil være 30% lavere i forhold til dagens nivå. Utslippene av C0-C3 og

C4-C5 fenoler holder seg på samme nivå i SFSF som for laveste år i SF-referansealternativ, men C6+ øker med 25% i forhold til 2006.



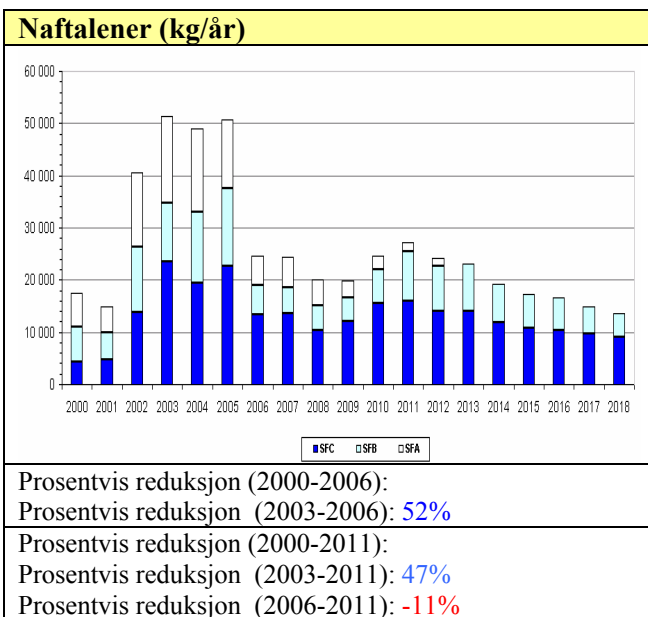
**Figur 6-18: Utslipp av C0-C3 fenoler fra produsertvann, kg/år**

**Figur 6-19: Utslipp av C4-C5 fenoler , kg/år**

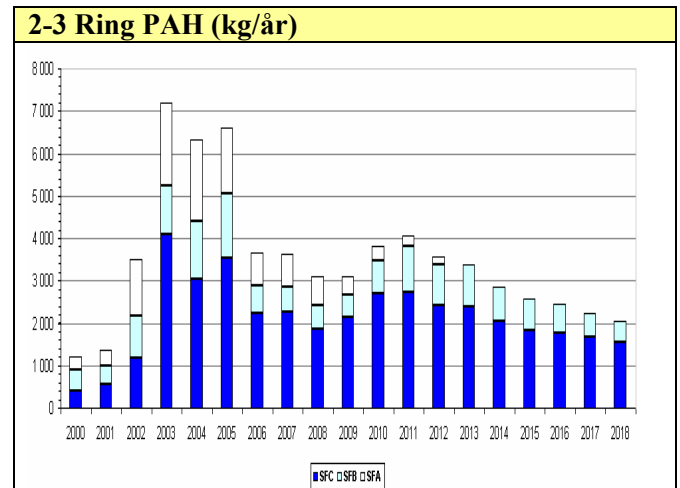


**Figur 6-20: Utslipp av C6+ , kg/år**

Økningen i utslipp av naftalener og 2-3 ring PAH i perioden 2000-2004 er ikke reell, men skyldes en endring i rapporteringsrutiner (Figur 6-21 og Figur 6-22). Foruten dette skyldes økningen større vannvolumer. Utslippene av naftalener, 2-3 ring PAH og 4+ ring PAH vil halveres forhold til dagens utslipp (2003) ved implementering av C-Tour. Utslipet vil øke noe i SFSF i forhold til referansealternativet, men fortsatt være ca 45% lavere i maksimalåret i SFSF sammenlignet med dagens utslipp(2003).

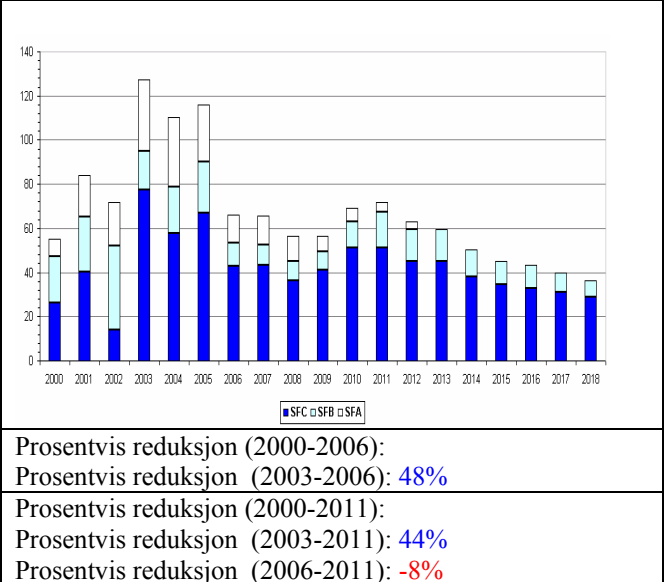


**Figur 6-21: Utslipp av naftalener, kg/år**



Prosentvis reduksjon (2000-2006):  
Prosentvis reduksjon (2003-2006): **49%**  
Prosentvis reduksjon (2000-2011):  
Prosentvis reduksjon (2003-2011): **44%**  
Prosentvis reduksjon (2006-2011): **-11%**

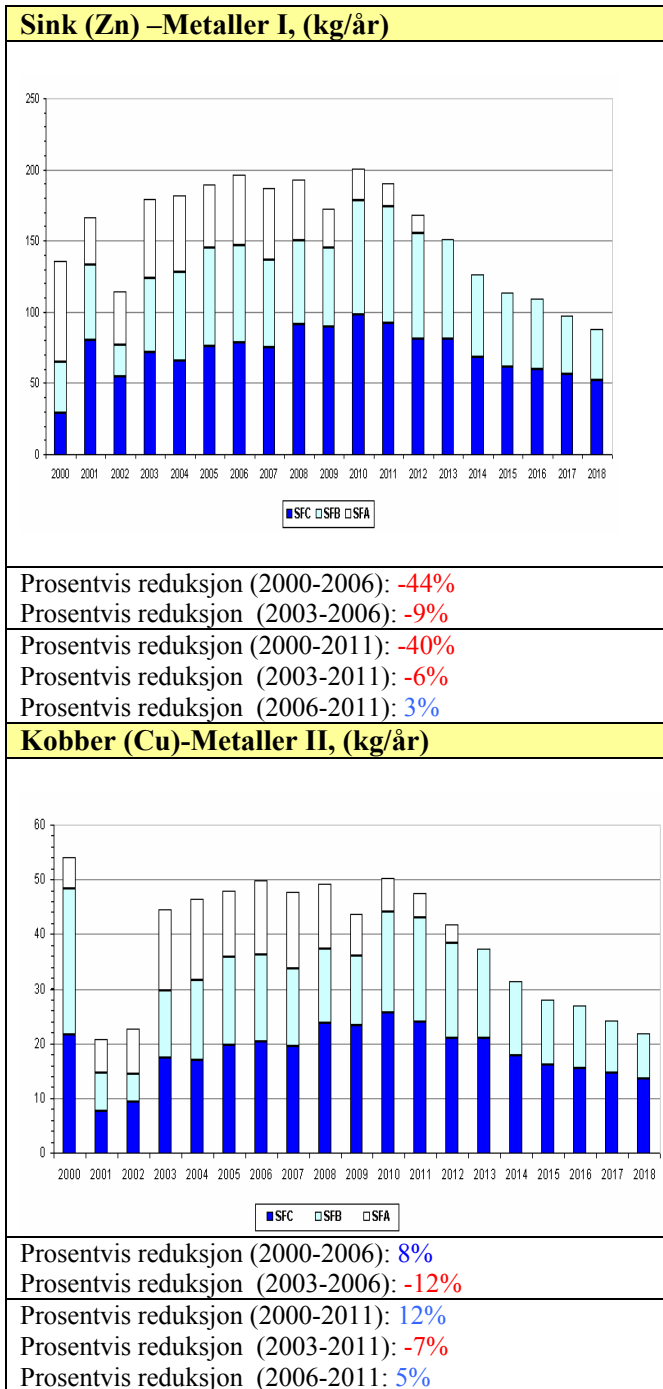
**4+ Ring PAH (kg/år)**



**Figur 6-22: Utslipp av 2-3 ring og 4+ring PAH , kg/år**



Utslipp av metaller følger mengde produsert vann og påvirkes ikke av CTour (Figur 6-23). Utslipp av metaller er lavt, og bidrar ikke i nevneverdig grad til EIF. Kobber, som representerer metallgruppe II, bidrar kun i størrelsesorden 1-2%, og sink, som representerer metall gruppe I bidrar ikke til EIF (se EIF-kakediagram i vedlegg G).



Figur 6-23: Utslipp av Sink og , kg/år

## 6.2.4 Konsekvenser av utslipp av produsert vann

Beskrivelsen av konsekvenser av utslipp av produsert vann for referansealternativet og Staffjord senfase er i dette kapittelet basert på :

- Miljørisiko
- Miljøriskokart
- Utslippsmengder av ulike komponenter
- Spredningskart av noen utvalgte komponentgrupper
- Staffjord sine utslipp versus andre utslipp
- Overlappende konsentrasjonsfelt med andre utslipp i regionen.
- Oversikt over naturressurser
- Overvåkingsresultater
- Resultater fra forskning om kortids- og langtidsvirkninger.

### 6.2.4.1 Beregning av Miljørisiko-EIF

Environmental Impact Factor, EIF, er en miljøindeks som kvantifiserer risikoen for miljøskade ved utslipp av produsert vann offshore. EIF benyttes i tillegg som et hjelpemiddel for å bestemme og sammenligne miljøgevinsten fra ett eller flere avbøtende tiltak for et spesifikt utslipp. EIF tar hensyn til produsert vannmengde, sammensetning av vannet (naturlige komponenter og tilsatte komponenter) samt spredning av utslippet.

Ved å bestemme EIF akkumulert over hele feltets levetid kan ulike utslippsreducerende tiltak rangeres ut fra en kost-nytte betraktning. Det er også mulig å sammenligne utslipp fra forskjellige felt dersom samme metode for beregning av EIF blir benyttet.

Miljørisiko uttrykt ved EIF er basert på en sammenligning mellom forventet virkelig konsentrasjon i et aktuelt utslippsområde og den konsentrasjonen som representerer den nedre effektgrensen for et representativt utvalg av komponenter i det produserte vannet, et såkalt PEC/PNEC forhold. PEC=Predicted Environmental Concentration, PNEC = Predicted No Effect Concentration. Forholdet mellom konsentrasjonen i det ytre miljø (PEC ) og PNEC verdien angir miljørisiko for hver enkelte komponent(gruppe). For et sammensatt utslipp beregnes den totale

miljøriskoen å være summen av miljøriskoen for hver komponent(gruppe). Når forholdet mellom PEC og PNEC beregnes til under 1 for det samlede utslippet, betraktes miljøriskoen av utslippet i resipienten som akseptabel.

PNEC-verdien til et stoff beregnes ved at den mest sensitive arten som det finnes effektdata på legges til grunn. Laveste tilgjengelige effektverdi, enten akutt (EC50/LC50) eller kronisk (NOEC), divideres med en sikkerhetsfaktor. Størrelsen på sikkerhetsfaktoren er bestemt av omfanget av data som beskriver effekter og hvorvidt det foreligger data på akutte og kroniske effekter. I tillegg er hver komponent vektet for også å ta hensyn til andre effekter enn kronisk og akutt giftighet som nedbrytbarhet og biomakkumulering.

EIF beskriver det vannvolum som overskrider en resulterende (og vektet) PEC/PNEC = 1. Dette vannvolumet, dvs modellen, har en geografisk oppløsning på 100m\*100m\*10 m (0,01 km<sup>2</sup>\*0,01km).

En nærmere beskrivelse av EIF og detaljene i metodikken for beregning av EIF er gitt av Johnsen et al/100 / og EIF-retningslinjene /70/.. Utvikling i EIF over feltets levetid

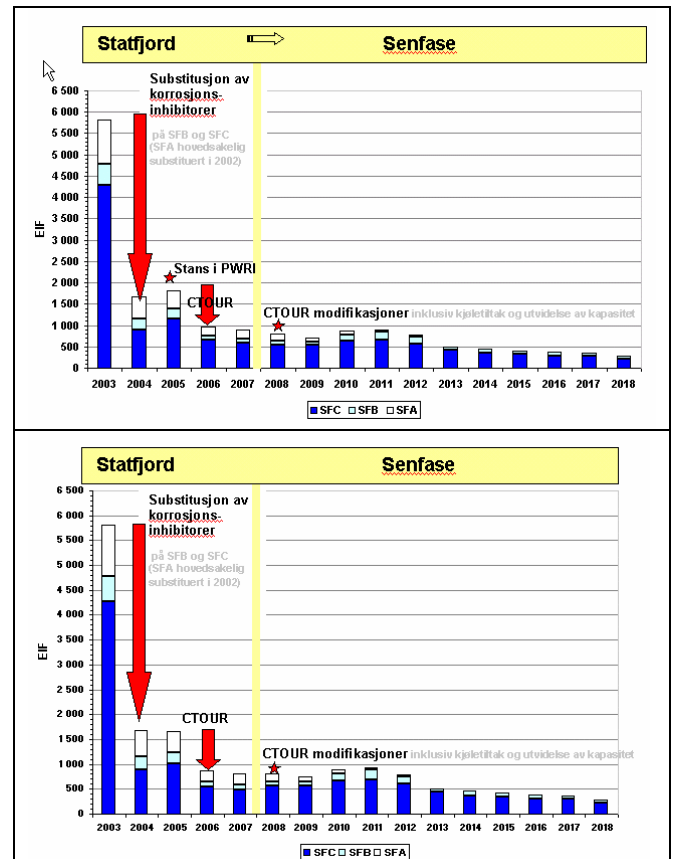
Figur 6-24 viser utvikling i EIF. EIF er vist som total-EIF for alle de tre plattformene.

Figuren viser to mulige alternativer hvor;

- PWRI stanser for å redusere H<sub>2</sub>S produksjon i referansealternativet og i senfase og
- PWRI fortsetter frem til senfase.

Alternativ a) gir en økning i EIF før senfase, men en tilsvarende reduksjon i EIF etter senfase. Omvendt gir alternativ b) mindre bidrag til EIF i perioden 2005-2007, men tilsvarende økning i EIF i perioden 2008-2018. Staffjord har anbefalt stans i PWRI (se vedlegg G).

Stans i PWRI i 2004, alternativt i 2007, gir i en helhetsvurdering, som figuren over viser, små forskjeller i miljørisko uttrykt som EIF. Konsekvensvurderingen av produsert vann er den samme for alternativ a) og b).



Figur 6-24: Utvikling i EIF på Staffjord før og etter Staffjord senfase\*

\*Øverst: Stans i PWRI på SFC og  
Nederst: Drift av PWRI på SFC frem til 2007

Figur 6-24 viser en betydelig reduksjon i miljørisko ved Staffjord feltet i forhold til 2003. Figuren viser at prosentvis reduksjon i EIF for perioden 2003-2011 er ca 85%, og 45% i perioden 2004-2011.

Miljørisko uttrykt ved EIF for 2006 (lavest belastning for referansealternativet) sammenlignet med 2011 (høyest belastning i SFSF) er relativt liten og avhengig av om PWRI på SFC fortsetter. Alternativ a) gir 7% høyere EIF i 2011 sammenlignet med 2006 og b) gir 7% lavere EIF i 2011 sammenlignet med 2006.

Risikonivået på feltet holder seg relativt stabilt og lavt i perioden fra 2006-2012, og varierer i området 1000 EIF til 800 EIF. Risikonivået avtar deretter mot slutten av feltets levetid i takt med reduksjon i vannmengden.

Den mest markante nedgang i miljørisko skyldes substitusjon av korrosjonshemmere. Substitusjon av

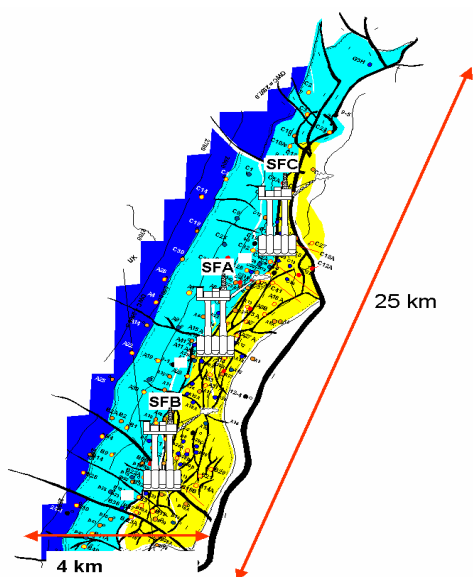
korrosjonsinhibitorer i perioden 2003-2004 reduserer miljørisiko med ca. 70%. Korrosjons-hemmere på SFA ble hovedsakelig substituert i 2002, og effekten av substitusjon er derfor enda større en vist.

Av andre produksjonskjemikalier benyttes det kun gule og grønne kjemikalier som er lett nedbrytbare og uten fare for bioakkumulering.

Det er også en markant nedgang i miljørisiko som følge av implementering av CTour i 2005. Teknologien får full effekt fra 2006. Kapasitetsutvidelser og modifikasjoner av CTour-renseteknologi i SFSF gjør at den positive utviklingen i miljørisiko opprettholdes.

#### 6.2.4.2 Miljørisikokart og spredning av naturlige komponenter

Figur 6-25 viser Statfjord-feltets utstrekning, og Figur 6-26 viser miljørisikokart (PEC/PNEC) for SFA, SFB og SFC for 2003 og for maks år i senfase.



Figur 6-25 Statfjordfeltets utstrekning

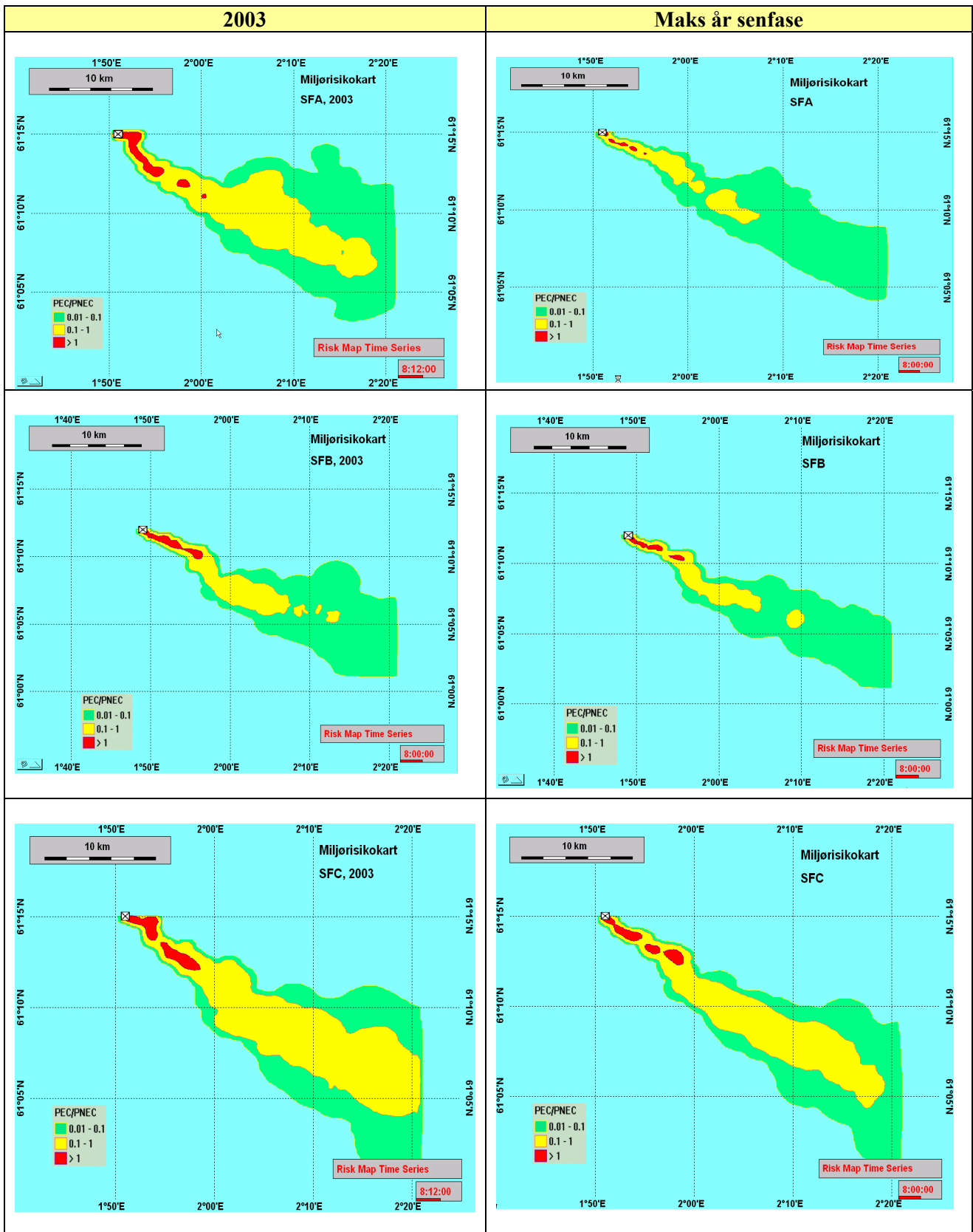
Figur 6-27 og Figur 6-28 viser hvordan konsentrasjonsfeltene som ligger til grunn for miljørisikokartene overlapper i 2003 og i maks år i senfase for SFA, SFB og SFC. Delelinjen med UK og øvrige installasjoner i området er vist med blå farge. Det er stort sett områder med PEC/PNEC (0.01-0.1) som overlapper, hvilket betyr at overlappende konsentrasjonsfelter mellom SFA, SFB og SFC ikke medfører økt utbredelse av områder med PEC/PNEC > 1.

Figurene viser generelt at områdene med PEC/PNEC > 1 reduseres betraktelig fra 2003 til maks år i senfase, og at området med beregnet miljørisiko er relativt begrenset.

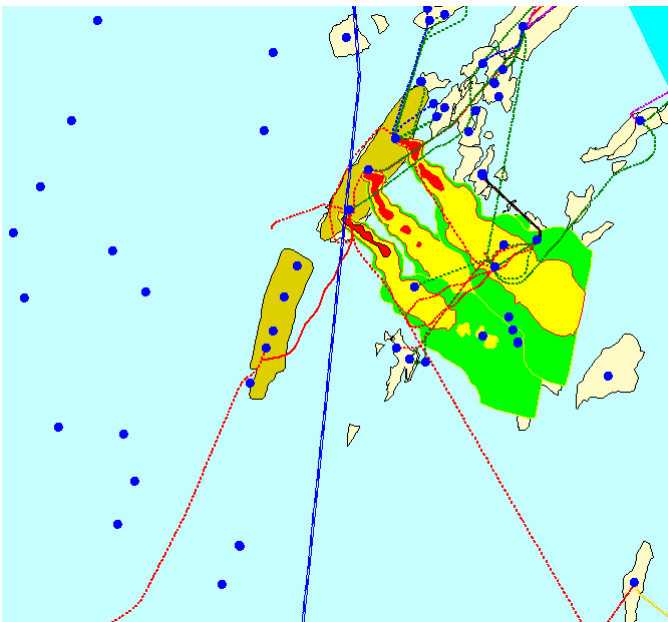
Spredning av de naturlige komponentene som bidrar mest til EIF ved Statfjord (2-3 ring PAH, Dispergert olje og C4-C5 fenoler) er vist i vedlegg G.3 i Figur G-6 til Figur G-14.

Dissespedningskartene viser at PEC/PNEC > 1 for hver av komponentgruppene opptrer i et meget begrenset område i 2003, opptrer ikke for SFA og SFB i maks år i SFSF og opptrer kun i et marginalt område på SFC i maks år i SFSF.

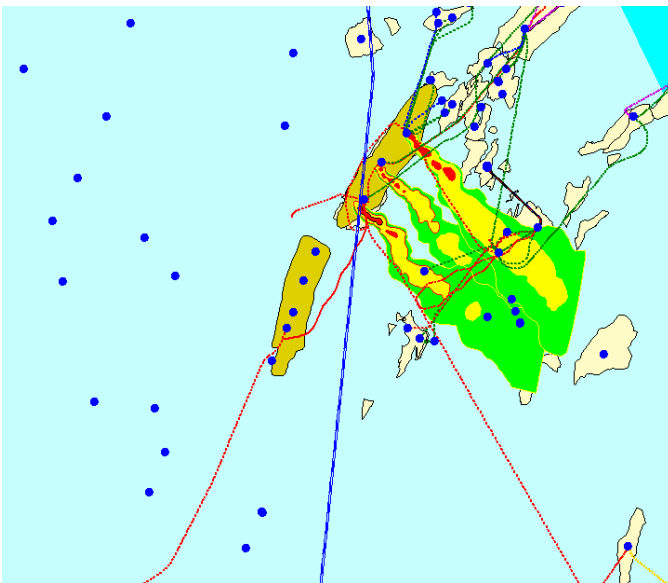
Konsekvenser av utslipp av produsert vann og spredning fra andre felt er nærmere omtalt nedenfor.



Figur 6-26: Miljørisiko kart for SFA , SFB og SFC



**Figur 6-27: Miljørisikokart for SFA , SFB og SFC med overlappende konsentrasjonsfelt (2003)**



**Figur 6-28: Miljørisikokart for SFA , SFB og SFC med overlappende konsentrasjonsfelt (SFSF)**

Overlappende konsentrasjonsfelt i Tampen området

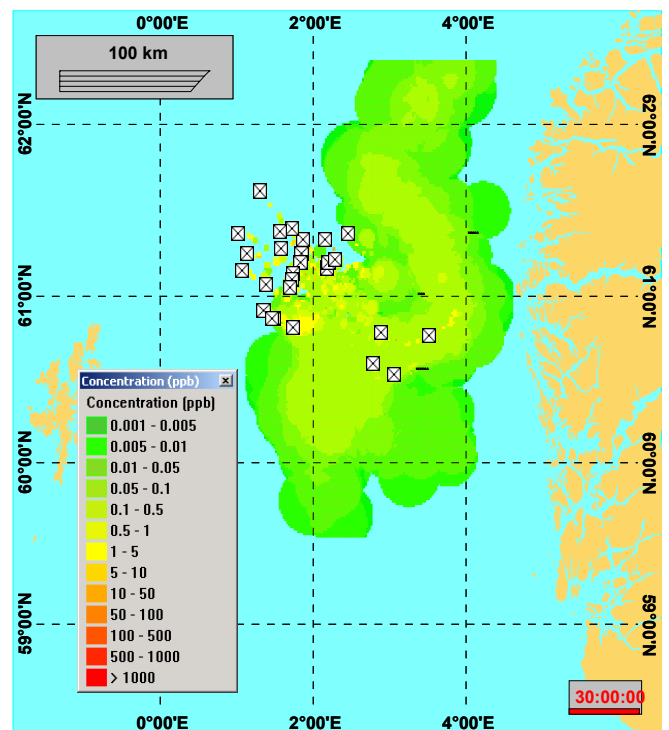
For å få en indikasjon på forekomst av overlappende konsentrasjonsfelter, er det i 2004 blitt utført modellberegninger for utslipp av naturlige komponenter i produsert vann og ballastvann fra samtlige plattformer i Tampenområdet, både på norsk og britisk side. For utslipp på britisk side ble det benyttet tall fra RKU-

Nordsjøen, mens det på norsk side ble benyttet tall fra årsrapportene 2003.

Beregningene viste at utslipp på britisk side relativt raskt spres med strømmen over på norsk side, og at muligheten for overlappende konsentrasjonsfelt er tilstede.

For å undersøke hvorvidt slike overlappende konsentrasjonsfelt gir seg utslag i økt miljørisiko, er det kjørt nye simuleringer med oppdaterte tall. For Staffjordinstallasjonene er det lagt til grunn oppdaterte utslippstall for 2004, og alle komponenter (produksjonskjemikalier og naturlige komponenter) i produsert vann og ballastvann er inkludert. For de andre feltene er det lagt til grunn prognoserte utslipp av produsert vann og ballastvann for 2004, og gjennomsnittlig innhold av naturlige komponenter fra installasjoner på norsk side i år 2003. Produksjonskjemikalier for disse feltene er ikke inkludert.

For britiske installasjoner er tallene fra RKU Nordsjøen fortsatt lagt til grunn..



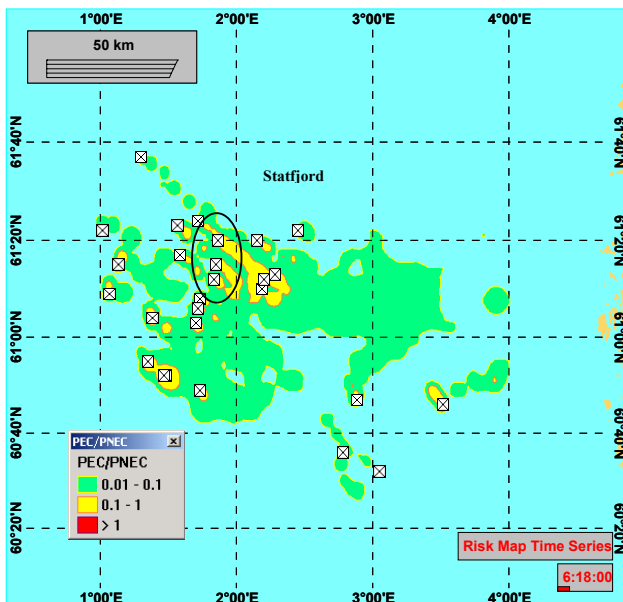
\*Sum naturlige komponenter

**Figur 6-29: Modellberegning av overlappende konsentrasjonsfelt for utslipp i Tampenområdet\***

For utarbeidelse av miljørisikokart er det er kjørt simuleringer for en 30-dagers periode i mai, og det øyeblikksbildet som viser størst utbredelse av risikoområde er vist (PEC/PNEC større enn 1). I kartet i Figur 6-29 framkommer områder med PEC/PNEC-verdier i områdene 0,01-0,1 (grønt) og 0,1-1 (gult), men på grunn av målestokken er det ikke mulig å se områder med verdier høyere enn 1. Det vannvolumet som har en PEC/PNEC verdi høyere enn 1 legges til grunn ved beregning av EIF.

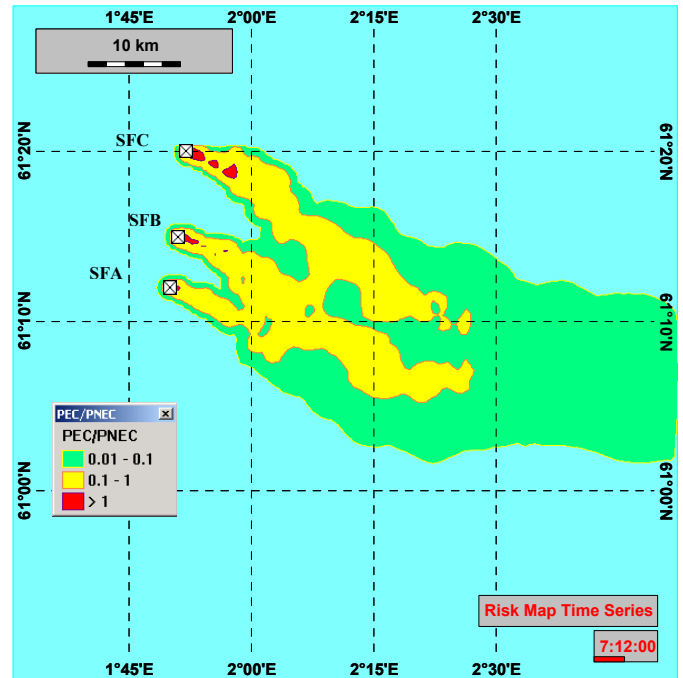
Figur 6-30 viser overlapp i miljørisiko i en større målestokk hvor en kun ser på Statfjord-feltet. Kartet viser at områder med definert miljørisiko (PEC/PNEC større enn 1) ikke oppstår som følge av overlappende konsentrasjonsfelt, men er knyttet til lokalområdet nær plattformene. For Statfjord C indikerer beregningene at områder med PEC/PNEC større enn 1 kan opptre i en avstand på inntil 5 km fra plattformen.

Selv om utslippene fra de ulike installasjonene i Tampenområdet vil kunne blande seg med hverandre og danne overlappende konsentrasjonsfelt, viser disse beregningene at konsentrasjonsnivåene i overlapsområdene er lave, og at overlappingen ikke fører til økt miljørisiko. Risikoen for grenseoverskridende effekter mot Storbritannia er lave.



**Figur 6-30: Miljørisikokart, beregnet for en 30-dagers periode.**

Største utbredelse av områder med potensiell miljørisiko er vist.



**Figur 6-31: Miljørisikokart, beregnet for en 30-dagers periode**

Største utbredelse av områder med potensiell miljørisiko er vist

#### 6.2.4.3 *Naturressurser i influensområde*

Alle naturressurser i området vil i utgangspunktet kunne eksponeres for de utslipp av produsert vann som skjer fra installasjonene på Statfjord, men basert på eksisterende kunnskap er det i første rekke ulike stadier av fisk som anses som sårbare. I Tampenområdet er de fleste av de viktige fiskeslagene tilstede, så som sild, torsk, sei, hyse, rødspette, øyepål, tobis, makrell (se kapittel 4 og vedlegg E).

Marine pattedyr og sjøfugl forekommer i området under vandring og i beiteperioder, men er ikke antatt å være sårbare overfor regulære utslipp av produsert vann.

#### 6.2.4.4 *Overvåkingsresultater og resultater fra forskning om langtids- og kortidsvirkninger*

Komponenter i produsert vann som binder seg til partikler og sedimenterer, vil potensielt kunne påvirke bunnlevende organismer. I Tampenområdet har imidlertid sjøbunnsfaunaen vært

overvåket i mer enn 20 år, og det har aldri vært mulig å se noen forbindelse mellom observerte effekter og utslipp av produsert vann.

Overvåking av sedimentkjemi og bunnfauna har i første rekke relevans til utslipp av borekaks og borevæsker. De nyeste overvåkingsresultatene fra Tampenområdet (1999 og 2002) viser at de høyeste konsentrasjoner av hydrokarboner finnes i 1-3 cm dyp i sedimentet. Dette indikerer at det ikke skjer noen ny tilførsel av mineralolje til sedimentene. Videre er det registrert en forbedring i tilstanden til bunnlevende organismer både ved Visund, Tordis og Statfjord A, B og C. For Statfjord-lokalitetene er forstyrrelsen av havbunnsfaunaen mer enn halvert siden 1999.

Overvåking av vannsøylen har vært et krav siden 1999. Det ble gjennomført feltstudier for Ekofiskfeltet i 1999 og for Sleipner-området i 2000. Både beregnede og modellerte konsentrasjoner var svært lave i forhold til etablerte PNEC-verdier, og den beregnede miljorisiko var lav enten en la til grunn den ene eller andre tilnæringsmåten.

For 2001 ble det besluttet å benytte effektovervåkingsbudsjettet til delfinansiering av BECPELAG-prosjektet. Dette prosjektet inkluderte studier av organismer innsamlet i felt; fra bakterier til fisk. Det ble ikke registrert noen klare effekter på fiskelarver langs en transekt fra Statfjord B, og det var ingen forskjeller i PAH-metabolitt nivåer i galle hos verken sei eller makrell.

Det ble imidlertid påvist vevs-endringer i lever hos sild og sei nær Statfjord B-plattformen, og tilsvarende ble det i burforsøk påvist endringer i levermassen hos blåskjell. Hos torsk ble det påvist en klar gradient i PAH-metabolitter. Disse parameterne anses som biomarkører, og endringer kan generelt oppfattes som tidlige varsler på forurensing. Tolkningen av slike biomarkører er imidlertid ofte vanskelig, og i BECPELAG-workshopen var dette ekstra vanskelig siden det var første gang slike undersøkelser ble gjennomført i Nordsjøen.

BECPELAG-workshopen ble fulgt opp med nye biomarkør-undersøkelser i 2003, gjennom utplassering av bur i nærområdet til Troll B plattformen. Disse undersøkelsene viste bare ubetydelige biologiske endringer hos blåskjell og torsk. Dette kan ha å gjøre med at mengdene av

produsert vann er vesentlig mindre fra Troll B enn fra Statfjord B. Nye resultater fra tilsvarende forsøk ved Statfjord B i 2004 vil bli tilgjengelige i 2005.

Konklusjonen som kan trekkes ut fra de overvåkingsresultatene som foreligger så langt er at noen av undersøkte organismene viser svake indikasjoner på biologiske effekter, men det er usikkerhet mht mulig betydning av disse signalene på lang sikt.

Havforskningsinstituttets laboratorieforsøk med eksponering av torsk for ulike konsentrasjoner av C<sub>4</sub>+ alkylfenoler i før ga blant annet som resultat reduserte østrogennivåer hos hunnfisk, reduserte testosteronnivåer i hannfisk og tendenser til forhøyede nivåer av vitellogenin hos hannfisk. Vitellogening er et eggeplommeprotein som normalt ikke skal finnes hos hannfisk.

Disse funnene reiste spørsmål om hvorvidt resultatene kunne ha gyldighet også under naturlige forhold, og om en i så tilfelle kunne risikere negative effekter på bestandsnivå. Myhre, Baussant (2004) har vurdert risikoen for bestandseffekter som følge av endokrine effekter fra påvirkning av C<sub>4</sub>+ alkylfenoler i tilknytning til utslipp fra Statfjord i hhv 2002 og 2006/63/. Konklusjonen på disse vurderingene er at det ikke er noen signifikant risiko for slike bestandseffekter. Rensing av produsert vann med C-Tour fjerner effektivt de aktuelle alkylfenolene, og utslippene reduseres i forhold til dagens nivå selv om utslippet av produsert vann øker.

Laboratorieforsøk har vist at polare PAH-forbindelser kan framkalle skader på DNA-molekylet, deformiteter, veksthemming og dødelighet hos fisk, og det er økende fokus på mulige biologiske effekter av slike forbindelser. Fiskeegg og -larver antas å være de potensielt mest sårbare organismene. Det gjenstår en del forskning for å belyse hvilken betydning disse forbindelsene vil ha i tilknytning til produsert vann utslipp i Nordsjøen, og hvordan renseprosessene på plattformene påvirker forbindelsene /31/.

Eksponering av for høye konsentrasjoner BTEX-komponenter kan generelt ha en narkoselignende effekt slik at organismenes funksjoner går langsommere. For mange organismer synes denne effekten å forsvinne når de igjen eksponeres for

vann med lavere konsentrasjoner. For fiskelarver og zooplankton kan slik eksponering innebære en midlertidig redusert evne til å unngå predatorer, noe som igjen kan føre til økt dødelighet /31/. Det foreligger ikke dokumentasjon som tyder på at slike effekter vil kunne oppstå i forbindelse med utslipp av produsert vann på Staffjord.

#### 6.2.4.5 Oppsummering av konsekvensvurderingen

Miljørisiko målt som EIF vil i senfase være redusert med 85% i forhold til 2003, og er i levetiden lik eller lavere sammenlignet med referansealternativet. Perioden med utslipp vil likevel bli lengre som en følge av at produksjonen fra feltene opprettholdes utover Staffjord referansealternativ. Staffjord senfase vil medføre at konsentrasjonen av flere av de potensielt mest miljøskadelige komponentene i produsert vann reduseres betydelig i forhold til dagens nivå, og dermed reduseres sannsynligheten for negative effekter ytterligere.

I Tampenområdet forekommer overlappende konsentrasjonsfelt som en følge av mange nærliggende utslipp av relativt store mengder produsert vann. Det er vist at konsentrasjonen av komponenter i disse overlappingsområdene er lav, og at overlappingen ikke bidrar til økt miljørisiko, eller representerer en risiko for grenseoverskridende effekter mot Storbritannia.

Utslippene av C<sub>4</sub>+ alkylfenoler reduseres vesentlig som følge av rensing med CTour. I forhold til dagens nivå reduseres utslippene med 20-30% i senfase. På denne bakgrunn, og med basis i vurderinger gjort av Myhre, Baussant /63/, er det grunn til å regne med at det i SFSF er en vesentlig redusert risiko for endokrine effekter på fisk, og at det ikke er fare for påvirkninger med betydning for fiskebestander.

Med de konsentrasjoner som er beregnet for Staffjordområdet vurderes det heller ikke som sannsynlig at PAH vil kunne føre til effekter på fiskebestander. Tatt i betraktning at PAH-forbindelser reduseres med ca 50% i forhold til dagens nivå, er det klart at Staffjord senfase reduserer risikoen for eventuelle skadevirkninger ytterligere.

### 6.2.5 Utslipp og konsekvenser av naturlig forekommende radioaktive komponenter

Dette kapittelet omhandler konsekvenser av utslipp av radioaktivitet med det produserte vannet.

#### 6.2.5.1 Løste radioaktive forbindelser i produsert vann

##### Konsentrasjon og utslipp

Både uran og thorium finnes naturlig i varierende konsentrasjoner i berggrunnen. Disse gir opphav til radiumisotopene <sup>226</sup>Ra og <sup>228</sup>Ra. Radium er mer løselig i formasjonsvannet enn både uran og thorium, og vil derfor lekke ut i formasjonsvannet og bli transportert oppover i produksjonsutstyret. Den radioaktive isotopen <sup>210</sup>Pb forekommer også i havet og stammer fra atmosfærisk nedfall og fra nedbrytning av <sup>226</sup>Ra allerede tilstede i vannet/101/.

En sammenfatning av eksisterende data om produsert vann og radioaktivitet ble foretatt i 2002 og er presentert i rapporten ”Produsert vann og radioaktivitet – sammenfatning av eksisterende data” (Strålberg et al., 2002). Rapporten konkluderer med at typisk konsentrasjon av radioaktivitet i produsert vann ligger i området 3,8-4,8 Bq/l for <sup>226</sup>Ra og i området 2,1-4,2 Bq/l for <sup>228</sup>Ra /102/.

Tabell 6-6 viser målte konsentrasjoner av radiums isotopene <sup>226</sup>Ra og <sup>228</sup>Ra og bly isotopen <sup>210</sup>Pb fra målinger i produsert vann på Staffjord i perioden september 2003 til januar 2004. Tabell 6-7 viser utslippet av disse radiumnuklidene.



**Tabell 6-6: Innhold av <sup>226</sup>Ra, <sup>228</sup>Ra og <sup>210</sup>Pb i produsert vann, Bq/liter**

Isotop	SFA *	SFB*	SFC*	SF Satellitter *
<sup>226</sup> Ra	<0,32	0,76	0,98	2,77
<sup>228</sup> Ra	0,27	0,42	0,91	2,43
<sup>210</sup> Pb	<0,54	<0,62	<0,55	<0,6
Årlig utslipp av prod. vann (2003)	13,5 mill. m <sup>3</sup>	12,2 mill. m <sup>3</sup>	13,0 mill. m <sup>3</sup> **	8,6 mill. m <sup>3</sup> **

\*Gjennomsnittverdier for 5 målinger september 2003-januar2004

\*\*Utslipp til sjø av produsert vann fra SFC + satellitter er 21,6 mill. m<sup>3</sup> (≈60% fra SFC og ≈40% fra satellittene).

**Tabell 6-7: Totale årlige utslipp (milliarder Bq) av <sup>226</sup>Ra, <sup>228</sup>Ra og <sup>210</sup>Pb fra Statfjord\***

Isotop	SFA	SFB	SFC	SFC Satellitter	Totalt
<sup>226</sup> Ra	4,32	9,27	12,74	23,82	50,15
<sup>228</sup> Ra	3,64	5,12	11,83	20,90	41,49
<sup>210</sup> Pb	<7,29	<7,56	<7,15	<5,16	<27,16

Gjennomsnittlig innhold av <sup>226</sup>Ra for Statfjord er 1,06 Bq/l, og er nå generelt lavere enn for andre felt (se sammenfatning av Strålberg et al., 2002 ovenfor)

Opprinnelig formasjonsvann (ikke påvirket av injeksjonsvann/sjøvann) fra Statfjord-feltet inneholder 5-6 Bq/l av isotopen <sup>226</sup>Ra. Dette innholdet har sunket gradvis etter at brønnene begynte å produsere en blanding av sjøvann og formasjonsvann. Enkelte brønner på hovedfeltet produserer i dag 70-90% sjøvann. Det gjenspeiles også i innholdet av <sup>226</sup>Ra som på hovedfeltet er under 1 Bq/l. Det produserte vannet fra Statfjord Satellitter har et innhold på ca 2,77 Bq/l. Sjøvannsprosenten i dette vannet er ca 50%. Dette stemmer godt med et opprinnelig innhold på 5Bq/l av <sup>226</sup>Ra

Innholdet av <sup>226</sup>Ra og <sup>228</sup>Ra i det produserte vannet fra Statfjord-feltet, særlig for Statfjord-satelittene, er høyere enn det naturlige nivået i sjøvann og fører

til forhøyde nivåer lokalt ved utslippspunktet av produsert vann.

#### Konsekvenser av utslipp

Det naturlige innholdet av <sup>226</sup>Ra i sjøvann varierer mye og er avhengig av nærheten til kyst. Variasjonsområdet er 0,001-0,01Bq/l. Det er gjort mange undersøkelser av forekomst av naturlig radioaktivitet i havvann, men lite data finnes for Nordsjøen.

I 2002 ble det tatt prøver av sjøvann rundt Gullfaks-plattformene og Sleipner A og T for målinger av innholdet av <sup>226</sup>Ra. Prøvene ble tatt i hovedstrømningsretningen fra plattformene og på ulike dybder. Det radioaktive innholdet i utslippet av produsert vann målt i becquerel på Gullfaks er tilsvarende som for Statfjord, og målingene gjort ved Gullfaksplattformen antas derfor også å være representative for utslipp av radioaktive komponenter fra Statfjord-plattformene.

Tilsvarende ble det tatt prøver av sjøvann fra Egersundbanken som referanse (upåvirket av utslipp fra oljeindustrien). Hensikten med undersøkelsen var å bestemme om det kunne påvises en økning av radium i prøvene som ble tatt i havstrømmen rundt plattformene. Resultatene fra undersøkelsen viser at innholdet av <sup>226</sup>Ra er på det samme nivået rundt plattformene som i sjøvannet ved Egersundbanken (ref. upublisert rapport, Statens Strålevern, 2004, /103/)

- Gullfaks: 0,0009-0,0016 Bq/l (+/- 0,0002)
- Sleipner: 0,0012-0,0016 Bq/l (\*)med variasjonsområdet +/- 0,0002
- Egersundbanken 0,0011-0,0015 Bq/l med variasjonsområdet +/- 0,0002

En av de 9 målingene viste 0,0025 Bq/l

Innholdet av <sup>226</sup>Ra i prøvene tatt rundt Gullfaks og Sleipner plattformene ligger således innenfor det naturlige variasjonsområdet av <sup>226</sup>Ra i sjøvann.. Dette indikerer at utslipp av produsert vann ikke har bidratt til noen målbar økning av konsentrasjonsnivået i havvann i Nordsjøen. Tilsvarende antas også å gjelde for Statfjord.

### 6.2.5.2 *Utslipp av radioaktive forbindelser fra avleiringer som følger det produserte vannet*

#### Dannelse av avleiringer

Statfjord benytter sjøvann som injeksjonsvann for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette bidrar til en betydelig økning i oljeutvinningsgraden. Ved sjøvannsinjeksjon dannes det mineralavleiringer ved at sulfatrikt sjøvann blandes med opprinnelig saltvann i reservoaret (formasjonsvann) som inneholder barium. Disse bariumsulfatavleiringene skjer i reservoaret, i nærbrønnområdet og hele produksjonssystemet for behandling av olje og produsert vann.

Saltvannet i reservoaret inneholder også naturlig forekommende radioaktive isotoper fra uran- og thoriumserien. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og fører til at bariumsulfatavleiringene inneholder radium. Avleiringene kalles Lavradioaktive Avleiringer (LRA).

Kjemikalier som benyttes for å kontrollere dannelse av avleiring og for å fjerne disse avleiringene kalles henholdsvis avleiringshemmere og avleiringsoppløser.

#### Konsekvenser

Når avleiringshemmer tilsettes, vil bariumsulfatavleiringer (scale) på rørvegger og overflater hindres. Dermed havner krystaller av bariumsulfat og avleiringshemmer i sjøen. I havet brytes bindingen mellom avleiringshemmer og krystall. Kjemikaliet (avleiringshemmer) brytes ned (mineraliseres), mens saltkrystallene som er termodynamisk stabile, uløselige og biologisk ikke tilgjengelige vil spres med havstrømmene og sedimenterer.

En avleiringsoppløser brukes til å fjerne avleiringer som allerede har avsatt seg i reservoaret, i nærbrønnområdet og perforeringene. En avleiringsoppløser inneholder et molekyl som kompleksbinder ioner av barium, strontium og radium slik at de løses opp, blir mobile og transporteres ut av brønnen og prosessanlegget. Når disse kompleksene havner i sjøen løses kompleksbindingene umiddelbart på grunn av at pH synker, og de opprinnelige avleiringene gjendannes som små saltkrystaller. Disse er termodynamisk

stabile, uløselige og biologisk ikke tilgjengelige. I sjøvann er bindingen mellom barium, strontium og radium og sulfat-ionet mer stabilt enn bindingen mellom de samme ionene og det kompleksdannende stoffet. Det kompleksdannende stoffet (oppløseren) foreligger etter utslipp til sjø som et individuelt ion og vil etter hvert brytes ned biologisk.

Biotilgjengeligheten av de radioaktive stoffene (226-Radium, 228-Radium) øker dermed ikke ved bruk av avleiringshemmere. Saltkrystallene av barium, strontium som er kontaminert med små mengder radium er som nevnt tidligere uløselig og ikke biologisk tilgjengelig.

Det skal til slutt understrekes at saltkrystaller av barium- og strontium-sulfat ikke er radioaktive. Det er når disse saltene kontamineres av ørsmå mengder radium (radioaktivt) at avleiringene får betegnelsen Lavradioaktive avleiringer (LRA). Eksempelvis inneholder 100 tonn LRA ca 0,1 gram radium.

### 6.3 Utslipp av sand m/oljevedheng

Aktivitetsforskriftens §59 innebærer et krav om < 1 vektprosent oljevedheng på sand som slippes ut. For Statfjord innebærer dette installering av sandrenseanlegg på hver av plattformene. Statfjord-lisensen har påklaget dette kravet til Miljøverndepartementet og fått dispensasjon fram til 31.12.2006.

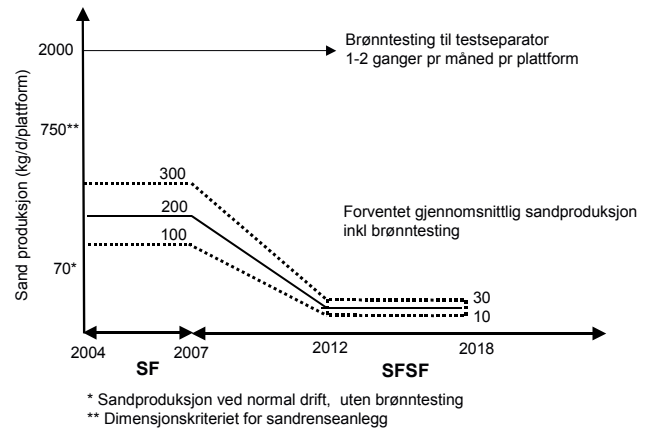
Dette kapitlet gir en oversikt over konsekvenser av utslipp av sand med oljevedheng og dispergert olje som slippes ut sammen med sanden. Konsekvensene er vurdert med bakgrunn i studie ”Statfjord Late Life-Environmental effects of discharges of oily sand”/49/.

Kapitlet gir også en oversikt over kostnader forbundet med sandrenseanlegg som kan imøtekomme myndighetenes krav, nytten av et slikt anlegg og andre tiltak som er blitt vurdert. Prosjektets forslag til en alternative strategi til installasjon av sandrenseanlegg er skissert.

#### 6.3.1 Produksjon av sand og utslipp av olje

Figur 6-32 viser dagens sandproduksjon og prognoser for produksjon av sand i Statfjord senfase.

Brønnstrømmen som kommer opp på plattformen for prosessering inneholder sand. Sanden separeres fra øvrig brønnstrøm (olje, vann, og gass) og slippes i dag ut til sjø uten å gå gjennom eget renseanlegg.



**Figur 6-32: Prognoser for sandproduksjon ved Statfjord plattformene (2004-2018)**

Figuren viser at det i dag produseres ca 70 kg sand på en vanlig dag ved hver av plattformene. Ved normal produksjon fjernes sanden 2 ganger per uke, og selve prosessen (Jette-prosessen) tar en halv til en time. For å etablere maksimal tillatt sandproduksjon per brønn utføres spesiell testing av brønnene. Slik testing utføres i gjennomsnitt 1-2 ganger per måned per plattform, og kan generere opptil 2000 kg sand i løpet av et døgn. Denne sanden fjernes og slippes ut til sjø i løpet av 2 timer. Gjennomsnittlig daglig sandproduksjon er derfor 200 kg/d basert på årlig sandproduksjon (sandproduksjon på en normal dag og 24 MSFR tester per år).

For å sikre uttak av gass i SFSF er det nødvendig å trykkavlaste reservoarene. Dette fører til høy væskeproduksjon som kombinert med trykkavlastning gir økt sandproduksjon. Det er derfor planlagt for sandkontrolltiltak nede i de fleste produksjonsbrønnene. Sandkontrolltiltakene i brønnene vil etter planen implementeres i perioden fra 2006 til og med 2011.

Sandkontrolltiltak vil føre til en reduksjon i sandproduksjonen som funksjon av tid (Figur 6-32), og etter 2011 vil denne være redusert til 10 % av dagens nivå. Sandproduksjonen etter 2011 er antatt å være 20 kg per dag per plattform. I perioden etter 2011 vil brønntesting kunne opptre, men svært sporadisk. Sandproduksjon på en vanlig dag i perioden etter 2011 er derfor tilnærmet lik gjennomsnittlig daglig sandproduksjon over året.

I forbindelse med prosess for utslipp av sand ("jetting"), slippes det ut olje som forekommer

dispergert i det produserte vannet som sanden slippes ut sammen med, og olje som forekommer som vedheng på sanden.

Vedhengsprosenten av olje på sand vil variere, og basert på målinger som er foretatt på Statfjord vil denne være i gjennomsnitt rundt 4 vektprosent. På grunn av ulike målemetoder er det en viss usikkerhet knyttet til bestemmelsen av den faktiske vektprosent olje som følger sanden ved utslipp. Modellberegningen av spredning av oljeholdig sand er basert på konservative antagelser, og 10 vektprosent olje som vedheng på sand er lagt til grunn.

For bestemmelse av utslipp av dispergert olje som resultat av utslipp av sand, er det tatt utgangspunkt i utslippsmengder av olje som er rapportert som del av den årlige utslippsrapporteringen på Statfjordfeltet. Rapporterte mengder er oppgitt som summen av dispergert olje og vedheng på sand.

### 6.3.2 *Konsekvenser av utslipp*

Akutte effekter og langtidseffekter på det pelagiske miljø (vannsøylen) og bentiske miljø (havbunn) er studert som følge av utslipp fra "jetting" på Statfjord. Både effekter av dispergert olje og vedheng av olje på sand er vurdert.

Potensielle konsekvenser er studert for perioden før og etter implementering av Statfjord senfase for hver av de tre plattformene SFA, SFB og SFC. Tre hovedalternativer for sandhåndtering, ulike jettefrekvenser for "normal" drifts-jetting og jetting i forbindelse med brønntesting er vurdert. For beskrivelse av modellscenariene se vedlegg H.1

Konsekvensbeskrivelsen nedenfor tar utgangspunkt i de mest konservative scenariene, det vil si dagens sandproduksjon og scenariene for normaljetting og testjetting hvor sanden slippes ut som ved dagens drift uten spesielle tiltak for å redusere vedheng av olje.

#### 6.3.2.1 *Potensielle langtidseffekter*

Eventuelle langtidseffekter er vurdert ut fra virkninger for det bentiske og pelagiske miljø.

##### Bentiske miljø

Årlig sedimentasjon av sand, forutsatt 10% oljevedheng, dagens sandproduksjon og at utslippet ikke renses gir en sedimenteringsrate på 52 gram olje/m<sup>2</sup>/år for Statfjord A og 24 g olje/m<sup>2</sup>/år for Statfjord B og Statfjord C, over et areal på h.h.v 0,14, 0,3 og 0,3 km<sup>2</sup>. Forskjell i akkumulert mengde per arealenhet skyldes forskjell i spredning fra de tre plattformene. Forskjell i spredning skyldes forskjellige mengder produsert vann, temperatur og lokalisering av utslippet.

Sedimentovervåkingsdata fra perioden 1990-2002 i det beregnede sedimenteringsområdet indikerer ingen målbare effekter fra "jetting" av sand i form av forhøyede konsentrasjoner av total- hydrokarboner i sedimentet eller effekter på bunndyrfauna. I den siste overvåkingsrapporten fra 2002 er en av hovedkonklusjonene at det ikke er nyere tilførsler av mineralolje til sedimentene, og at overvåkingsresultatene korresponderer bra med utslipp fra boring og forbud mot utslipp av oljeholdig kaks/49/ .

##### Pelagiske miljø

Økt konsentrasjon av partikler i vannsøylen vil generelt kunne gi økt turbiditet som igjen kan resultere i redusert primærproduksjon. Redusert primærproduksjon kan igjen påvirke næringstilgang for sekundær-produzentene. Utslipp fra jetting vil spres, og sedimentere innen en avstand på 3-5 km fra plattformene. Det er begrenset kunnskap om hvorvidt partikler generelt påvirker pelagiske organismer . Imidlertid er utslipp fra jetting ved Statfjordplattformene ubetydelige i forhold til det naturlige innhold av partikler i vannsøylen, og utslippet har en kort varighet. Det er lite sannsynlig at partikler med oljevedheng fra jetting kan medføre kroniske skader eller gi akutte effekter i vannsøylen/49/.

Ved vurdering av langtidseffekter i det pelagiske miljø av dispergert olje, er det tatt utgangspunkt i årlige utslipp fra utslipp av sand sammenlignet med utslipp fra produsert vann og ballastvann. Utslipp av alifatiske hydrokarboner fra jetting vil i

perioden 2004-2007 utgjøre totalt 45 tonn per år for alle tre plattformene. Halvparten forekommer som vedheng på sand og resten som dispergert olje. Utslipp av olje fra jetting ble i 2003 estimert og rapportert til 50 tonn. Utslippet utgjorde dermed ca 7 % av samlet utslipp av dispergert olje fra plattformene (produsert vann og ballastvann), se kapittel 6.2. Omtrent 50% av utslippet fra jetting forekommer som dispergert olje. Denne andelen representerer dermed 3.5 % av utslipp av dispergert olje fra produsert vann og ballastvann.

Etter 2011, når sandkontroll i brønnene er implementert, vil utslippet av olje fra jetting fra feltet i gjennomsnitt representere ca 4 tonn per år (2 kg som dispergert olje og 2 kg som vedheng på sand per dag per plattform). Utslipp av dispergert olje fra produsert vann og ballastvann reduseres med 40% i samme periode som følge av implementering av CTour-teknologien. Utslippet av olje fra jetting på Statfjord vil dermed i 2011 utgjøre 1% av utslippet av produsert vann og ballastvann, hvorav halvparten vil foreligge som dispergert olje og kan sammenlignes med disse utslippene direkte. Konsekvenser av produsert vann og ballastvann er vurdert i kapittel 6.2. Total-utslippet av dispergert olje i forbindelse med jetting er marginalt i forhold til disse utslippene. Utslippene ved jetting vil gi relativt høye, men kortvarige, pulser av dispergert olje til det pelagiske miljø. På grunn av den korte eksponeringstiden er det imidlertid ikke sannsynlig at disse utslippene vil gi langtidseffekter.

### 6.3.2.2 Potensielle akutte effekter

Ved vurdering av akutte effekter representerer dagens jetting i forbindelse med brønntester et verste scenario (2000 kg sand per dag som slippes ut uten rensing løpet av 2 timer). Dette utslippet opptrer som nevnt 1-2 ganger per måned i perioden fram til 2011. I perioden etter 2011 opptrer utslippet kun sporadisk.

Jetting ved normalproduksjon to ganger per uke har, forutsatt dagens sandproduksjon, til sammenligning en konsentrasjon som er ca halvparten av konsentrasjonen ved jetting i forbindelse med brønntester. Utslippet har også en langt lavere varighet (1/2 time). "Normal jetting" etter 2011 har en konsentrasjon som er 1/4 del av "brønntest-jetting" med en varighet på kun en halv time.

### Bentiske miljø

Ved jetting av 2000 kg sand sedimenterer sanden 3.2 til 3.5 km fra SFA, over et areal på 0.14km<sup>2</sup> og gir en beregnet sedimenteringsrate på 1.42 g olje/m<sup>2</sup> for hver brønntest. Ved Statfjord B og C sedimenterer sanden over et dobbelt så stort areal (0.3 km<sup>2</sup>) og resulterer i en konsentrasjon på 0.7 g olje/m<sup>2</sup> for hver brønntest. Potensielle akutte virkninger av sedimentering av sand med oljevedheng er ikke vurdert som relevant, og det er som nevnt over ingen målbare langtidseffekter på sedimentovervåkingsstasjonene som ligger innenfor dette området.

### Pelagiske miljø

Ved vurdering av potensielle akutte effekter i det pelagiske miljø som følge av utslipp av dispergert olje og sand med oljevedheng, er det viktig å ta hensyn til utslippets natur i forhold til andre utslipp. Utslipp av produsert vann ved Statfjordplattformene skjer kontinuerlig, mens jetteoperasjonene forårsaker utslippspulser over en begrenset tidsperiode (1/2-2 timer). Utslippet i forbindelse med jetting varer 1/2-2 timer. Utslippet spres og konsentrasjonene i vannsøylen opptrer hovedsakelig i en periode på 5-6.5 timer.

Som omtalt over er det ikke sannsynlig at det vil være akutte effekter av partikler med oljevedheng i vannsøylen. Ved vurdering av akutte effekter i vannsøylen av dispergert olje har en vurdert utslippet ved å sammenligne simulert konsentrasjon i vannsøylen fra jetting (PEC=Predicted Effect Concentration) med PNEC verdier (Predicted No Effect Concentrations) for dispergert olje og andre naturlige oljekomponenter. Det ble i studien til Akvaplan Niva/49/ antatt samme forhold mellom dispergert olje og de andre oljekomponentene som for produsert vann (se kapittel 6.2). Relevansen av å benytte PEC/PNEC verdier og svakheten ved denne metoden i forhold til utslippets type og varighet må imidlertid tas hensyn til ved vurdering av mulige effekter. PNEC verdier er bestemt ut fra en eksponering på 48-96 timer. Akutt toksisitet vil avta ved kortere eksponeringstid. Eksponeringstiden ved jetting er i hovedsak 5-6.5 timer. Selv om modellen ga PEC/PNEC verdier i utslippsstrålen over 1 for en eller flere komponenter 6 km nedstrøms utslippet, vil de økologiske effektene sannsynligvis være svært lave som et resultat av at volumet som er påvirket er lite (antall påvirkede individer er lavt) og at eksponeringstiden er kort. Studiet /49/

konkluderer med at effekter ikke kan utelukkes i utslippsstrålen, men at det er usannsynlig at det vil være langtidseffekter av utslippene.

### 6.3.3 Avbøtende tiltak

Prosjektet har som følge av pålegg om maks 1 vektprosent oljevedheng vurdert flere tiltak som alternativer til sandrensing som idag ligger inne i planene. Dette kapitlet vurderer kort kost/nytte av sandrenseanlegget, redegjør for disse tiltakene som er vurdert og valgt bort, samt for de tiltakene prosjektet anbefaler gjennomført som et alternativ til sandrensing. Alle tiltakene er mere detaljert beskrevet i vedlegg H.

#### 6.3.3.1 Kost/Nytte vurdering av pålagt tiltak om sandrensing

Sandrenseanlegg (anlegg med sandsyklon og vasking av sand, se vedlegg G2) vil kunne møte myndighetenes reguleringer om <1 vektprosent olje på sand. Tiltaket har en kostnad på 226 millioner kroner (i Tabell 6-8)

**Tabell 6-8: Kostnader for Sandrensing (Millioner NOK)**

NPV(2004)	SFA	SFB	SFC	Totalt
<b>Investering</b>	66	31.5	44	141
<b>Drift</b>	21	32	32	85
<b>Totalt</b>	87	63.5	76	226

Studiet/49/konkluderer med at dagens sandutslipp sannsynligvis gir svært begrenset effekt på miljøet, og at det derfor ikke vil være noe målbar miljønytte av sandrenseanlegg (sandsyklon og vasking av sand). Nyttien i Staffjord senfase er enda lavere når sandkontrolltiltak installeres i brønnene og sandproduksjonen reduseres til 10% av dagens nivå.

Tiltaket har derfor svært lav miljømessig nytte i forhold til kostnader.

#### 6.3.3.2 Andre tiltak som kan møte myndighetenes pålegg, men som er valgt bort

Andre løsninger som er blitt vurdert for å imøtekomme myndighetenes krav om mindre enn 1 vektprosent olje på sand, men som er forkastet er:

1. Reinjeksjon i Utsira formasjon sammen med borekaks
2. Transport til land
3. Deponering i lagerceller

Tiltakene og vurderingene er nærmere beskrevet i vedlegg G.

#### 6.3.3.3 Prosjektets anbefalinger av tiltak for håndtering av sand

Dispensasjonen fra kravet om maksimalt 1% oljevedheng på sand sluppet ut til sjø opphører fra 31.12.2006. Kravet innebærer installering av sandrenseanlegg (sandsykloner med egen prosess for vasking av sand) på alle plattformene. Arbeidet med å installere anleggene vil etter planen starte i april 2006 på SFA, i juni 2006 på SFB og i august 2006 på SFC. Anleggene vil være installert innen utgangen av 2006.

Det er som vist over ikke påvist miljøkonsekvenser i forbindelse med utslipp av sand med oljevedheng. Korttidseffekter av dispergert olje som slippes ut sammen med sanden kan imidlertid ikke utelukkes i utslippsstrålen, men det er usannsynlig at det vil være målbare effekter sett ut fra utslippets varighet og utbredelse. Sandsyklon vil redusere utslippet av dispergert olje, men vaskeprosessen vil ha liten miljøeffekt. For å eliminere eventuelle usikkerheter om lokale effekter i utslippsstrålen som følge av dispergert olje, mener Statoil at andre tiltak enn sandrensing er mer relevante.

Statoil mener at tiltaket med sandrensing for å imøtekomme myndighetenes regulering om <1 vektprosent oljevedheng på sand har liten miljømessig nytte og at den miljømessige nytten i forhold til kostnaden er svært lav. Dette var også Statoils begrunnelse for å anke pålegget om installasjon av sandrenseanlegg på Staffjord-plattformene.

Prosjektet anbefaler derfor en alternativ strategi for håndtering av miljøproblemstillinger tilknyttet utslipp av sand. Felles for alle tiltakene som inngår er at disse ikke vil imøtekomme myndighetenes regulering om < 1 vektprosent olje på sand, men vil etter Statoils vurdering ha en minst like stor miljønytte sammenlignet med renseanlegg for sand til en langt lavere kostnad.

Denne alternative strategien innebærer følgende tiltak:

- Installasjon av sandkontrollutstyr i de fleste brønner
- Overvåking av sandproduksjon
- Forbedre måleprogram for utslipp av dispergert olje og olje som vedheng på sand
- Optimalisering av jetteprosessen
- Vurdere bruk av forjetting i kombinasjon med automatisk jetting og installasjon av sanddetektorer

Tiltakene er nærmere beskrevet i vedlegg H.

## 6.4 Andre regulære utslipp

Kilder til andre regulære utslipp til sjø fra Statfjordfeltene er:

- Overflatevann/drenasjevann
- Ballastvann fra skip
- Sanitæravløpsvann
- Kjølevann fra prosessen

Utslipp av sanitæravløpsvann og utslipp av kjølevann representerer små volumer på Statfjord. Utslippene representerer ingen miljørisiko og vil ikke øke som følge av senfase. Utslippene omtales derfor ikke videre.

### 6.4.1 Drenasjevann

På Statfjord A, B og C ledes drenasjevannet fra plattformene til en slamcelle hvor olje etter en viss oppholdstid separeres fra vannet. Oljefraksjonen føres tilbake til råoljen i forbindelse med lasting. Renset drenasjevann blandes med ballastvannet på plattformen og slippes ut sammen med dette. Måling av olje i drenasjevann utføres ikke separat, men måles som en del av ballastvannet. Ballastvannet fra lagercellene slippes ut sammen med produsertvannet og utslipp og konsekvenser er diskutert i kapittel 6.2.

### 6.4.2 Ballastvann fra skip

Det potensielt største miljøproblemet i forbindelse med ballastvann på skip, er knyttet til introduksjon av arter til områder der de naturlig ikke hører hjemme. Risikoen for slik introduksjon betinger at skipene trafikkerer havner som ligger i ulike økologiske regioner som ikke har forbindelse via naturlige spredningsveier, eller at de trafikkerer havner som har anløp av skip fra andre økologiske regioner (sekundær spredning). Skipene som laster olje ved Statfjord-plattformene trafikkerer havner i Nord- Europa. De økologiske betingelsene på utslippstedene er vesentlig annerledes enn i lossehavnene, og risiko for uønsket spredning anses som liten. I tillegg vil skytteltrafikken gå ned på grunn av redusert oljeproduksjon i SFSF.

Skipene som trafikkerer Statfjord-feltet har installert CBS (Clean Ballastwater System), der ballastvann lagres i separate tanker på båtene som er fysisk adskilt fra råoljetankene. Det er derfor heller ikke oljeutslipp knyttet til ballastvann fra skytteltankere på Statfjordfeltet.



## 7 Uhellsutslipp og beredskapsplanlegging

### 7.1 Uhellsutslipp og sannsynlighet

Relevante ulykkesscenarier i forbindelse med SFSF omfatter:

- oljeutslipp under overføring av olje fra lastebøye til skytteltanker
- skipsulykker
- oljeutslipp fra feltinterne rørledninger
- svikt i lagringstank
- ukontrollert utblåsning

De fleste av disse hendelsene vil kun forårsake begrensede oljeutslipp eller vil ha svært liten sannsynlighet for å inntreffe. En ukontrollert utblåsning fra plattformen er svært lite sannsynlig, men vil hvis den inntreffer kunne føre til utslipp av store mengder olje som kan skade naturressursene. En ukontrollert utblåsning representerer derfor et realistisk "verste scenario, og danner grunnlaget for utredning av miljøeffektene ved uhellsutslipp i dette kapittelet.

Det samme scenariet er valgt som dimensjonerende hendelse i forbindelse med vurdering av oljevernberedskaper.

Med utgangspunkt reservoaregenskapene på Statfjord-feltet og prognoser for produksjon, er det fastsatt en dimensjonerende utblåsningsrate av olje på 1820 m<sup>3</sup>/dag.

En utblåsning av et slikt omfang vil kunne vare i opptil 90 dager, som tilsvarer tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. Det er imidlertid stor sannsynlighet for at en utblåsning vil stanse i løpet av mye kortere tid pga. sammenrasninger og blokkeringer i utstrømningsbanen. Det er mer enn 70 % sannsynlighet for at utblåsningen vil vare kortere enn 2 dager.

Scandpower har beregnet at et utslippsscenario på 1820 m<sup>3</sup>/d har en utblåsningsfrekvens på  $8,9 \times 10^{-4}$  /112/.

### 7.2 Oljedriftsmodellering

#### 7.2.1 Statfjord-oljen

Oljetypen Statfjord C Blend er brukt som inngangsdata i oljedriftsmodellen. Statfjord C Blend regnes som representativ for alle oljetypene på Statfjord-feltet, SINTEF (2001).

Oljetypen er paraffinisk. Statfjord C Blend har følgende fysiske egenskaper:

- Tetthet på 834 kg/m<sup>3</sup>
- Relativt høy fordampningsrate: Ca. 41 % vil ha fordampet etter 2 dager ved en vindstyrke på 10 m/s og en overflatetemperatur på 15 °C. Ca. 38 % vil ha fordampet etter 2 dager ved en vindstyrke på 10 m/s og en overflatetemperatur på 5 °C.
- Maksimalt vanninnhold i emulsjonen er ca. 70 % både om vinteren (5 °C) og sommeren (15 °C) (ved en vindstyrke på 10 m/s og etter 2 dager).
- Statfjord C Blend løser seg opp innen 0,25–6 timer under vinterforhold og innen 2,5–36 timer under sommerforhold, avhengig av vindstyrken. Etter 24 timer er den kjemiske løsligheten redusert eller er liten ved alle vindstyrker, både ved 5 °C (vinterforhold) og 15 °C (sommerforhold).
- Ved en sjøtemperatur på 15 °C (sommerforhold) og en vindstyrke på 5 m/s, vil Statfjord C Blend ha høy viskositet (>10 000 cP) etter 3 dager. Ved en vindstyrke på 10 m/s og over vil viskositeten være høyere enn 10 000 cP for alle årstider. Ved en sjøtemperatur på 5 °C (vinterforhold) vil viskositeten bare være lavere enn 10 000 cP ved 2 m/s (0–3 dager) og ved 5 m/s den første dagen. Om vinteren vil oljen ved alle andre vindstyrker ha en viskositet på over 10 000 cP.

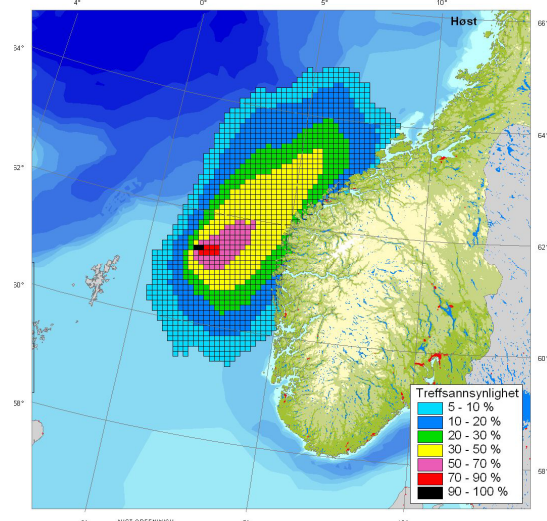
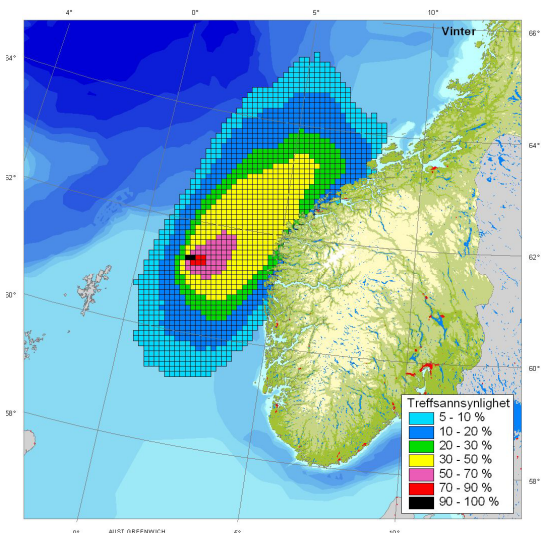
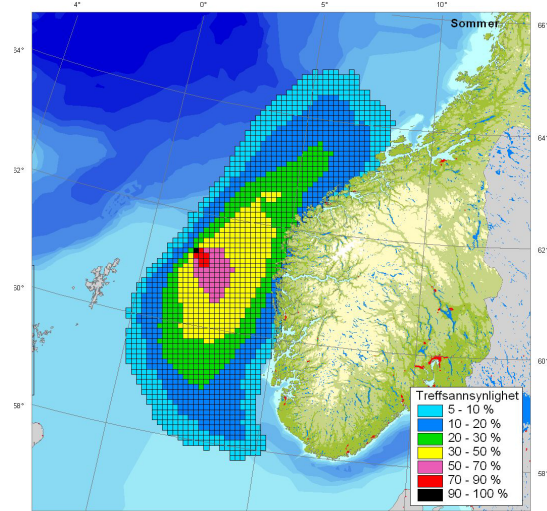
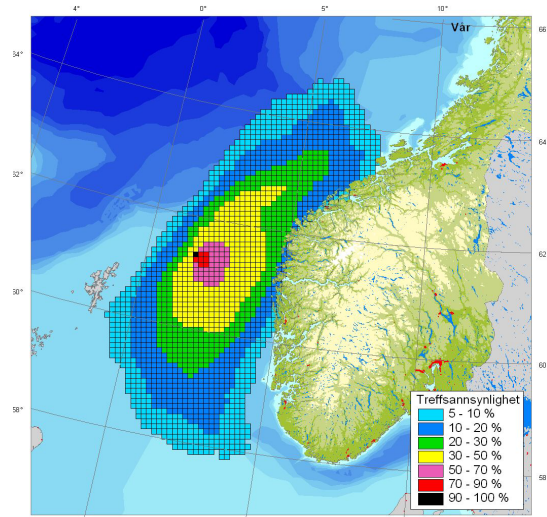
### 7.2.2 Utblåsninger på overflaten

Oljedriftsberegninger for en overflateutblåsning fra Statfjord A plattformen er utført av Det Norske Veritas /79/ ved hjelp av OILTRAJ-modellen. I alt 3 600 simuleringer ble gjennomført med følgende inngangsparametre:

1. Plassering: 61° 15' 20,46"N, 01° 51' 13,96"Ø
2. Utslippsrate: 1 820 Sm<sup>3</sup>/d
3. Oljetype: Statfjord C Blend
4. Oljetetthet: 834 kg/m<sup>3</sup>
5. Forholdet mellom gass og olje (Gas to oil ratio – GOR): 600 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>

Figur 7-1 viser resultatene av oljedriftssimuleringene. Sannsynligheten for treff av olje fra en utblåsning i ulike geografiske deler av influensområdet er vist for vinteren (desember–februar), våren (mars–mai), sommeren (juni–august) og høsten (september–november). Influensområdet har størst utstrekning om sommeren, men sannsynligheten for stranding på den norske vestkysten er størst om vinteren og høsten.

Simuleringene viser at sannsynligheten for at Shetlands kystlinje vil bli forurenset er mindre enn 5 % hele året. Sannsynligheten for stranding på norskekysten vil være 10-20% gjennom hele året. .



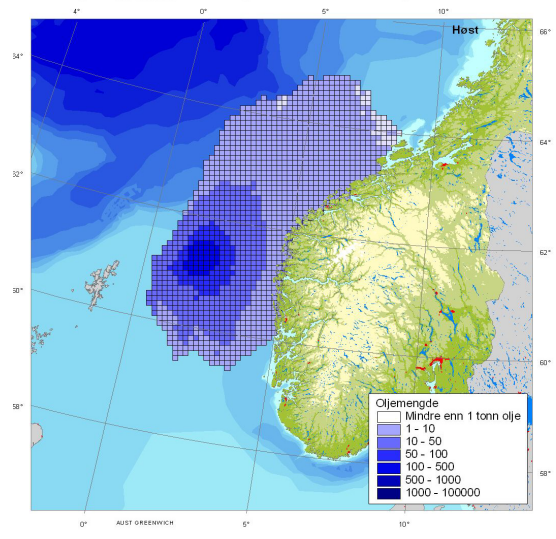
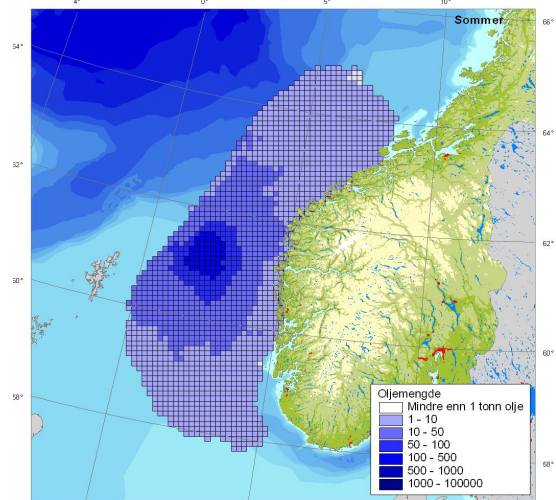
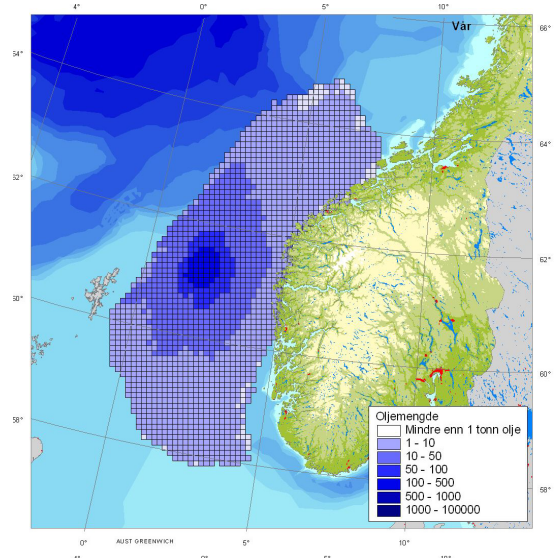
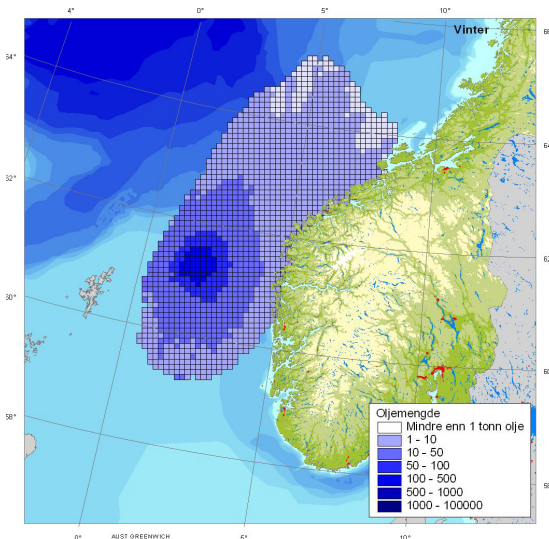
Figur 7-1 Sannsynligheten for olje vinter, vår, sommer og høst

Korteste drivtid for olje til land (Norge) er beregnet til ca. 5 dager.

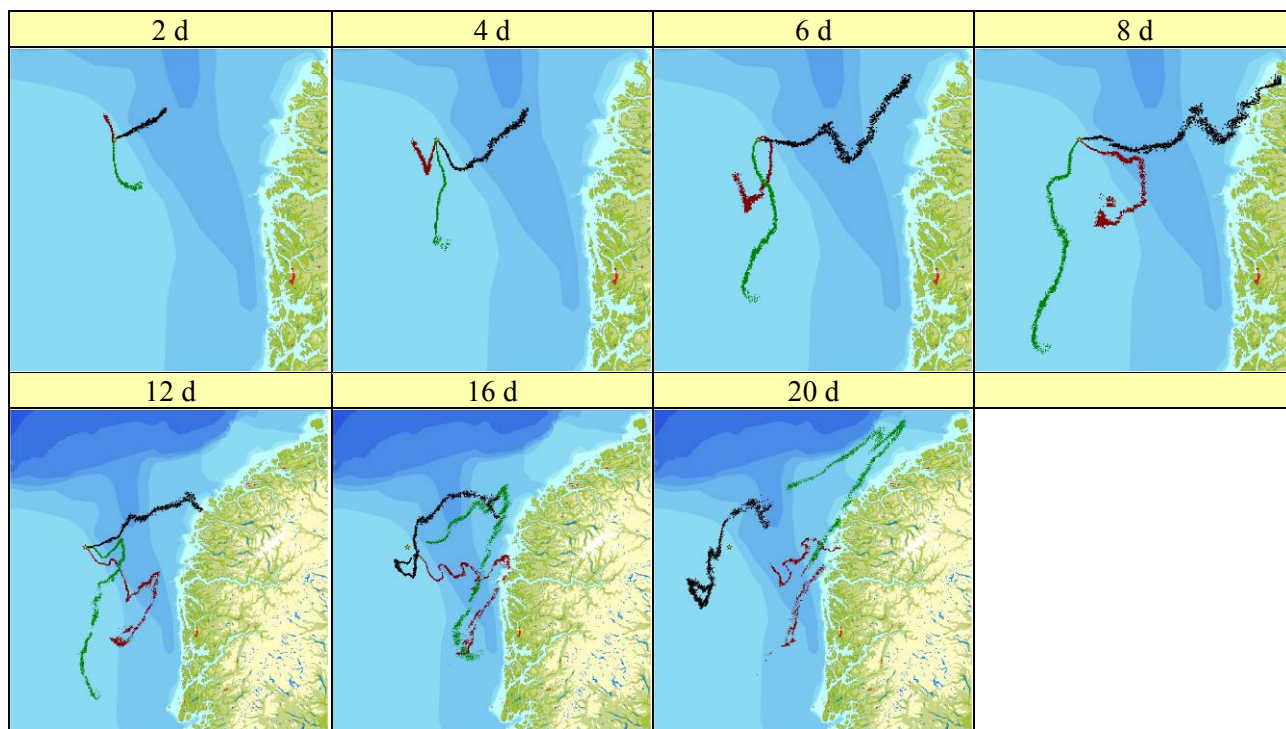
Gjennomsnittlig akkumulert oljemengde innenfor 10 x 10 km geografiske grid-ruter varierer mellom 0,4 og 250 tonn om vinteren og mellom 0,02 og 300 tonn om sommeren. I kyststrøkene varierer maksimal gjennomsnittlig akkumulert oljemengde fra 21 tonn til 39 tonn. Figur 7-2 viser gjennomsnittlig oljemengde på overflaten for hver av de 10 x 10 km store rutene.

Figur 7-2 viser det samlede resultatet av 3 600 enkeltscenarier. Figur 7-3 og Figur 7-4 viser utvalgte enkeltscenarier fra oljedriftsmodellen for å illustrere hva oljens skjebne og det påvirkede området ville kunne bli ved en faktisk utblåsning. De tre scenariene utgjør et konservativt utvalg (3 av 3600 enkeltscenarier) og kan betraktes som ekstreme situasjoner med ulike forløp. De tre scenariene er:

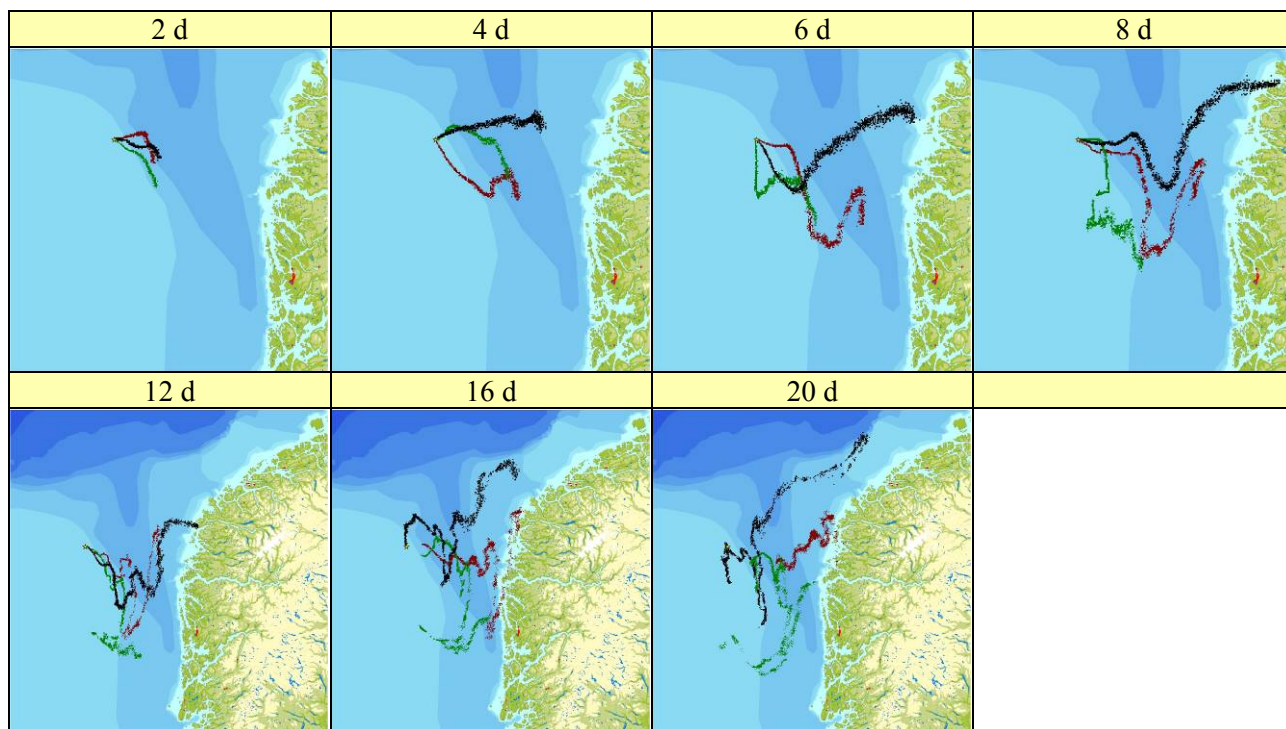
- Scenariet som påvirker det største området (grønt)
- Scenariet med størst strandet oljemengde (rødt)
- Scenariet med kortest drivtid til land (svart)



Figur 7-2: Gjennomsnittlig oljemengde i tonn vinter, vår, sommer og høst.



Figur 7-3 Forløpet av tre enkeltscenarier om våren



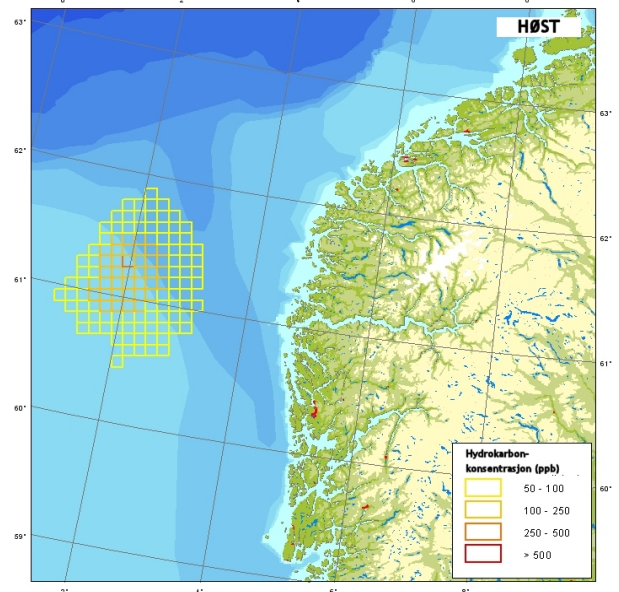
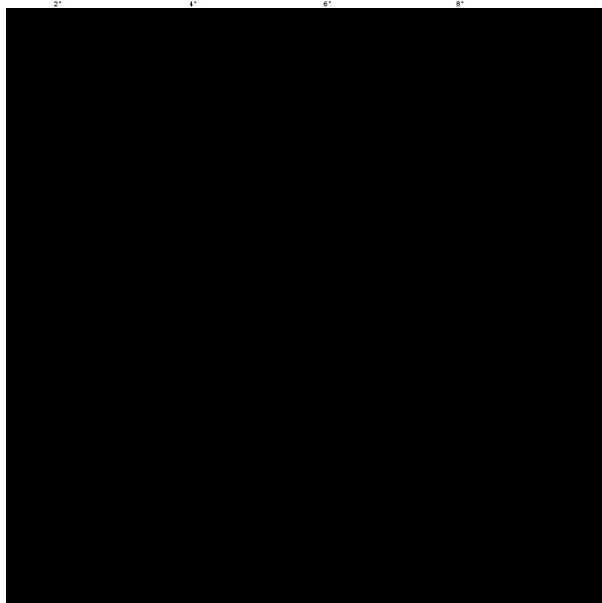
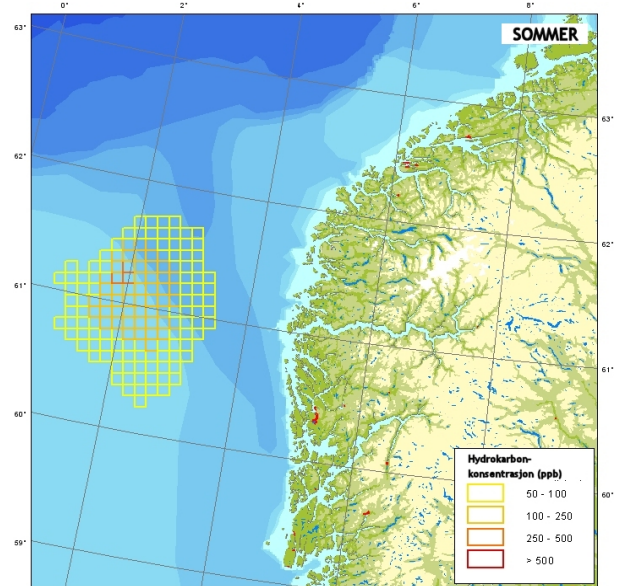
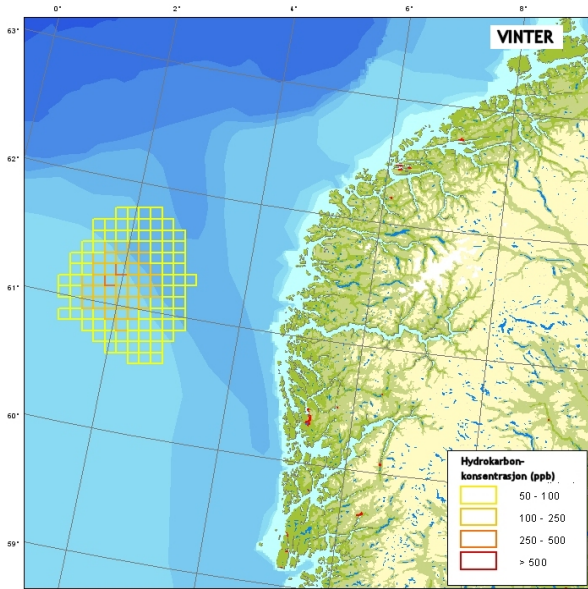
Figur 7-4 Forløpet av tre enkeltscenarier om sommeren

### 7.2.3 Vannsøylen – konsentrasjoner av hydrokarboner

Oljedriftssimuleringene forteller ingenting om konsentrasjoner i vannsøylen. Noen antakelser er imidlertid lagt til grunn for å identifisere de delene av influensområdet der THC-verdiene (total hydrokarbon konsentrasjon) i vannsøylen potensielt kan være høyere enn PNEC (antatt konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter). Det er gjort en konservativ antakelse om at all oljen på overflaten vil blandes inn i vannsøylen ned til 10 meters dyp. (Figur 7-5).

50 tonn olje på overflaten innenfor et 10x10 km område tilsvarer en konsentrasjon i vannsøylen på 50 ppb (PNEC). Dette brukes for å illustrere det potensielle området med THC-konsentrasjoner over PNEC-verdien. Området med forventede THC-konsentrasjoner over PNEC på 50 ppb fremgår av Figur 7-5.

Ifølge beregningen ovenfor er den maksimale THC-konsentrasjonen i vannsøylen begrenset til 300 ppb, med små variasjoner i løpet av året.



**Figur 7-5 Områder der THC-konsentrasjoner i vannsøylen kan ligge over PNEC (50 ppb)**

### 7.3 Konsekvensene av uhellsutslipp

Kapittel 4 og vedlegg E inneholder en generell drøfting av de biologiske ressursenes sårbarhet overfor oljeutslipp. Lokaliseringen av Statfjord senfase-prosjektet i den sentrale delen av Nordsjøen og resultatene av oljedriftsmodellen tyder på at det først og fremst er egg og larvestadier av fisk og sjøfugl på åpent hav som vil være utsatt dersom et oljeutslipp fra Statfjord-feltet skulle inntreffe.

Miljøriskoen knyttet til et eventuelt uhellsutslipp er analysert i detalj i en miljørisikoanalyse /9/. Konsekvensvurderingen i det følgende er i stor grad basert på denne analysen.

Ved å sammenstille sannsynligheten for utslipp med resultater fra oljedriftsberegningene og sannsynligheten for tilstedeværelse av biologiske ressurser i det berørte området til ulike årstider, kan miljørisikoen beregnes som en kombinasjon av sannsynlighet og konsekvens.

#### 7.3.1 Miljørisiko

Sannsynligheten for en utblåsning fra Statfjord-feltet i driftsfasen av SFSF er svært lav – anslagsvis  $8,9 \times 10^{-4}$  – noe som tilsvarer én gang hvert 1125 år. Dersom denne svært lave utblåsnings-sannsynligheten kombineres med sannsynligheten for at olje skal treffe et bestemt område og sannsynligheten for at sårbare biologiske ressurser er tilstede i dette området, blir konklusjonen at den samlede miljørisikoen i forbindelse med SFSF-prosjektet er svært liten eller ubetydelig /9/.

Selv om det enkelt kan fastslås at miljørisikoen forbundet med SFSF er ubetydelig, er det likevel relevant å evaluere de hypotetiske konsekvensene dersom et dimensjonerende oljeutslipp skulle inntreffe. En slik evaluering følger nedenfor.

#### 7.3.2 Hypotetiske konsekvenser for miljø dersom et oljeutslipp inntreffer

Miljøriskoen er kvantifisert i miljørisikoanalysen. /9/. Miljørisiko er uttrykk for kombinasjonen av

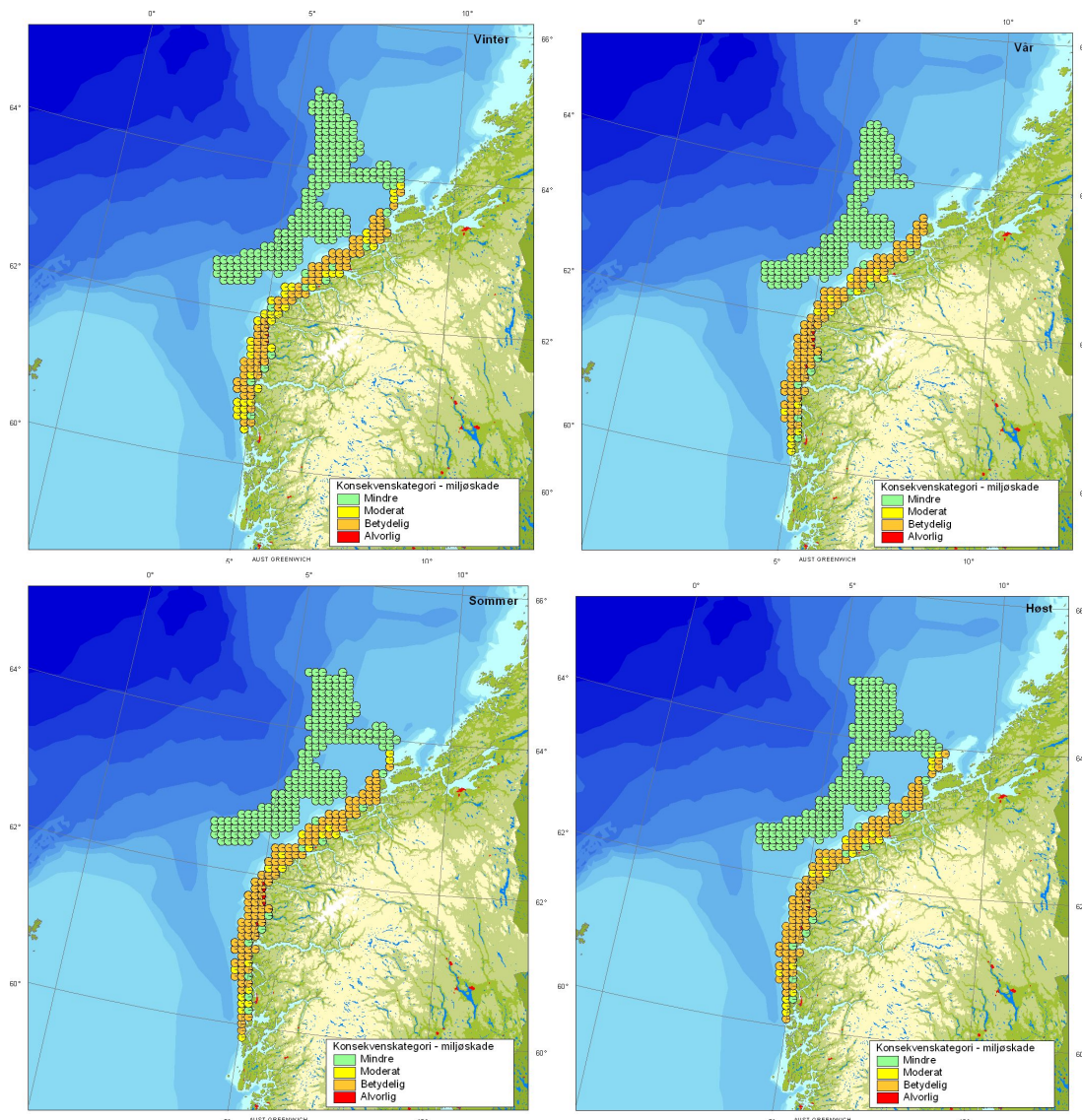
sannsynlighet for hendelse og konsekvensene dersom hendelsen skulle inntreffe. Miljøskaden kategoriseres i fire konsekvenskategorier etter skadens omfang. Omfanget defineres som tiden det tar før en bestand resitueres etter skaden:

- Mindre miljøskade, restitusjonstid 1 måned–1 år
- Moderat miljøskade, restitusjonstid 1–3 år
- Betydelig miljøskade, restitusjonstid 3–10 år
- Alvorlig miljøskade, restitusjonstid på mer enn 10 år

Figur 7-6 viser fordelingen av miljøkonsekvensene gjennom året på 10 x 10 km store geografiske grid-ruter. Fordelingen tar ikke hensyn til utblåsningssannsynligheten, men viser i stedet hva som kan bli konsekvensene hvis oljevolumene fra modell-kjøringene kommer i kontakt med naturressursene i hver grid-rute. Oljevolumene refererer seg til volumene som er presentert i Figur 7-2.

Oljevolumene fremkommer som et gjennomsnitt av 3 600 simuleringer. Den arealmessige utstrekning som er vist i Figur 7-2 fremkommer ved kombinasjon av resultatene fra alle simuleringene, og er mye større enn det som vil være tilfellet ved et faktisk utslipp (se eksemplet i Figur 7-3 og Figur 7-4). På den annen side kan oljevolumene ved et faktisk utslipp være større enn volumene som framgår i Figur 7-2 innenfor det arealet som faktisk rammes. Beregningene nedenfor betraktes i alle tilfeller som konservative, ettersom de mest utsatte biologiske ressursene (sjøfugl og fisk) er relativt jevnt fordelt på åpent hav.

Resultatene tyder på at konsekvenskategoriene “betydelig” og “alvorlig” har større utstrekning om våren og sommeren enn om høsten og vinteren. Dette skyldes en kombinasjon av at oljemengden i det berørte arealet er større i vår- og sommer-sesongene, samt at sjøfugl er mest sårbare i hekkesesongen.



**Figur 7-6** Klassifisering av konsekvenskategorier for en overflateutblåsning fra SFA.

Miljøskadepotensialet som vises i Figur 7-6, representerer den totale skaden på alle biologiske ressurser som er tilstede i en bestemt rute. Rutene kan, avhengig av hvilken rute som undersøkes og årstid, inneholde sårbare fiskeressurser, sjøfugl, marine pattedyr og habitater langs kystlinjen eller kombinasjoner av disse.

For å analysere påvirkningene på biologiske ressurser, er det valgt ut indikatorarter, eller særlig verdifulle økologiske komponenter, VØK. En VØK er definert som en naturressurs som oppfyller en eller flere av de følgende kriterier:

- er viktig (ikke nødvendigvis bare økonomisk) for en lokalbefolkning

- har nasjonal eller internasjonal verneverdi
- endring i ressursens status vil medføre spesielle tiltak fra plan- og miljøvernmyndighetenes side, f.eks. vernetiltak eller regulering i henhold til plan og bygningslovgivning.

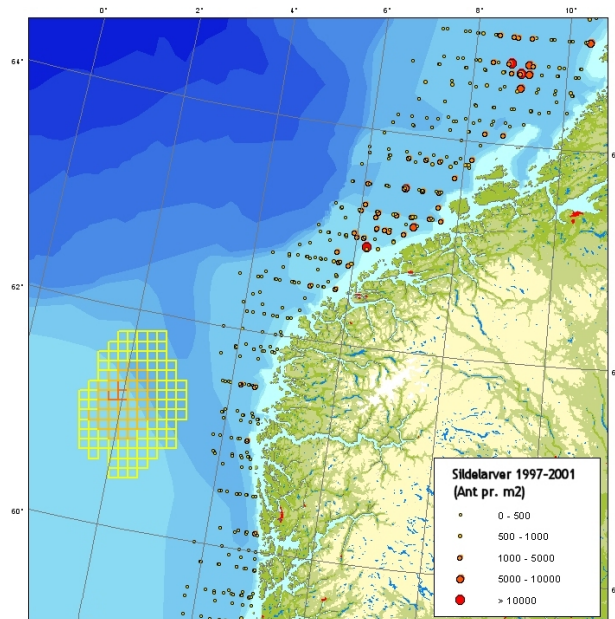
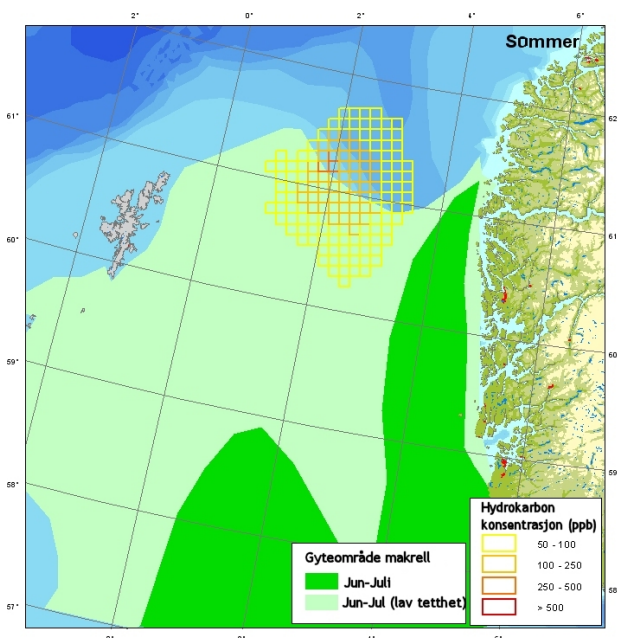
Ut fra definisjonen av prosjektets influensområde og ressursbeskrivelsen i kapittel 4, blir følgende artsgrupper og habitater vurdert som VØKer:

- Fisk – fiskeegg og fiskelarver
- Sjøfugl – lomvi, alke, lundefugl, toppskarv, ærfugl og havsule
- Marine pattedyr – havert

- Habitater langs kystlinjen – habitater med nasjonal eller internasjonal verneverdi, Figur E-25 i vedlegg E

### 7.3.2.1 Fiskeegg og fiskelarver

Miljøkonsekvensene for ressursene i vannsøylen anses som små. Dette skyldes liten grad av overlapping mellom gyteområder for fisk og områder der THC-konsentrasjonen er høyere enn PNEC for disse ressursene (se punkt 7.2.3). Ettersom området med THC-konsentrasjoner over PNEC vil være enda mindre ved et faktisk utslipp en ved kombinasjon av alle statistiske tilfeller, er sannsynligheten liten for at sårbare livsstadier til fiskearter som makrell og sild blir påvirket (Figur 7-7).



\*Gyteområdene er plottet inn sammen med influensområdet med THC-konsentrasjoner over PNEC for sårbare ressurs i vannsøylen.

**Figur 7-7 Gyteområder for makrell og kartleggingsdata om sildeegg og -larver \***

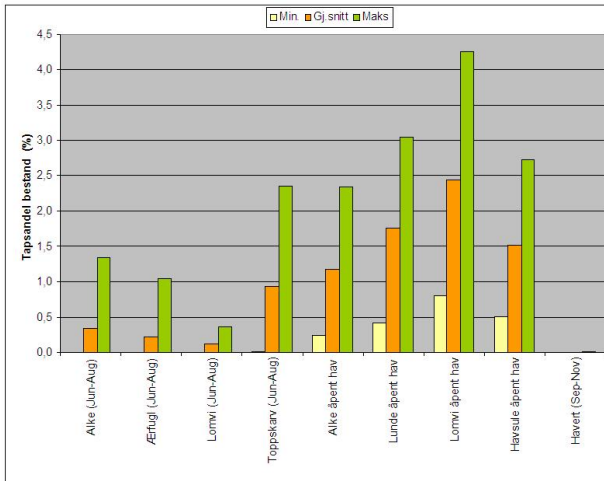
### 7.3.2.2 Sjøfugl og marine pattedyr

I miljørisikoanalysen er det foretatt en beregning av forventet skade på bestandnivå /9 / for utvalgte VØKer blant sjøfuglartene (lomvi, alke, lundefugl, toppskarv, ærfugl og havsule) og for havert.

Ved å kombinere den individuelle sårbarheten for VØK-artene med sannsynligheten for oljeforurensing og de gjennomsnittlige akkumulerte oljevolumene i rutene, kan sannsynlig reduksjon i bestander beregnes.

Figur 7-8 viser en sannsynlig minste, gjennomsnittlig og maksimal verdi for reduksjon i bestanden for hver VØK. Sannsynligheten for reduksjon i bestandene er lavere enn 5 % for alle enkeltstående utslippsscenarioer. Ved å benytte en skadenøkkel for sjøfugl og marine pattedyr utarbeidet av Oljeindustriens Landsforening (OLF, 2001), vil fordelingen av forventet miljøskade falle i konsekvenskategoriene “mindre” og “moderat”, dvs. en restitusjonstid for bestanden på under 3 år.





**Figur 7-8 Beregnet reduksjon i bestandstørrelsen for utvalgte arter (VØK) sjøfugl og marine pattedyr**

Sannsynligheten for at skaden skal inntreffe er nødvendigvis lik eller lavere enn utblåsningsfrekvensen. Siden sjøfugl kan finnes i nærområdet til et eventuelt utslipp, er sannsynligheten for den laveste skadekategorien på sjøfugl i samme størrelsesorden som utblåsnings-sannsynligheten ( $8,9 \times 10^{-4}$ ), mens sannsynligheten for at havert påføres skade er beregnet så lavt som  $1 \times 10^{-6}$ .

### 7.3.2.3 Kysthabitater

Miljøriskoanalysen /9/ estimerer miljøskade på kysthabitater basert på to ulike framgangsmåter og datasett:

- VØK-habitater
- Den geografiske utbredelsen av sårbare kysthabitater (Figur E-23 i vedlegg E)

Miljøskaden som påføres VØK-habitatene er fordelt på alle konsekvenskategoriene (mindre, moderat, betydelig og alvorlig). Risikoen for de utvalgte VØK-habitatene er imidlertid generelt sett svært lav på grunn av lav sannsynlighet for at oljen treffer kysten og små mengder akkumulert olje.

Sannsynligheten for skade er mindre enn  $1 \times 10^{-4}$  for konsekvenskategoriene “mindre”, “moderat” og “betydelig” (restitusjonen tar mindre enn 10 år), og så liten som  $5 \times 10^{-7}$  for konsekvenskategorien “alvorlig”.

Resultater fra simuleringer gjort med utgangspunkt i det nye datasettet over sårbare strandhabitater (Figur E-23 i vedlegg E), tyder på at maksimalt 1,2 % av samfunnene kan bli påvirket av oljen. Tilsvarende middeler verdi er 0,3 %. Dette betyr at ca. 28 km sårbar kystlinje kan bli påvirket. Tilsvarende fordeling av miljøskade kategoriseres som “mindre”, “moderat” og “betydelig”, med en sannsynlighet på mellom  $4,4 \times 10^{-4}$  og  $1,32 \times 10^{-4}$ . Dette betyr at den generelle miljørisikoen for kystshabitater er ubetydelig.

## 7.4 Oljevernberedskapsplan

Effektive oljeverntiltak vil redusere miljøkonsekvensene ved et utilsiktet oljeutslipp ytterligere i forhold til scenariebeskrivelsen over.

Det er etablert en regional oljevernberedskap for Tampenområdet som Statfjord-feltet er en del av. Det er gjennomført en gap-analyse for å undersøke eksisterende oljevernberedskap vil være dekkende for behovet til SFSF-prosjektet /10/.

Kapasiteten til den eksisterende regionale oljevernberedskapen, både på utstørs- og bemanningssiden, er fastsatt på grunnlag av analyse av dimensjonerende fare- og ulykkeshendelser (Defined Situation of Hazard and Accident – DSHA) for regionen. Ifølge analysegrunnlaget for den regionale oljevernberedskapsplanen for region 3 /138/, er et større oljeutslipp fra Troll C-plattformen beregnet å være dimensjonerende for oljevernberedskapen i regionen til alle tider av året.

En direkte sammenligning av oljedriftsdata mellom DSHA for SFSF og DSHA for Troll C kan vanskelig gjennomføres på grunn av en betydelig geografisk avstand mellom plattformene. Gap-analysen er derfor gjennomført ved at definerte fare- og ulykkessituasjonene for SFSF sammenlignes med tilsvarende situasjoner for Gullfaks A. Gullfaks A-plattformen er lokalisert nær Statfjord-feltet, og i den regionale beredskapsplanen for region 3 /138/ er det allerede etablert at definerte fare- og ulykkessituasjoner for Gullfaks A dekkes av tilsvarende situasjoner for Troll C.

Influensområdet for oljeutslipp fra SFSF og Gullfaks er relativt like i utstrekning. Sannsynligheten for oljeforurensing av kystlinjen er

høyere og den maksimale varigheten er lengre for SFSF, mens utblåsningsraten, den maksimale oljeemulsjons- og forurensingsraten langs kysten er betydelig høyere for Gullfaks.

En oljevernberedskap som vurderes som tilstrekkelig for Gullfaks, antas dermed også å være tilstrekkelig for Staffjord Senfase. Et eventuelt akutt oljeutslipp på Troll C vil fortsatt være dimensjonerende for oljevernberedskapen i Tampen-området (region 3).

## **8 Avfallshåndtering**

### **8.1 Dagens praksis og retningslinjer**

OLF's veiledning for avfallsstyring og avfallshåndtering blir benyttet på Statfjord i dag og vil benyttes for SFSF.

OLF's veileder er ivarettatt i Statoil's Miljøstrategi for Undersøkelse og Produksjon Norge (UPNs Miljøstrategi), og i Statoils interne krav for avfallshåndtering. Det stilles blant annet krav til utarbeidelse av en plan for avfallsstyring (arbeidskrav dokument WR 1152).

Kildesortering av avfall på feltet vil også følge OLF's veileder, og Statfjord/Statoil har utarbeidet en egen rammeavtale med avfallsentreprenør for å sikre riktig behandling av dette avfallet.

Miljøfarlig avfall herunder LRA (lav Radioaktiv Avfall), håndteres i henhold til gjeldende retningslinjer.

### **8.2 Miljøkonsekvenser knyttet til avfallshåndtering**

Statfjord senfase vil generere økt avfall i utbyggingsperioden sammenlignet med dagens drift.

Det forventes imidlertid ingen spesielle avfallsproblemer som følge av Statfjord-senfase med de avbøtende tiltak som vil iverksettes. Avfallshåndteringen for SFSF i driftsperioden og langt på vei i utbyggingsfasen vil kunne tilpasses til eksisterende transport og mottaksordninger på Statfjord-feltet.

### **8.3 Avbøtende tiltak**

HMS-program for prosjektet vil bl.a definere hovedaktiviteter og ansvarsforhold for håndtering av avfall. Avfallet vil bli sortert så langt som mulig og i henhold til den inndelingen som er praktisk og økonomisk å gjennomføre både for innsamling og sluttdisponering. Miljøfarlig avfall vil til enhver tid håndteres i henhold til gjeldende retningslinjer.

For å sikre en forsvarlig avfallshåndtering i utbyggingsfasen som er i tråd med gjeldende krav og retningslinjer, vil det bli stilt krav til kontraktører om å dokumentere et HMS-/internkontrollsystem der avfallsstyring inngår.

## 9 Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting

Dette kapitlet beskriver samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsettingsmessige virkninger av SFSF prosjektet og SF-referansealternativ. Kapittel 9.1 redegjør for investerings- og driftskostnader for disse to alternativene. Det andre underkapitlet drøfter den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til disse alternativene. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er ikke beregnet eksplisitt for Tampen Link i konsekvensutredningen for Tampen Link /85/, men investeringskostnader til rørledningen og tilhørende utstyr på SFB er inkludert i beregningene av lønnsomheten av SFSF som er presentert i kapittel 9.2

Kapittel 9.3 redegjør for sysselsettingsmessige virkninger for ulike bransjer i utbyggingsfasen. Deretter i kapittel 9.4 drøftes de samme tema for drifts- og avslutningsfasen.

### 9.1 Investerings- og driftskostnader for SFSF og referansealternativet

Utbygging av SFSF-prosjektet vil bli gjennomført mellom 2005 og 2009. Investeringskostnadenes hovedposter for referansealternativet og SFSF inkluderer også kostnader i 2004 og er vist i Tabell 9-1. Investeringskostnadene inkluderer ikke investeringer knyttet til gasseksportløsningen (Tampen Link) og tilhørende utstyr på SFB.

**Tabell 9-1 Investeringskostnader 2004 – 2011 (mill 2004 NOK)**

Investeringspost	SF-referanse	SFSF
Prosjektstyring og administrasjon		336
Modifikasjoner på plattformene SFA, B and C*	2458	7104
Helse, sikkerhet og miljø		1094
Boring	2943	5673
Modifikasjoner av boremodulen		1069
<b>Totalt</b>	<b>5401</b>	<b>15276</b>

\*De største postene for referansealternativet omfatter investeringer for sandfjerning, brannvannssystem, HVAC, elektrisk varmesporing, instrumenttavle og H<sub>2</sub>S-fjerning.

Tabell 9-2 under viser de samlede kostnader knyttet til drift og avslutning av henholdsvis SFSF og SF-referansealternativ for hele perioden. Alle tallstørrelser er eksklusive CO<sub>2</sub>-skatt. Investeringskostnader knyttet til avslutning av Statfjordplattformene er beregnet til omlag 11 milliarder NOK i begge alternativet.

**Tabell 9-2 Drifts- og avslutningskostnader (millioner 2004 NOK)**

	SF-referanse	SFSF
Driftskostnader (2005 – 2020)	10 766	28 638
Avslutningskostnader (2009 – 2026)	10 916	10 826

Beregninger av driftskostnader er basert på nedstengning av referansealternativet i 2009 og av SFSF i 2018. I SFSF alternativet vil plugging av SFA starte i 2013, mens for SFB og SFC vil plugging finne sted innen to år etter produksjonsstans i 2018. Fjerning vil starte når alle brønner er plugget (2020), og er anslått å ta seks år for alle tre plattformene.

### 9.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av Statfjord Senfase prosjektet er beregnet med grunnlag i forventede inntekter og utgifter (investering og driftskostnad). Samlede inntekter er beregnet ut fra prognoser for inntekter fra olje, gass og NGL samt tariffen for prosessering av olje og gass fra Snorre og Statfjord-satellittene. Sentrale økonomiske forutsetninger er :

- en oljepris på 17 USD (2002 USD) per fat,
- en gasspris på 0,7 (2002 NOK) pr Sm<sup>3</sup> og
- en NGL pris på 182 USD / tonn minus 2,2 USD /tonn på Kårstø, og 182 USD / tonn minus 11,5 USD / tonn på Mossmorran, Skottland (2002).

Marginalkostnaden av å benytte eksisterende infrastruktur både i Norge (Gassled sone A) og i Storbritannia (FLAGS) er forutsatt å være små og er derfor satt til null i denne økonomiske analysen.

Tabell 9-3 under viser inntekter i referansealternativet og i SFSF. Alle tallstørrelser er diskontert til 2004 kroner før skatt (7 % diskonteringsrente). Oljeinntektene i Tabell 9-3 i referansealternativet og i SFSF reflekterer prisen for olje levert i Europa. Gass- og NGL-inntektene i begge alternativer tilsvarende markedsprisen som oppnås ved levering fra Mossmorran og Kårstø. Tariffene for prosessering av olje fra Snorre og Statfjord-satellittene på Statfjord-plattformene er inkludert i disse økonomiske beregningene.

**Tabell 9-3 Inntekter (million 2004 NOK)**

Nåverdi ved 7% diskonteringsrente	SF-Referansealternativ	SFSF
Oljeinntekter	23 612	25 576
Gassinntekter	4 234	18 028
NGL inntekter	2 799	10 762
Tredje parts prosesseringsinntekter	5 065	7 332
<b>Totale inntekter</b>	<b>35 710</b>	<b>61 698</b>

Tabell 9-4 viser kostnadene i referansealternativet og i SFSF. Alle tallstørrelser er beregnet som nåverdi med en diskonteringsrente på 7 %. Investeringskostnadene inkluderer også investeringer i den nye eksportrørledningen og utstyr i forbindelse med gasseskport på SFB-plattformen. VOC-kostnaden er en særskilt avgift for transport av olje i skytteltankere. Denne avgiften reflekterer kostnaden for VOC-gjenvinningsutstyr installert på tankerne. CO2 avgiften er betraktet som ordinær skatt og er ekskludert fra beregningene av samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

**Tabell 9-4: Kostnader (million 2004 NOK)**

Nåverdi ved 7% diskonteringsrente	SF-Referansealternativ	SFSF
Investeringskostnader *	4 864	14 526
Driftskostnader (inkludert forsikring og VOC-avgift)	11 266	19 501
Prosessering av NGL på Kårstø og NGL – pris transport straff	2 324	2 812
Plugging and avslutning	4 900	2 971
<b>Totale kostnader</b>	<b>23 354</b>	<b>39 810</b>

\* Tampen Link med en 32" dimensjon i stedet for 22" vil øke investeringskostnaden med ca 130 millioner NOK

Ved å trekke kostnadene fra inntektene framkommer netto nåverdi før skatt. Dette er et uttrykk for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Statfjord Senfase og SF-referansealternativ. Tabell 9-5 under viser netto nåverdi før skatt. I

**Tabell 9-5: Samfunnsøkonomisk lønnsomhet (million 2004 NOK)**

Nåverdi ved 7% diskonteringsrente	SF-Referansealternativ	SFSF
Totale inntekter	35 710	61 698
Total kostnader	23 475	40 152
<b>Netto nåverdi før skatt</b>	<b>12 356</b>	<b>21 888</b>

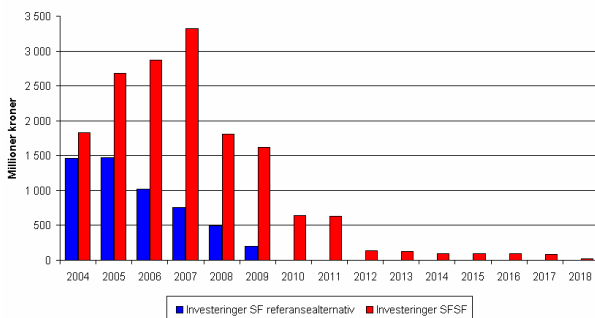
Tabellen over viser at netto nåverdi av henholdsvis inntekter og kostnader ved 7% rente før skatt er beregnet til om lag 12 milliarder 2004 NOK for SF-referansealternativ og om lag 22 milliarder 2004 NOK for SFSF alternativet

### 9.3 Leveranse av varer og tjenester og sysselsetting i utbyggingsperioden

Kostnadsestimatene danner grunnlag for beskrivelse av leveransene i investerings- og driftsfasen. Beregning av sysselsettingsmessige virkninger for perioden 2005 - 2012 (utbyggingsfasen) bygger på disse kostnadsestimatene. Investeringskostnader i 2004 er også inkludert da disse ifølge modellen genererer sysselsettingsvirkninger påfølgende år. Tallene for SFSF under i Figur 9-1 viser også investeringskostnader (om lag

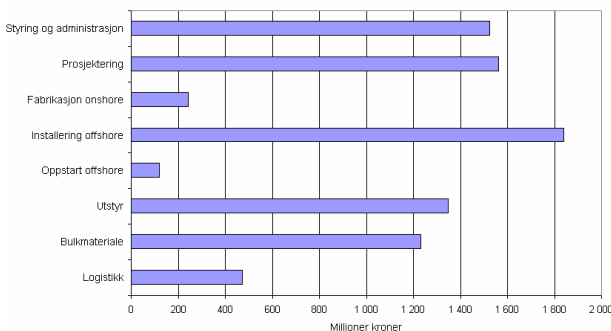
0,7 milliarder NOK) for perioden 2012 - 2018 som kommer i etterkant av SFSF utbyggingsfase og som ikke er inkludert i Tabell 9-1.

Investeringskostnader for referansealternativet i perioden 2004 – 2009 er totalt på 5,4 milliarder (2004 NOK). Investeringskostnader for SFSF for perioden 2004 – 2018 utgjør 16 milliarder (2004 NOK) med en topp i 2006 og 2007.



**Figur 9-1** Investeringskostnader fordelt over perioden 2004 – 2018

Investeringspostene for SFSF er fordelt på kostnader knyttet til ulike oppgaver slik som prosjektstyring, prosjektering, innkjøp, fabrikasjon onshore og fabrikasjon offshore, offshore operasjoner og avslutning. Figuren under viser investeringskostnader for SFSF fordelt på ulike poster.



**Figur 9-2** Investeringskostnader for perioden 2005 – 2011 for SFSF fordelt på hovedoppgaver

Installering offshore, styring og administrasjon og prosjektering utgjør viktige kostnadselementer i utbyggingsfasen. Boring og komplettering av brønner er likevel det største investeringselementet, med årlige kostnader på 500 – 900 millioner NOK i perioden 2005 – 2011 og med en samlet kostnad på 5,1 milliarder (2004 NOK).

Det er antatt at verkstedsindustri og selskaper som prosjekterer vil få en vesentlig andel av leveransene til SFSF. Transport, logistikk og varehandel er andre viktige næringssektorer som forventes å levere til SFSF. Boreselskaper kan også forvente seg betydelige leveranser.

### 9.3.1 Beregningsmodellen

Beregning av sysselsettingsvirkninger av utbygging og drift av SFSF prosjektet er basert på Pandamodellen. Pandamodellen beregner direkte, indirekte og konsumbasert sysselsetting med basis i investerings- og driftskostnadene. Modellen fordeler sysselsettingsvirkninger over år og på næringer ut fra tids- og næringsprofilen på kostnadene. Investerings- og driftskostnader utgjør grunnlaget for beregningene. Direkte og indirekte effekter inkluderer innkjøp av varer og tjenester som sprer seg fra hovedleverandører til underleverandører og til andre segmenter i næringslivet og på den måten influerer den samlede verdiskaping i økonomien.

Beregningsmodellen er basert på anslåtte leveranser av varer og tjenester mellom ulike sektorer for hele perioden. Den beregner samlet produksjon i næringslivet både hos hovedleverandører og deres underleverandører. Verdien av produksjonen blir så konvertert til sysselsetting (årsverk) i ulike næringer og bransjer, ved bruk av statistikk for produksjonsverdi per årsverk.

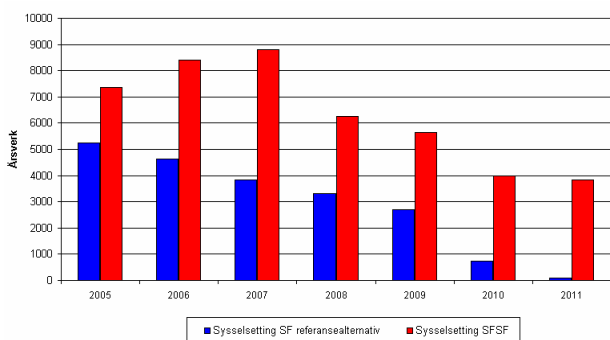
Årsakssammenhengen består av en kjede av leveranser fra næringslivet generert av hovedleveranser fra hoved- og underkontraktører. Beregningene for referansealternativet og SFSF inkluderer investeringskostnader og driftskostnader i perioden 2004 – 2026. Planlagt fjerning av installasjoner på Statfjord vil være avsluttet innen utgangen av 2026.

Resultater av beregningene er vist for tre ulike typer sysselsettingsvirkninger:

1. Direkte sysselsetting hos operatøren og integrerte leverandører
2. Indirekte sysselsetting hos hovedleverandører og underleverandører
3. Avledet sysselsetting generert av økt konsum hos sysselsatte hos operatøren og leverandørene

### 9.3.2 Sysselsetting i utbyggingsfasen

Figuren under viser sysselsettingsvirkningen for utbyggingsfasen for referansealternativet og SFSF. Figuren inkluderer sysselsettingsvirkninger generert både av investerings- og driftskostnader denne perioden.

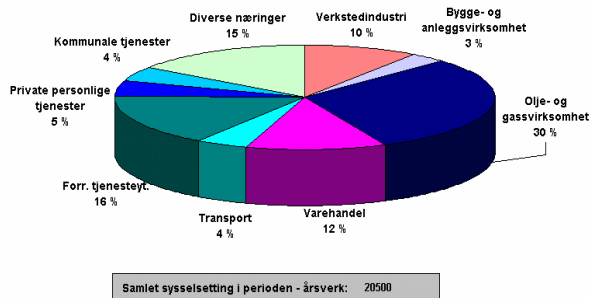


Figur 9-3 Sysselsettingsvirkning av investerings- og driftskostnader i utbyggingsfasen

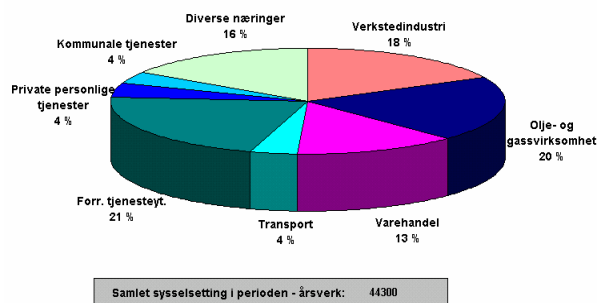
Referansealternativet vil opprettholde en normal drift basert på den nåværende produksjonsstrategi, og sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen (2005 – 2011) vil utgjøre 20 500 årsverk. Sysselsettingsvirkningen for SFSF i utbyggingsfasen (2005 – 2011) vil utgjøre 44 300 årsverk – mer enn det dobbelte av sysselsettingsvirkningen i referansealternativet. Maksimum sysselsettingsvirkning i SFSF alternativet i utbyggingsfasen vil komme i 2007 med nesten 9 000 årsverk inkludert konsumvirkningene. Dette er i overensstemmelse med at 2007 er et toppår for investeringer i SFSF.

Figur 9-4 og Figur 9-5 viser sysselsettingsvirkningene fordelt på næringssektor i utbyggingsfasen. Sysselsetting i næringssektoren "Produksjon av olje og gass" utgjør 30 % av den samlede sysselsetting i referansealternativet. Denne

andelen er redusert til 20 % i SFSF-alternativet. Verkstedsindustrien og forretningsmessig tjenesteyting står for en større andel i SFSF-alternativ sammenlignet med referansealternativet (18 % sammenlignet med 10 %).



Figur 9-4 Næringsfordeling av sysselsettingsvirkning i referansealternativet (utbyggingsfasen)



Figur 9-5 Næringsfordeling av sysselsettingsvirkning i SFSF (utbyggingsfasen)

## 9.4 Leveranser av varer og tjenester og sysselsetting i driftsfasen

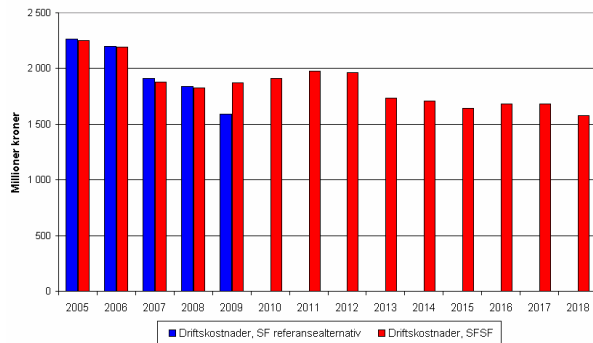
Driftsfasen i referansealternativet er forutsatt å vare til 2009. I SFSF-alternativet er driftsfasen forutsatt å vare til 2018. Plugging og nedstengning av brønner og fjerning av plattformer vil finne sted fra avslutning av driftsfasen. Avslutningsfasen er anslått å vare i 6 – 8 år.

Leveranser vil hovedsaklig bestå av produksjonsmaterieil og produksjonskjemikalier og vedlikeholdsmaterieil og reservedeler. Plattformpersonell vil inkludere drift, vedlikehold og catering-personell. I tillegg vil det være tjenester knyttet til modifikasjoner. Logistikkjenester vil inkludere forsyningsbaser på land, helikopter og

forsyningsbåter fra land og på feltet. Det vil også være administrasjon- og støttetjenester på land.

### 9.4.1 Driftskostnader

Fiuren under viser driftskostnader for perioden 2005 – 2009 for referansealternativet og for perioden 2005 – 2018 for SFSF alternativet.



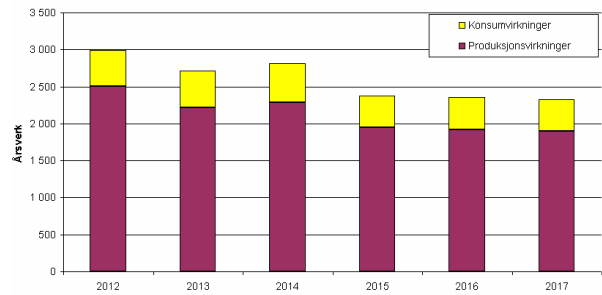
Figur 9-6 Driftskostnader fordelt over år

Kostnadstallene i referansealternativet og SFSF er nokså like for perioden 2005 – 2009. Driftsfasen er forutsatt å vare til 2009 for referansealternativet. Driftskostnader for SFSF-alternativet er anslått til om lag 2 milliarder (2004 NOK) hvert år fra 2005 – 2012.

SFA vil bli plugget i 2013, og fra det tidspunktet og videre vil driftskostnadene være på om lag 1,7 milliard (2004 NOK) pr år. Driftskostnadene vil samlet sett utgjøre 10 milliarder (2004 NOK) for referansealternativet (akkumulert over perioden 2005-2009) og om lag 26 milliarder (2004 NOK) for SFSF-alternativet (akkumulert over perioden 2005-2018).

### 9.4.2 Sysselsetting i driftsfasen for SFSF

Figur 9-3over viser sysselsettingsvirkningene for referansealternativet og inkluderer sysselsetting generert av investerings- og driftskostnader i perioden 2005 - 2011. Figur 9-7 viser de totale sysselsettingsvirkninger for typiske år i driftsfasen til SFSF. Når utbyggingsfasen slutter i 2010/2011, vil de årlige totale kostnader avta og stabilisere seg på et lavere nivå.

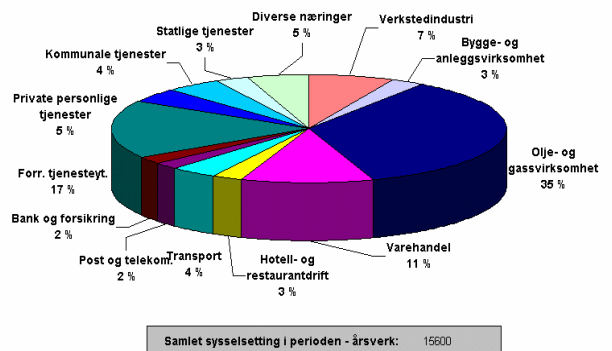


Figur 9-7 Sysselsettingsvirkninger i driftsfasen for SFSF

Den samlede sysselsettingsvirkning for driftsfasen vil bli nesten 3000 årsverk i 2012, deretter avat gradvis til 2 400 årsverk i 2017. Den totale sysselsettingsvirkning i SFSF alternativet for den samlede driftsfasen av SFSF (perioden 2012 til 2018) utgjør om lag 18 000 årsverk.

Figur 9-8 viser fordelingen av sysselsettingen i driftsfasen på næringssektorer.

Næringssektoren “ produksjon av olje og gass” utgjør 35 % av den samlede sysselsetting i driftsfasen.



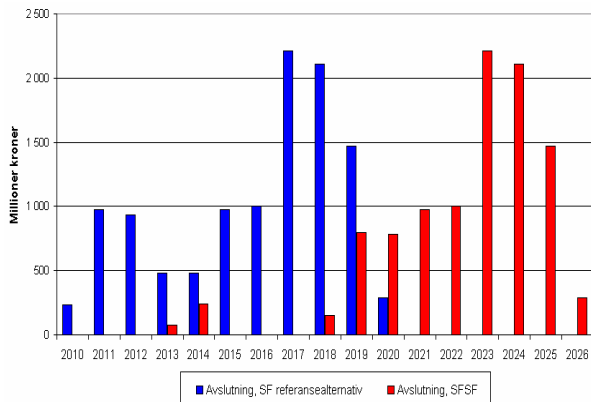
Figur 9-8 Fordeling av sysselsettingsvirkninger på næringer i driftsfasen

## 9.5 Avslutningsfasen

Plugging av brønner og nedstengning av plattformer vil finne sted delvis på en sekvensiell basis og delvis i parallell og vare i om lag syv år. De samlede kostnader for plugging, nedstengning og fjerning er anslått til 10,9 milliarder (2004 NOK) for referansealternativet og 10,8 milliarder (2004



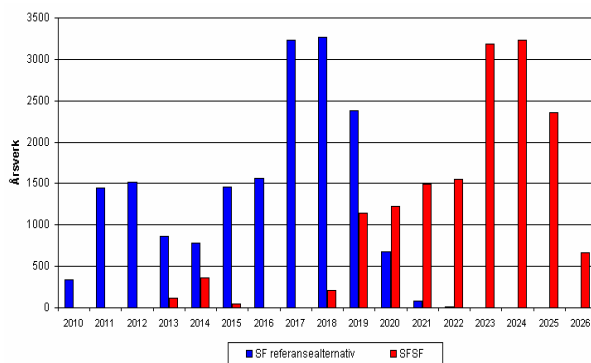
NOK) for SFSF-alternativet. Figur 9-9 viser avslutningskostnader for referansealternativet og SFSF-alternativet.



(Inkludert driftskostnader under plugging og nedstengning og SF Unit driftskostnader i kald fase 2013-14 for referansealternativet)

**Figur 9-9 Avslutningskostnader**

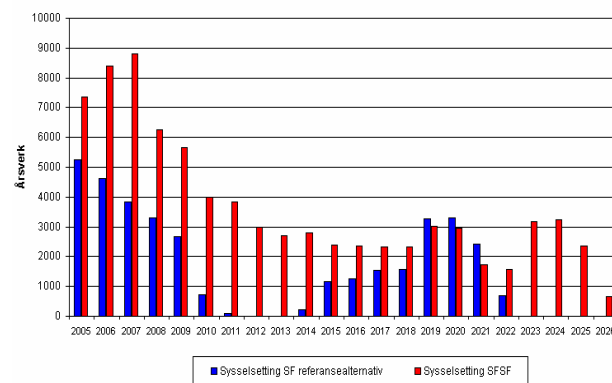
Figur 9-10 viser sysselsettingsvirkningen i avslutningsfasen for referansealternativet og SFSF alternativet. Sysselsettingsvirkningene vil bli i samme størrelsesorden for begge alternativer, men de vil finne sted 4 – 5 år senere i SFSF-alternativet enn i referansealternativet. Den høyeste sysselsettingen vil være i størrelsesorden 3 000 – 3 500 årsverk og vil komme i 2017/ 2018 for referansealternativet og i 2023/2024 for SFSF.



**Figur 9-10 Sysselsettingsvirkninger i avslutningsfasen**

## 9.6 Sammenligning av sysselsettingsvirkninger for referansealternativet og SFSF alternativet

De samlede kostnader varierer betydelig mellom de to alternativene og profilen over år er også forskjellig. Dette resulterer i forskjellige sysselsettingsvirkninger for de to alternativene. Figur 9-11 viser den samlede sysselsettingsvirkning for hele perioden (2005 – 2026). Investerings- og driftskostnader og kostnader knyttet til avslutningsfasen er inkludert.



**Figur 9-11 Totale sysselsettingsvirkninger av begge alternativer fordelt over år**

Sysselsettingen generert av referansealternativet vil minke til nesten null etter 2010, men fra 2015 og videre vil det bli betydelig aktivitet knyttet til nedstengning og fjerning av installasjoner.

Sysselsettingsnivået generert av SFSF alternativet vil være høyt i utbyggingsfasen, deretter minke til et lavere nivå i driftsfasen og så stige betraktelig som et resultat av nedstengning av installasjonene.

Tabell 9-6 viser de totale sysselsettingsvirkninger fordelt over fase og type virkning. Tallstørrelsene under kan avvike noe fra tallstørrelsene presentert ovenfor på grunn av en forskjellig fordeling av investeringskostnader og driftskostnader på de ulike tidsperiodene.

**Tabell 9-6 Sysselsettingsvirkninger i referansealternativet og i SFSF alternativet**

	<b>SF-Referansealternativ</b>		
	Produk- sjonseffekt	Konsum effekt	<b>Total effekt</b>
Utbyggingsfasen 2005 - 2011	16 000	4500	20 500
Driftsfasen 2012 - 2018			
Avslutningsfasen	12 500	3000	15 500
<b>Total sysselsetting</b>	<b>28 500</b>	<b>7500</b>	<b>36 000</b>
	<b>SFSF</b>		
	Produk- sjonseffekt	Konsum effekt	<b>Total effekt</b>
Utbyggingsfasen 2005 – 2011	35 500	8800	44 300
Driftsfasen 2012 – 2018	15 600	3900	19 500
Avslutningsfasen	12 500	3000	15 500
<b>Total sysselsetting</b>	<b>63 600</b>	<b>15 700</b>	<b>79 300</b>

Den samlede sysselsettingsvirkning av referansealternativet er beregnet til 36 000 årsverk med om lag 20 500 i perioden 2005 – 2011 og 15 500 i avslutningsfasen.

SFSF alternativet vil skape en samlet sysselsettingsmessig virkning på 79 300 årsverk i perioden 2005 – 2026, med anslagsvis 44 300 (55 %) i utbyggingsfasen (2005 – 2011), 19 500 (25 %) i driftsfasen og 15 500 (20 %) i avslutningsfasen.

Sysselsettingsvirkninger av den nye gasseksportørledningene Tampen Link mellom SF og FLAGS er ikke inkludert i beregningene ovenfor. Foreliggende kostnadsanslag for Tampen Link (22" dimensjon), inkludert gasseksportløsninger på SFB er på om lag 1 550 millioner (2004 NOK), alternativet (32" dimensjon) er på 1 680 millioner (2004 NOK).

Sysselsettingsvirkningene av gasseksportløsningen vil komme i perioden 2005 – 2007 og bli i størrelsesorden 2 300 – 3 200 årsverk. Den samlede virkning i utbyggingsperioden (2005 – 2011) dersom denne virkningen er lagt til virkningene av SFSF alternativet summerer seg til 47 000 årsverk.

## 10 Miljøstyring

### 10.1 Statoils miljøpolitikk

Statoil har etablert en miljøpolitikk som støtter opp under målene om null skade på miljøet og bærekraftig utvikling. Statoils miljøpolitikk er vedtatt av selskapets toppledelse og gjelder for alle selskapets aktiviteter over hele verden og for alle ansatte. Statoil har følgende miljøpolitikk

- Vi vil drive i samsvar med føre-var-prinsippet.
- Vi vil begrense påvirkningen på miljøet, samtidig som vi tar hensyn til sikkerhetsmessige, helsemessige og økonomiske forhold.
- Vi vil overholde gjeldende lover og forskrifter.

- Vi vil kontinuerlig forbedre vår energieffektivitet, våre produkter og våre miljøprestasjoner.
- Vi vil definere spesifikke mål og forbedringstiltak basert på relevant kunnskap om området som påvirkes, og ved å bruke risikoanalyser for å vurdere miljø og helseeffekter.
- Vi vil konferere og samarbeide med relevante interessegrupper, og etterstrebe løsninger som er akseptable for alle berørte parter.
- Vi vil gjøre vår policy offentlig kjent, rapportere åpent om våre prestasjoner, og bruke et kompetent og uavhengig organ til å kontrollere våre rapporterte data.
- Vi vil arbeide for best mulig utnyttelse og bruk av naturressurser.
- Vi vil bidra til reduksjon av klimagassutslipp gjennom å redusere utslippene fra vår virksomhet, gjennom handel med utslippskvoter og ved bruk av prosjektbaserte mekanismer.
- Vi vil forberede oss på et endret energimarked og ta del i utviklingen av ikke-fossile energikilder og energibærere.

### 10.2 Implementering av miljøpolitikk og miljøstyringssystem

Forpliktelsene som følger av miljøpolitikken settes ut i livet ved at Statoil etablerer mekanismer for effektiv gjennomføring, måling, kontroll og forbedring av de aktiviteter og prosesser som iverksettes av selskapet og dets leverandører. Disse aktivitetene og prosessene skal inngå som en integrert del av virksomheten, i Statoils forretningsplaner og beslutningsprosesser. Statoils krav til styring av aktiviteter og prosesser er beskrevet i dokumentet *Styring av HMS i Statoil*.

Dokumentet spesifiserer standarder for ledelse, organisering, kompetanse, risikostyring og beredskap, samt tekniske krav knyttet til helse og arbeidsmiljø, det ytre miljø, sikkerhet, beredskap og sikring. HMS er et linjeansvar i Statoil. Ledere har et særlig ansvar for å sikre at målene realiseres, men alle selskapets ansatte har også et personlig ansvar for dette. Statoil krever at alle enheter har etablert og dokumentert hensiktsmessige systemer for å sikre at HMS-kravene blir oppfylt.

Et slikt system skal gjelde for SF senfase, og denne konsekvensutredningen fungerer som et planleggings- og beslutningsdokument innenfor rammen av systemet.

### 10.3 Prosjektspesifikk miljøstyring- Avbøtende tiltak og oppfølgende aktiviteter

I konsekvensutredningen er det angitt avbøtende tiltak og muligheter for forbedringer som skal vurderes i det videre planarbeidet. Disse tiltakene vil bli løpende fulgt opp av prosjektet i utbyggings- og driftsfasen.

I tillegg vil det bli forsøkt identifisert nye avbøtende tiltak. Dette er en del av prosjektets ordinære helse-, miljø- og sikkerhetsarbeid (HMS) iht. Statoils egne retningslinjer for den videre prosjektutvikling og i utbyggings- og driftsfasen.

Figur 10-1: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter

Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter					
Mulig konsekvens	Avbøtende tiltak		Ansvarlig	Utslippsrapportering	Overvåking og økt kunnskap
	Design	Operative			
Utslipp av produsert vann	C'Tour på SFA, SFB, SFC (2005)		Statfjord	Årlige utslippsrapportering	Regionalt program for sediment og vannsøyleovervåking
	C'Tour-tilrettelegging for lavtrykksproduksjon SFA, SFB og SFC		Statfjord senfase		
	C'Tour-kapasitetsutvidelse for behandling av satelittvann (SFC)		Statfjord senfase		
	Kjøletiltak for å øke kondensatmengdene på SFB og SFC ifb med C'Tour		Statfjord senfase		
			Statfjord og Statfjord senfase		
Utslipp til luft	Gjenvinning av gass fra produsert vann på SFB (fakles i dag)	Arbeide for videre substitusjon av korrosjons-hemmere	Statfjord og Statfjord senfase	Årlige utslippsrapportering	Testing av nye kjemikalier
		Optimalisering av hydrosykloner og C'Tour	Statfjord og Statfjord senfase		

**Figur 10-2:** Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter

Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter			
Mulig konsekvens	Avbøtende tiltak		Utslippsrapportering
	Design	Operative	
Utslipp av produsert sand	Sandsyklon med vaskeenheter på SFA, SFB og SFC	Statfjord senfase	Årlige utslippsrapportering
	Sandkontrolltiltak planlagt installert i alle nye og de fleste re-kompletterte brønner (2006-2011)	Statfjord senfase	
	To sanddetektorer pr. strømningsrør*	Statfjord og Statfjord senfase	
Utslipp i forbindelse med boring	Overvåking av sandproduksjon for optimal drift av jetteoperasjonene	Statfjord	Årlige utslippsrapportering
	Gjenbruk av oljebasert slam	Statfjord senfase	
	Injeksjon av oljebasert borevæske i Utsira Formasjonen	Statfjord senfase	
	Arbeide for videre substitusjon av sementering og kompletteringskjemikalier	Statfjord senfase	
	Arbeide for videre substitusjon av avleiringshemmere og avleiringsoppløserer	Statfjord senfase	
			Regionalt program for sediment og vannsøyleovervåking

\*To sanddetektorer per produsent er installert i dag (nov.2004) og i senfasen vil denne praksis bli videreført

Figur 10-3: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter

Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter					
Mulig konsekvens	Avbøtende tiltak		Ansvarlig	Utslippsrapportering	Overvåking og økt kunnskap
	Design	Operative			
Uhellsutslipp		Gjeldende beredskapsplan		Rapportering i henhold til særlige krav gitt i utslippstillatelsen. Årlig rapportering	Rutiner er beskrevet i NOFO sin beredskapsplan
Avfall		LRA i henhold til retningslinjer Kildesortering og avfallshåndtering ihht OLF's veileder. Krav til HMS system hos kontraktørene			

**Figur 10-4: Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter til vurdering**

Planlagte tiltak og oppfølgende aktiviteter (til vurdering)				
Mulig konsekvens	Avbøtende tiltak		Utslippsrapportering	Overvåking og økt kunnskap
	Design	Operative		
Utslipp av produsert vann (dannelse av H2S og bruk av H2S fjerner)		Stans i PWRI på SFC	Statfjord	
	Injeksjon av H2S fjerner i separat brønn på SFB og SFC		Statfjord senfase	
Utslipp av produsert sand*		Optimalisere jetteprosessen basert på forbedret prøvetakingspunkt og måleprogram	Statfjord og Statfjord senfase	
	Bruk av forjetting i kombinasjon med automatisk jetting og sandtektorer i jettvannsutløp	Bruk av forjetting	Statfjord og Statfjord senfase	
Utslipp til luft	Ny elektrisk 1. og 2. trinns kompressor på SFB		Statfjord Senfase	

\*Alternativ til sandrensing

## 11 Referanser

### 11.1 Rapporter og vitenskapelige publikasjoner

1 DTI (2001a). *Strategic Environmental Assessment of the Mature Areas of the Offshore North Sea SEA2*. Report to the Department of Trade and Industry. Consultation Document, September 2001.

2DTI, 2002. *Strategic Environmental Assessment of parts of the central and southern North Sea, SEA3*.

3DTI (2001b). *An Overview of Plankton Ecology in the North Sea. Technical Report produced for Strategic Environmental Assessment – SEA2*. Technical Report TR\_005. Produced by The Sir Alister Hardy Foundation for Ocean Science (SAHFOS).

4DTI (2001c). *Background Information on Marine Mammals Relevant To SEA2. Technical Report TR\_006*. Produced by Sea Mammal Research Unit, August 2001.

5DTI (2001d). *North Sea Fish and Fisheries Technical Report TR\_003* produced for Strategic Environmental Assessment – SEA2.

6 ABB Offshore Systems (2004). *Tampen Hub Study*. Document No: ABB-O-04-00158. Project: 003239. 63pp.

7 Akvaplan niva, 2002. Miljøundersøkelse i Region IV. Report number: APN-411.2520-2.

8 Akvaplan-niva, 2000. Environmental Status of the Norwegian Offshore Sector Based on the Petroleum Regional Monitoring Programme, 1996-1998. Prepared for the Norwegian Oil Industry Association (OLF),

9 Alpha 2004. Environmental Risk Analysis, Statfjord Late Life. Report no: 1199-01-01

10 Alpha 2004. Gap-analysis of contingency plan. Statfjord Late Life. Report no: 1199-04-02

11 Alpha 2004. Miljøriskoberegning for strandressurser. Alpha Miljørådgivning. Internt notat: OWB140904. 5s. In Norwegian.

12 Alpha 2003. ActLog 2003. Alpha Miljørådgivning.

13 Alpha 2002. Implementering av eksponeringsbasert (e-MIRA) og skadebasert (s-MIRA) miljørisikomoduler i ArcView. ([http://www.alphaenv.no/faktaark\\_contact\\_emira.htm](http://www.alphaenv.no/faktaark_contact_emira.htm) og [http://www.alphaenv.no/faktaark\\_contact\\_smira.htm](http://www.alphaenv.no/faktaark_contact_smira.htm)). In Norwegian.

14 Alpha 2000. Testing og validering av DamE-Shore for praktisk anvendelse i miljørisikoanalyser. Alpha Notat KAM201100\_1. 12 s. In Norwegian.

15 Anker-Nilssen, T., Bakken, V., Golovkin, A.N., Bianki, V.V. & Tatarinkova, I.P. (red.). 2000. The status of marine birds in the Barents Sea breeding region. Norsk Polarinstitutt meddelelser no. 113. 213 pp.

16 Bakken, V., Runde, O & Tjørve, E. (2003) Norsk Ringmerkingsatlas. Vol. 1 Stavanger Museum, Stavanger. In Norwegian.

17 Basford *et al.*, (1989). *The epifauna and infauna of the northern North Sea (56° - 61°N)*. Journal of Marine Biology Association, UK. 69, pp.387-407.

18 Basford DJ, Eleftheriou A and Raffaelli D (1990). *The Infauna and Epifauna of the Northern North Sea*. Netherlands Journal of Sea Research. 25: pp.165-173.

19 Basford DJ, Eleftheriou A, Davies IM, Irion G and Soltwedel (1993). *The ICES North Sea benthos survey: the sedimentary environment*. ICES Journal of Marine Science. 50: pp.71-80.

20 Bjørn, T.H. 2000. Oteren i Finnmark. Report from Fylkesmannen I Finnmark. 31 pp. In Norwegian.



- 21 Brander K (1992). A re-examination of the relationship between cod recruitment and *Calanus finmarchicus* in the North Sea. ICES mar. Sci. Symp., 195: pp.393-401.
- 22 Brattegard T. and Holthe T. (eds.) 1997 Distribution of marine, benthic macro-organisms in Norway. Research report for DN 1997-1 Directorate for Nature Management).
- 23 Brattegard, T. & Holthe, T. (red.) 1995: Kartlegging av marine verneområder i Norge. Tilråding fra rådgivende utvalg, - Utredning for DN 1995-3. Direktoratet for naturforvaltning. 179 pp. In Norwegian.
- 24 Brude, O.W., Moe, K.A., Skeie, G.M., Østby, C. & Engen, F. 2004. An approach to Net Benefit Analysis (NEBA) for the Norwegian Continental Shelf. Paper presented at the Interspill 2004 Conference, Trondheim, Norway, June 14<sup>th</sup> to 17<sup>th</sup> 2004.
- 25 Brude, O.W., Moe, K.A., Østbye, C., Stige, L.C & Lein, T.E. 2003 a. Strand – Olje. Implementering av Damø-Shore for norskekysten. Alpha Rapport 1111-01 42 pp. In Norwegian.
- 26 Brude, O.W., Systad, G.H., Moe, K.A., & Østby, C. 2003 b. Uhellsslipp til Sjø. Miljøkonsekvenser på sjøfugl, sjøpattedyr, strand, iskant mv. ULB Delutredning – studie 7-b. Alpha Miljørådgivning rapport nr. 1157-01. In Norwegian.
- 27 Brude, O.W., Østby, C., Moe, K.A., Lorentsen, S.-H., Follestad, A., Fossum, P., Heide, M.A., Sunde, L.M. & Melbye, A.G. (2002) Regional konsekvensutredning, Norskehavet. Underlagsrapport: Oversikt over miljøressurser. SINTEF Rapport STF66 A02059. 146 pp. In Norwegian.
- 28 Brude, O.W., Ugland, K.I. & Moe, K.A.. 2000. Olje-Fisk – Barentshavet. Anskueliggjøring av miljørisiko i forbindelse med Borekampanjen 2000-2001. Alpha Miljørådgivning Report no. 1057-1. 32 pp. In Norwegian.
- 29 Brude, O.W., Moe, K.A., Skeie, G.M. & Østby, C. 1999. SMO modul – ArcView extension. Alpha CD 1047-01-99. Elektronisk publikasjon. In Norwegian.
- 30 BODC, 1998. United Kingdom Digital Marine Atlas – An Atlas of the seas around the British Isles (CD-ROM) British Oceanographic data Centre, Merseyside, UK. Natural Environment Research Council, 3<sup>rd</sup>. ed. 1998
- 31 Børseth, J.F., Skadsheim, A., Myhre, L.P, (2004), Staffjord late life environmental assessment of produced water, Report RF-2004/173
- 32 Connor, D.W., Breen, J., Champion, A., Gilliland, P.M., Huggett, D., Johnston, C., Laffoley, D.d'A., Lieberknecht, K., Lumb, C., Ramsey, K., and Shardlow, M. 2002. *Rationale and criteria for the identification of nationally important marine nature conservation features and areas in the UK. Version 02.11*. Peterborough, Joint Nature Conservation Committee (on behalf of the statutory nature conservation agencies and Wildlife and Countryside Link) for the Defra Working Group on the Review of Marine Nature Conservation.
- 33 DN, 2004: Råd til utforming av marin verneplan for marine beskyttede områder i Norge – Endelig tilråding med forslag tilreferanseområder. Rådgivende utvalg for marin verneplan. 20. juni 2004. Directorate of Nature management. 35 pp. In Norwegian.
- 34 DN, 2003: Råd til utforming av marin verneplan for marine beskyttede områder i Norge - Foreløpig tilråding fra Rådgivende utvalg for marin verneplan pr. 17. februar 2003. Directorate of Nature management. 187 pp. In Norwegian.
- 35 DN, 1988: Nasjonal rødliste for truede arter 1998. Norwegian Red-list 1998. Directorate for Nature Management. DN-rapport 1999-3. 162 pp.
- 36 Eleftheriou, A and Basford, D.J. (1989). *The macrobenthic fauna of the offshore northern North Sea*. Journal of the Marine Biological Association of the UK. 69, pp.123-143.
- 37 European Commission: [http://www.europa.eu.int/comm/index\\_en.htm](http://www.europa.eu.int/comm/index_en.htm)
- 38 Fossum, P. & Øiestad, V. 1992. De tidlige livsstadiene hos fisk i møte med trusselen fra petroleumsvirksomheten. Sluttrapport fra

- Havforskningsinstituttets egg og larveprogram – HELP (1985-1991). 78 pp. In Norwegian.
- 39 Fosså, J.H., Mortensen P.B. & Furevik, D.M. 2000. *Lophelia*-korallrev langs norskekysten – Forekomst og tilstand. Fisken og Havet no. 2-2000. Havforskningsinstituttet (Institute of Marine Research). 94 pp. In Norwegian.
- 40 Føyn, L., von Quillfeldt, C.H. & Olsen, E. 2002. Miljø- og ressursbeskrivelse av området Lofoten-Barentshavet. Fisken og Havet, Nr. 6 – 2002. In Norwegian.
- 41 George, S.G., Wright, J. & Conroy, J. 1995. Temporal Studies of the Impact of the Braer Oilspill on Inshore Feral Fish from Shetland, Scotland. *Arch. Environ. Contam. Toxicol.* 29: 530-534 (1995).
- 42 Gjershaug, J.O., Thingstad, P.G., Eldøy, S., & S. Byrkjeland (red.). 1994. Norsk Fugleatlas. Hekkefuglenes utbredelse og bestandsstatus i Norge. Norsk Ornitologisk Forening, Klæbu. 552 pp. In Norwegian.
- 43 Hall, A., Watkins, J. & Hiby, L. (1996). The impact of the 1993 Braer oil spill on grey seals in Shetland. *The Science of the Total Environment* 186 (1996) 119-125.
- 44 Institute of Petroleum, 2000; Learn IT Summary Reports 2001, 2002
- 45 Johansen, Ø., Skognes, K., Aspholm, O.Ø., Moe, K.A., Østby, C., Fossum, P. 2003. Utredning av helårs oljevirkosomhet i området Lofoten- Barentshavet. Uhellsutslipp av olje – konsekvenser i vannsøylen. ULB Delutredning – studie 7-c. SINTEF rapport nr. STF66 F03028. In Norwegian.
- 46 Johnson, H., Richards, P.C., Long, D. and Graham, C.C. (1993). *United Kingdom Offshore regional Report: The geology of the northern North Sea*. London, HMSO for the British Geological Survey.
- 47 Joint Nature Conservation Committee (JNCC) 1996: Guidelines for selection of biological SSSI's, intertidal marine habitats and saline lagoons. Joint Nature Conservation Committee, Peterborough.
- 48 Künitzer, A., Basford, D., Craemeersch, J. A., Dewarumez, J. M., Dörjes, J., Duineveld, G. C. A., Eleftheriou, A., Heip, C., Herman, P., Kingston, P., Niermann, U., Rachor, E., Rumohr, H., and de Wilde, P.A.J. (1992). *The benthic infauna of the North Sea: species distribution and assemblages*. ICES Journal of Marine Science, 49, pp.127-143.
- 49Larsen, Skardhamar, Hylland, Molvær (2004), Staffjord Late Life-Environmental effects of discharges of oily sand
- 50 McLeod, CR, Yeo, M, Brown, AE, Burn, AJ, Hopkins, JJ, & Way, SF (eds.). 2002. The Habitats Directive: selection of Special Areas of Conservation in the UK. 2nd edn. Joint Nature Conservation Committee, Peterborough. [www.jncc.gov.uk/SACselection](http://www.jncc.gov.uk/SACselection)
- 51 Melle, W., Serigstad, B. & Ellertsen, B. 2001. Environmental risk of deep water oil drilling. A preliminary analysis. IMR Report 1/2001. Institute of Marine Research, Bergen, Norway. 50 pp.
- 52 Meteorological Office, 2000. *Annual wind data for sea area 60.5°N to 62.5°N, 0°E to 03°E*.
- 53 Michalsen, K.(ed.) 2003. Havets ressurser 2003. Fisken og havet, særnr. 1-2003. In Norwegian.
- 54 Miljøsok (2000), Sluttrapport MILJØSOK fase 2, Felles miljø-felles satsing.
- 55 Mitchell, P.I., Newton, S.F., Ratcliffe, N. & Dunn, T.E. Seabird Populations of Britain and Ireland (Executive Summary) T. & A.D. Poyser, London.
- 56 Moe, K.A. & Brude, O.W. 2002. RKU Norskehavet: konsekvenser av uhellsutslipp til sjø. Aktivitet 3: Virkninger av Akutte Oljeutslipp – Vannsøylen. Alpha Notat. 1098-IV. In Norwegian.
- 57 Moe, K.A., Skeie, G.M., Brude, O.W., Løvås, S.M., Nedrebø, M. & Weslawski, J.M. 2000a. the Svalbard Intertidal Zone; a concept for the use of GIS in applied oil sensitivity, vulnerability and impact analysis. *Spill Science & Technology Bull.* 6(2): 187-206

58 Moe, K.A., Ugland, K.I., Brude, O.W. & Skeie, G.M. 2000b. Fisk & Olje - Et integrert konsept for skade- og risikoberegninger. Rapport 1028-1. Alpha Miljørådgivning. 34 s. In Norwegian.

59 Moe, K.A., Anker-Nilssen, T., Bakken, V., Brude, O.W., Fossum, P., Lorentsen, S.H. & Skeie, G.M. 1999. Spesielt Miljøfølsomme Områder (SMO) og petroleumsvirksomhet. Implementering av kriterier for identifikasjon av SMO i norske farvann med fokus på akutt oljeforurensning. Alpha Miljørådgivning-Havforskningsinstituttet-Norsk institutt for naturforskning-Norsk Polarinstitutt. Alpha Rapport 1007-1 (51 s.) + Web-Atlas CD-ROM. In Norwegian.

60 Moe, K.A., Serigstad, B. & Brude, O.W. 1998. Oljefisk; en reduksjonistisk tilnærming til skade- og risikoberegninger. Rapport 1012-98-1. Alpha Miljørådgivning. 26 s. In Norwegian.

61 Moen, F.E. & Svendsen, E. S., 2003. Dyreliv i havet – Nordeuropeisk marin fauna. KOM Forlag. 3. ed. 608 pp. In Norwegian.

62 MRDB, 2004. Marine Resources Data Base - Environmental management tool for Norwegian offshore operators.

63 Myhre, L. P., T. Baussant, et al. (Draft 2004). Risk assessment of reproductive effects of alkyl phenols in produced water on fish stocks in the North Sea, RF-Akvamiljø, AM-2004/018: 77.

64 NRC, 2003. Oil in the Sea. Inputs, Fates and Effects. National Research Council. The National Academies Press, Washington. 2003 edition. 265 pp

65 Nilsen. 2004. Innspill til MRA SFL ang. rater og varigheter. Notat fra Espen Fyhn Nilsen, F&T MST til Øyvind Strøm, F&T MST, 29.07.2004. In Norwegian.

66 Nilssen, K.T., Institute of Marine Research (Havforskningsinstituttet), pers. medd. 9. februar, 2004.

67 Nilssen, K.T., Corkeron, P., Haug, T. Skavberg, N.E., Jenssen, B.M. & Henriksen, G. 2004. Status for havertbestandens ungeproduksjon langs norskekysten i

2001 – 2003. Fisken og havet No. 2/2004. In Norwegian.

68 NSTF, 1993. *North Sea Quality Status Report 1993*. Oslo and Paris Commissions, London. Olsen and Olsen, Denmark. 132 + vi pp.

69 OLF 2001. Miljørisiko. Veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel. Metode for Miljørettet Risiko Analyse (MIRA). Report (56pp.)/Electronic publikation. Oljeindustriens Landsforening. In Norwegian.

70 OLF, 2003 EIF COMPUTATIONAL GUIDELINES; "Manual For Standardised Modelling And Determination Of The Environmental Impact Factor (EIF)", version 1.0,

71 Oljedirektoratet "Utredning av NO<sub>x</sub> – reduserende tiltak for kraftgenerering til havs", 2001

72 OSPAR 2003, Initial OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats. Ref. No. 2003-14.

[http://www.ospar.org/documents/dbase/decrecs/agreements/03-14e\\_Initial%20List%20of%20S%20and%20H.doc](http://www.ospar.org/documents/dbase/decrecs/agreements/03-14e_Initial%20List%20of%20S%20and%20H.doc)

73 OSPAR Commission 2000. Quality Status Report 2000. Region II Greater North Sea. OSPAR Commission, London, 136 + xiii pp.

74 Olsen, E. & von Quillfeldt, C.H. (red.) 2003. Identifisering av særlig verdifulle områder i Lofoten-Barentshavet. Norsk Polarinstitutt & Havforskningsinstituttet, Tromsø/Bergen, 14. mars 2003. In Norwegian.

75 Pollock, C.M., Mavor, R., Weir, C.R., Reid, A., White, R.W., Tasker, M.L., Webb, A & Reid, J.B (2000). The distribution of seabirds and mammals in the Atlantic Frontier, north and west of Scotland. Seabirds & Cetaceans Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen, Scotland. 91 pp.

76 Statoil et al (1999), Regional Konsekvensutredning Nordsjøen. Temarapport 3:

- Beskrivelse av influensområdet til havs og på land. In Norwegian.
- 77 Reid, J.B, Evans, P.G.H & Northridge, S.P. (eds.) 2003 . Atlas of Cetacean distribution in north-west European waters. Joint Nature Conservation Committee, Peterborough
- 78 Richie, W. Environmental impacts of the *Braer* oil spill and development of a strategy for the monitoring of change and recovery. Marine Policy, September: 1993, 434-440.
- 79 Rudberg, A. 2004. Oil Drift Simulation At Statfjord. DNV Report No. 2004-1030. Rev 01. 9 pp.
- 80 SFT & DN 1996. Beredskap mot akutt forurensning. Modell for prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs kysten. Statens forurensningstilsyn, Horten, Direktoratet for naturforvaltning, Trondheim. Veileder. 16 s. In Norwegian.
- 81 Shaw, D.N., Holt, C.A., Maggs, H.E. & de Palacio D. 2000. Fair Isle Seabird Studies 2000. JNCC Report No. 32. Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen, Scotland. 56 pp.
- 82 SINTEF, 2001. Statfjord A, B og C. Egenskaper og forvitring på sjøen, karakterisering av vannløselige komponenter relatert til beredskap. Rapport STF66 F00138. In Norwegian.
- 83 SNH, 2003. SNH Facts and Figures 2002/2003, partial report concerning designated sites.  
<http://www.snh.org.uk/pdfs/publics/ff2003/designated.pdf>
- 84 Spikkerud, C.S., Randall, M.E., & Brude, O.W (2004). Environmental Risk Analysis – Statfjord Late Life, 1199-04-01
- 85 Statoil (November, 2004), Konsekvensutredning for gassespørtrørledningen Tampen link, SF
- 86 Statoil (April, 2004), Environmental Impact Assessment Programme, Statfjord late life
- 87 Statoil, 2004. Statfjord Late Life Design Basis. Technical and professional requirements TR1113, Version
- 1, Valid from 29.03.2004. Validity area: Tampen area/Statfjord late life/On- and offshore.
- 88 Statoil (September 2003), CO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> assessment for NPCA.
- 89 Statoil (July, 2003), SFLL Environmental and Social Assessment, SF-ZZ-Z-RS-056
- 90 Statoil (Juni 2003), Nullutslipp til sjø – Status Statfjord med satellittfelt, M-TO SF 0094.
- 91 Statoil (September 2003), CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> utredning for SFT.
- 92 Statoil (2003), HMS program for Statfjord
- 93 Statoil (2003) Miljøstrategi for UPN 2003-2010, PB019
- 94 Statoil, Statfjord Late Life Project, “Emission to air summary report, Feasibility report”, dok.nr. 5593-RE-R-001, 15.04.2002
- 95 Statoil (1999, 2000, 2001, 2002), Statfjords årlige utslippsrapporter til SFT.
- 96 Statoil m.fl.(1999), Regional Konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.
- 97 Statoil (Oktober 1998), CO<sub>2</sub> reduserende tiltak, Offshore anlegg, CO<sub>2</sub>-03/98.
- 98 Notat om teknologivalg for produsert vann (Statoil, 2003)
- 99 SPE 61178 “The Environmental Impact Factor - a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation”; S. Johnsen, Statoil F&U, Trondheim, and T. K. Frost, Statoil F&U, Trondheim, and Mona Hjelsvold, Statoil F&U, Trondheim, and Toril Røe Utvik, Norsk Hydro, Bergen.
- 100”Ståle Johnsen, Tone Karin Frost; Mona Hjelsvold and Toril Inga Røe Utvik: "The environmental Impact Factor - a proposed tool for produced water impact reduction, management and regulation”, SPE-paper 61178, presented at the SPE Conference in Stavanger June 2000."

101 Strålberg, E., Raaum, A., Varskog, P. (2003), Naturlige radionuklider i det marine miljø - en oversikt over eksisterende kunnskap med vekt på Nordsjø-området, ND/E-17/03, NorseDecom

102 Strålberg, E., Sidhu, R. S. and Varskog, P. (2002). Produsert vann og radioaktivitet - sammenfatning av eksisterende data, ND/E-05/02, Norse Decom.

103 Strålevernet (2004) (in draft), "Natural Radioactivity in Produced Water from the Norwegian Oil and Gas Industry in 2003"

104 Sætre, R. 1999. Features of the central Norwegian shelf circulation. *Continental Shelf Research* 19: 1809-1831.

105 Sætre, R. 1983. Strømforholdene i øvre vannlag utenfor Norge. Havforskningsinstituttet. Rapport: FO 8306. 34 pp. In Norwegian.

106 Sætre R. & Bjørke, H. 1988. Oljevirksomhet på Møre. Konsekvenser for fiskeressursene. HELP-rapport nr. 19. Havforskningsinstituttets egg- og larveprogram (HELP). In Norwegian.

107 Sætre R. & Mork, M. (eds.) 1981. The Norwegian Coastal Current. Vol. 1 and 2. Proc. From the Norwegian Coastal Current Symp., Geilo, 9-12 September 1980. University of Bergen. 795 pp.

108 Thomassen, J., Hansson, R., Hoell, E.E. & Moe, K.A. 1997. Evaluering av metode for miljørettet risikoanalyse – MIRA ved bruk av AEAM-metoden. Arbeidsdokument fra et arbeidsseminar i Oslo 18-20. november 1996. NINA Oppdragsmelding 449: 1-125. In Norwegian.

109 Toresen, R. 1998. Havets ressurser. Bergen, Norge, Havforskningsinstituttet. In Norwegian.

110 UKDMAP (1998). *United Kingdom Digital Marine Atlas – An atlas of the seas around the British Isles*. Software third edition compiled by British Oceanographic Data Centre, Birkenhead.

111 UKOOA (2000). UK Benthos Marine Environmental Survey Database.

112 Wiklund, J. Statfjord Late Life - Blowout Quantities 2007. Email as of 30.08.2004.

## 11.2 Avtaler, konvensjoner, reguleringer og retningslinjer

113 Rammeavtalen mellom Regjeringen i Det Forente Kongeriket Storbritannia og Nord-Irland og Regjeringen i Kongeriket Norge om legging, drift og jurisdiksjon av forbindelse rørledninger (1998)

114 "Statfjordtraktaten", Overenskomst mellom Regjeringen i Kongeriket Norge og Regjeringen i Det Forente Kongeriket Storbritannia og Nord-Irland om utnyttelse av Statfjord-reservoarene og transport av petroleum fra disse (1979)

115 ESPOO (EIA) konvensjonen, KU for grenseoverskridende miljøkonsekvenser (1991)

116 OD (2000), Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD)

117 DTI, Veiledning til prosedyre for å regulere utbygging av olje- og gassfelt, FDP

118 DTI, Veiledning for installasjon og drift av rørledninger

119 DTI, Veiledning til lov om utredninger om miljøeffekter for petroleumproduksjon og rørledninger, 1999.

120 EU Council Directive 97/11/EC, which is a Directive amending Council Directive 85/337/EEC

121 Norwegian Petroleum ACT

122 The Norwegian Pollution Control Act

123 Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations (1999).

124 EU directive, the Environmental Assessment of Plans and Programmes Directive, 2001/42/EC

125 EC Directive on the conservation of wild birds  
(79/409/EEC) ("Birds Directive")

126 EU Water Framework Directive

### 11.3 WEB adresser

127 [http://www.jncc.gov.uk/ProtectedSites/marine/marine\\_spa.htm](http://www.jncc.gov.uk/ProtectedSites/marine/marine_spa.htm)

128 <http://www.jncc.gov.uk/>

129 <http://www.snh.org.uk/default.htm>

130 [http://europa.eu.int/eur-lex/en/consleg/pdf/1979/en\\_1979L0409\\_do\\_001.pdf](http://europa.eu.int/eur-lex/en/consleg/pdf/1979/en_1979L0409_do_001.pdf)

131 [http://europa.eu.int/comm/environment/nature/nature\\_conservation/eu\\_nature\\_legislation/habitats\\_directive/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/environment/nature/nature_conservation/eu_nature_legislation/habitats_directive/index_en.htm)

132 <http://www.wetlands.org/RDB/quick.html>

133 <http://whc.unesco.org/pg.cfm>

134 <http://www.ospar.org/>

135 <http://www.biodiv.org/default.aspx>

136 [http://www.jncc.gov.uk/marine/irishsea\\_pilot/rmncdefault.htm](http://www.jncc.gov.uk/marine/irishsea_pilot/rmncdefault.htm)

137 <http://www.ukbap.org.uk/>

138 [http://planverk.nofo.no/r3a\\_oil.htm](http://planverk.nofo.no/r3a_oil.htm)

139 [http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga\\_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=EN&numdoc=31992L0043&model=guichett](http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=EN&numdoc=31992L0043&model=guichett)

140 <http://www.jncc.gov.uk/ProtectedSites/SACselection/species.asp?FeatureIntCode=S1364>

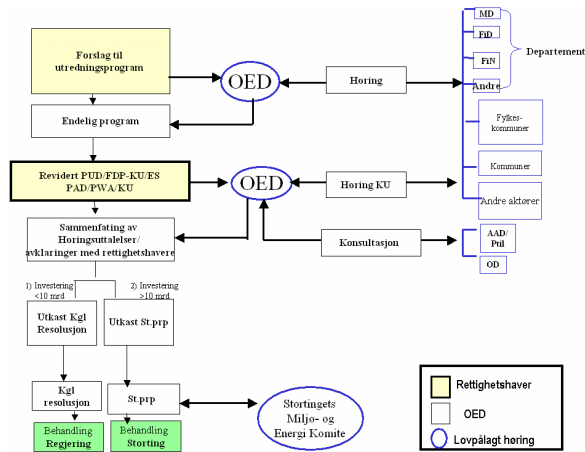
141 <http://www.dirnat.no/wbch3.exe?p=2410>

142 [www.snh.org.uk](http://www.snh.org.uk)

143 <http://www.jncc.gov.uk/ProtectedSites/SACselection/1542>

## Vedlegg A Konsekvensutredningsprosessen i Norge og i Storbritannia

### A.1 Prosess mot norske myndigheter



Figur A-1 Saksbehandling for KU i Norge

KU prosessen starter formelt ved å diskutere rammer for prosessen med regulerende myndighet Olje- og energidepartementet (OED). Et forslag til utredningsprogram oversendes OED til behandling (Figur A-1).

Departementet bestemmer relevante høringsinstanser, distribuerer programmet og innhenter uttalelser fra disse. Når høringsrunden er gjennomført, forelegger OED utbygger kommentarene til utredningsprogrammet og etter å ha mottatt utbyggers synspunkter på disse, fastsetter OED endelig utredningsprogram for konsekvensutredningen.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil utbygger utarbeide konsekvensutredningen som en del av PUD (Plan for utvikling og drift) og/eller PAD (Plan for anlegg og drift).

På tilsvarende måte som for forslaget til utredningsprogram, vil OED distribuere konsekvensutredningen til de samme høringsinstansene som for programmet og innhente uttalelser fra disse. Uttalelser til PUD og/eller PAD vil samtidig innhentes fra Arbeids- og administrasjonsdepartementet gjennom petroleumstilsynet (arbeidsmiljø og sikkerhet) i OEDs eget direktorat-Oljedirektoratet (ressursmessige forhold).

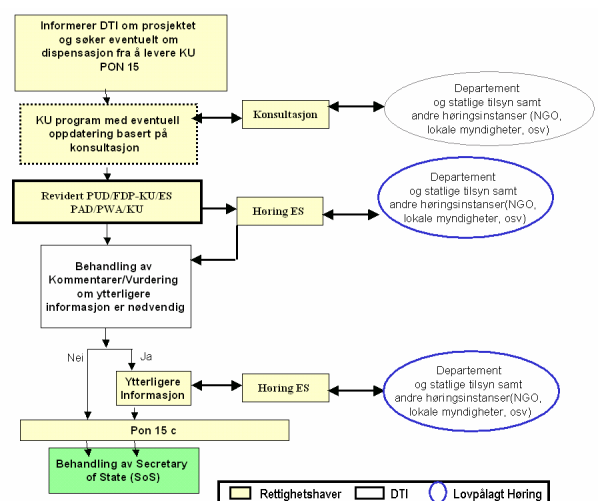
Uttalelsene fra høringen av KU legges fram for utbygger for kommentarer. Departementet vil forstå den videre behandlingen av konsekvensutredningen og de innkomne høringsuttalelsene, og til slutt ta stilling til om utredningsplikten er oppfylt. Konsekvensutredningen behandles ved kongelig resolusjon eller i Stortinget.

Statfjord senfase vil på grunn av en investeringsramme på mer en 10 milliarder NOK, måtte godkjennes i Stortinget. OED lager derfor en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som behandles i Stortingets komiteer for endelig godkjenning i Stortinget. Stortingsproposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet inkludert konsekvenser, og eventuelle forutsetninger og tiltak som ligger til grunn for godkjenningen.

### A.2 Prosess mot britiske myndigheter

En forenklet fremstilling av den britiske KU-prosessen er vist i Figur A-2.

Department of Trade and Industry (DTI) blir gjort oppmerksom på prosjektet, og eventuelt bedt om å ta stilling til søknad om dispensasjon fra kravet om å utarbeide KU i form av en "Petroleum Operation Notice (PON) 15".



Figur A-2 Saksbehandling for KU i Storbritannia

Dersom det kreves at det utarbeides en KU, anbefaler DTI å konsultere publikum generelt,

fiskeriorganisasjoner, miljømyndigheter og andre relevante myndigheter og interessenter i forkant av KU. Rettighetshaver er ansvarlig for denne kommunikasjonen. DTI konsulteres på lik linje med høringsinstansene. Det er som nevnt ikke noe formelt dokumentasjonsformat til en slik tidlig høring (for eksempel informasjonsbrev, KU-program etc).

PON 16, for Submission of an Environmental Statement in support of an Application for Consent/Søknad om samtykke blir levert sammen med KU/ES. PON 16 leveres alternativt sammen med en eventuelt godkjent dispensasjon fra å utarbeide en KU.

Rettighetshaver må sende KU på høring i minimum 28 dager, og som et ledd i høringen må offentligheten underrettes i minst 2 nasjonale aviser. Rettighetshaver har i motsetning til i Norge ansvar for høringsprosessen, men kommentarene blir sendt DTI for sammenstilling. DTI vil eventuelt oversende høringskommentarer til rettighetshaver for utdypning og kommentarer.

DTI vil bestemme om utredningsplikten er oppfylt, eller om ytterligere informasjon er påkrevd basert på KU og eventuelle høringsuttalelser som DTI mottar. Dersom ytterligere dokumentasjon kreves, må rettighetshaver fremskaffe denne og eventuelt

sende den på høring til de samme høringsinstansene som har mottatt konsekvensutredningen. DTI benytter vanligvis 8 uker til å behandle KU.

I tillegg til KU må rettighetshaver levere søknad for godkjenning av kjemikalier som skal benyttes og slippes ut (Pon 15). Det kreves en full risiko vurdering som grunnlag for en slik søknad. For Staffjord Senfase vil det være aktuelt å sende inn Pon 15c for aktiviteter forbundet med legging og oppstart av gasseksportørledningen Tampen Link. Pon15 c sendes ikke ut på offentlig høring, men JNCC og FRS vil i tilfelle for Tampen-Link få søknaden på høring. DTI trenger normalt 28 dager til å behandle søknaden.

Secretary of State (SoS) gir samtykke til utbyggingen. SoS vil ikke gi samtykke før informasjonen gitt i konsekvensutredningen og i eventuell tilleggsinformasjon er tilfredstillende, og det er dokumentert at utbyggingen ikke vil gi betydelige konsekvenser for miljø. Dersom det er betydelige konsekvenser for miljø, kan samtykke eventuelt gis under gitte betingelser til å implementere avbøtende tiltak. Et eventuelt samtykke gis etter en balansert vurdering av fordeler og ulemper for miljø og nytte for samfunn. Dette samtykket er en forutsetning for at feltutviklingen og rørledningen kan godkjennes. Vedtaket kan påklages innen 6 uker



## Vedlegg B Utredningsprogram og høringskommentarer

### B.1 Godkjenning av utredningsprogram

Utredningsprogrammet ble godkjent av OED 13 oktober 2004 og er gjengitt nedenfor i B1.1 og B1.2.

#### B.1.1 Innhold i KU

Det legges opp til å gjennomføre en feltspesifikk konsekvensutredning hvor det dras nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU). Det betyr at det ikke vil bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket, men i stedet vil det henvises til RKU. Det blir i det følgende gjort rede for hvilke tema dette gjelder.

Konsekvensutredningen vil basert på dette KU-programmet inneholde en omtale av alternative utbyggings- og transportløsninger som har vært vurdert og begrunne valg av utbyggingsløsning. Det vil m.a.o. bli gjort rede for de valg som er gjort mht. teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring. De samfunnsøkonomiske konsekvenser av alternative utbygging og gasstransportløsninger vil også bli beskrevet.

KU vil gi en utfyllende beskrivelse av den utbyggings- og transportløsningen som er valgt, og utrede hvilke konsekvenser denne har for miljø og samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null-skade filosofi og myndighetens miljøpolitikk/ styringssignaler, vil bli nærmere dokumentert.

Det vil også bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning samt planer for avvikling og beredskap.

Innkommne høringsuttalelser til utredningsprogrammet vil bli kommentert, med en eventuell henvisning til hvor i utredningen de ulike forhold er omtalt.

### B.1.2 Utredningsaktiviteter

#### B.1.2.1 Oversikt over sårbare naturressurser

RKU Nordsjøen (Temarapport 3) inneholder en beskrivelse av naturressurser og utnyttelsen av disse. RKU-en anses generelt for å være dekkende for KU for Staffjord senfase. Informasjonen vil imidlertid bli oppdatert der hvor nyere data foreligger. Informasjon som er relevant for å beskrive mulig påvirkning av gassespørtrørdningen på britisk side som informasjon om, habitater, bunndyrsamfunn, sjøfugl, sjøpattedyr og fiskeri (inkludert gyte- og yngelområder) vil bli samlet inn i den grad det er nødvendig for å beskrive mulige konsekvenser.

#### B.1.2.2 Utslipp til luft

Utbyggingen vil medføre utslipp til luft knyttet til:

- Boring
- Marine operasjoner
- Brønnopprensning
- Drift/prosessering
- Lagring, lasting og transport av gass/olje

KU vil oppdatere beregningene for energibehov og utslipp til luft for parametrene CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> og nmVOC. KU vil synliggjøre myndighetenes rammebetingelser, og hvordan dette er lagt til grunn for vurderte tiltak.

Staffjord senfase er et modifikasjonsprosjekt for et felt som har vært i drift i 25 år. Det vil derfor også bli gitt en detaljert beskrivelse av utslipp, gjennomførte tiltak i et historisk perspektiv, og hvilke faktorer som begrenser valg av tiltak i senfase-prosjektet.

Utslippene knyttet til utbyggingen vil sammenlignes med utslipp fra

- Tampen/Nordsjøen
- Samlede utslipp fra norsk sokkel
- Nasjonale utslipp
- Utslipp fra Statfjord i et historisk perspektiv

De miljømessige konsekvensene av utslipp til luft, vil vurderes med bakgrunn i RKU-Nordsjøen.

### B.1.2.3 Utslipp til sjø

Utslipp til sjø i Statfjord senfase vil kunne forekomme fra:

- Bruk av brønnkjemikalier for brønnoperasjoner
- Kjemikaliebruken ved klargjøring av rørledning .
- Utslipp av produsert vann inkludert kjemikalier benyttet i prosessen.
- Andre utslipp inkludert ballastvann

KU vil synliggjøre selskapenes nullskadefilosofi, myndighetenes miljøpolitikk, og hvordan dette planlegges implementert i dette prosjektet. Både planlagte og vurderte avbøtende tiltak vil bli beskrevet.

Mengden av utslipp til sjø av ulike komponenter som følge av utbyggingen, vil i den grad det er mulig bli relatert til utslipp fra:

- Tampen/Nordsjøen
- Norsk sokkel
- Utslipp ved Statfjord i et historisk perspektiv

Utslippene vil i den grad det er mulig, kvantifiseres med og uten avbøtende tiltak.

#### Boring og brønnoperasjoner

Oljeholdig kaks og borevæske skal injiseres. Det skal ikke bores i toppseksjonene, og det vil derfor ikke bli utslipp av vannbasert borevæske og kaks. Det vil kun være mindre utslipp av brønnkjemikalier som slippes ut til sjø.

Det vil bli gitt en oversikt over kjemikalier som skal benyttes i forbindelse med boring og komplettering av brønner, spesielle utfordringer

som er knyttet til boring i senfase samt eventuelle utslipp og konsekvenser av brønnkjemikalier.

#### Klargjøring av rørledning

Utslipp av kjemikalier i forbindelse med klargjøring av eksportørledningen vil bli beskrevet. Dette inkluderer kjemikalier som vil benyttes for å hindre korrosjon og begroing, og eventuelle fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Eventuelle lokale effekter og tidsrom for utslipp vil bli beskrevet. Tiltak for å begrense eventuelle konsekvenser vil også dokumenteres.

#### Produsert vann

Mengder av produsert vann, komponenter i vannet, mengde utslipp av stoffer samt bidrag til miljørisiko fra produsert vann vil bli beskrevet i KU. Innholdet av radioaktive komponenter i produsert vann, og dannelse av lav radioaktivt avfall vil også bli belyst.

Utslipp av produsert vann og avbøtende tiltak (vurderte og planlagte) vil bli beskrevet for alle plattformene. Tiltak som er gjennomført for håndtering av produsert vann vil også bli beskrevet, og hvilke faktorer som begrenser valg av tiltak i senfase.

For å beskrive konsekvenser av produsert vann, vil EIF-metoden og miljørisiko bli benyttet. I denne forbindelse vil EIF-beregningene oppdateres i henhold til nye vannprofiler, oppdatert kjemikalieprogram for senfase og eventuelt andre endrede forutsetninger. Metoden vil bli nærmere beskrevet, og det vil bli gjort en tolkning av de EIF-tall som fremkommer med hensyn på akutt toksiske virkninger og kroniske virkninger inkludert fare for bioakkumulering og stoffenes nedbrytbarhet.

Resultater fra overvåking samt fra forskningsprogrammer, blant annet PROOF (2002-2008) som omhandler langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten, vil bli benyttet i den grad det er mulig. Miljørisikoanalysen som skal gjennomføres i 2004 av Havforskningsinstituttet og RF-Akvamiljø på oppdrag fra OLF for å beskrive reell miljørisiko for fisk av alkyfenoler, vil også i den grad resultater foreligger, bli benyttet som et underlag. Likeledes vil resultater fra prøvetaking av produsert vann med hensyn på radioaktive komponenter.

Vurdering av mulige konsekvenser av produsert vann vil også bli gjort med utgangspunkt i de

ressurser og arter som er tilgjengelige i området, deres utbredelse og bevegelse. PEC/PNEC-forhold versus tilgjengelige ressurser vil bli presentert på kart. For å vurdere representativiteten i de data som er lagt til grunn for EIF-beregningene, vil det også bli gjort en vurdering av tilstedeværelse av arter i forhold til de arter som ligger til grunn for PNEC-verdier som er benyttet til beregning av EIF.

#### Andre regulære utslipp

Andre utslipp som drenasjevann, sanitærvløpsvann, kjølevann, fortrenningsvann, ballastvann på skip, utslipp fra rørledning ved drift, samt utslipp av oljeholdig sand antas å ikke medføre nevneverdige konsekvenser. Utslippene samt gjennomførte og planlagte avbøtende tiltak vil imidlertid bli beskrevet.

Blant annet vil det legges vekt på å beskrive utslippene av oljeholdig sand, utslippets miljøsikro samt bidrag til miljøsikro ift total miljøsikro fra regulære utslipp.

#### *B.1.2.4 Uhellsutslipp til sjø*

KU vil utrede sannsynligheten for akutte utslipp knyttet til borefasen og til driftsfasen, oljedrift og eventuelt skadeomfang. Forvitringsegenskapene til oljen samt eventuelle endringer i den eksisterende oljevernberedskapen siden RKU-Nordsjøen ble godkjent, vil også beskrives.

Utredningen vil basere seg på grunnlagsmaterialet i RKU Nordsjøen, eksisterende miljøsikro-analyser for Statfjord samt nye miljøsikroberegninger som vil utføres i forbindelse med Statfjord senfase.

Risiko forbundet med transport av olje (skytteltankere og tankskip) vil også bli vurdert. For beskrivelse av miljøskade etter et eventuelt akutt utslipp av olje, vil det bli henvist til RKU (temarapport 4 og 7).

Følgende punkt anses i stor grad å være dekket av den regionale konsekvensutredningen, men vil suppleres i den grad det er nødvendig med oppdatert informasjon:

- Beskrivelse av miljøskade etter et akutt oljeutslipp (temarapport 4, kap. 6)
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området (temarapport 4, kap.7)

- Fiskeoppdrett i influensområdet for oljesøl (temarapport 7, kap. 9)

#### *B.1.2.5 Konsekvenser av rørledning og arealbeslag*

Konsekvensutredningen vil i tillegg til utslipp forbundet med rørledningen, beskrive:

- Rørledninger og rørledningstraseer.
- Leggeperiode
- Behov for beskyttelse av rørledninger inkludert behov for steindumping.
- Aktiviteter og konsekvenser i forbindelse med legging og drift
- Eventuelle tiltak for å redusere konsekvenser

Det valgte utbyggingsalternativet antas å ha ubetydelige konsekvenser for fiskeriene, eventuelle verneverdige habitater/bunndyrsamfunn og kulturminner.

RKU for Nordsjøen og den foreløpige KU (utarbeidet i forbindelse med valg av utbyggingsalternativ) vil bli benyttet som grunnlag for å beskrive konsekvenser av arealbeslag og rørledninger, spesielt med tanke på fiskeriene.

Beskrivelsene av fiskeressursene på norsk side vil bli oppdatert og fiskeristatistikk vil bli innhentet fra influensområdet på britisk side. Eventuelle konsekvenser for verneverdige habitater eller arter, spesielt med hensyn til EUs habitat direktiv f.eks "pock marks"(karbonatstrukturer) vil også bli nærmere belyst. Undervannsfoto/video vil i den grad det er mulig bli brukt til dokumentasjon.

Det vil også bli bekreftet om legging av rør og tilstedeværelse av rørledningen, vil kunne ha andre konsekvenser som i så fall må utredes i KU.

Ved behov for beskyttelse av rørledninger vil en vurdere omfang av steindumping. Det vil også i den grad informasjonen foreligger bli gitt en beskrivelse av type leggefartøy

Endelig vurdering av disse forholdene kan først skje etter gjennomføring av trasekartleggingen. Trasekartlegging vil bli gjennomført som del av forprosjekteringen, men ruten vil ikke bli endelig bestemt før detaljprosjekteringen.

KU vil imidlertid drøfte konsekvenser av mulige scenarier for omfang av steindumping og type leggefartøy.

I forbindelse med tilkobling til FLAGS, vil gamle oljeholdige kakshauger nedstrøms Brent A bli kartlagt for å unngå disse ved legging av rørledningen. Andre avbøtende tiltak vil også bli beskrevet.

#### *B.1.2.6 Samfunnsmessige konsekvenser*

Konsekvensutredningen vil basert på erfaringer fra tidligere utbygginger, oppdaterte investeringsprofil, inntektsprognoser og andre forutsetninger beregne og analysere følgende:

- Forventede vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfasen.
- Arbeidskraftbehov og sysselsettingseffekter av utbyggings- og driftsfasen
- Samfunnsmessig lønnsomhet av det valgte utbyggingsalternativ inkludert transportløsning for gass.

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser, er basert på hva en kan forvente på grunnlag av tidligere erfaringer. Alle kontraktstildelinger knyttet til konkrete prosjekter skjer i henhold til EUs konkurranseregler, og tildeling er basert på en teknisk- og kommersiell vurdering.

KU vil videre belyse og begrunne nærmere de forhold som det er lagt vekt på ved valg av gasstransportløsning.

Produksjonseffekter på andre felt, på grunn av trykkavlastning ved Statfjord, vil også bli nærmere vurdert.

#### *B.1.2.7 Miljøovervåking og forskning*

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse av, og vurdere resultater fra den regionale og lokale miljøovervåking som i dag foregår. RKU vil bli benyttet som et grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt. Det vil bli gjort en sammenstilling av resultater som

foreligger, og i den grad det er mulig vil dette fremstilles på kart.

KU vil også vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking som følge av utbyggingen sett i lys av konsekvenser av utbyggingen og de retningslinjer for overvåking som foreligger.

Forskningen som pågår for å beskrive effekter av petroleumsvirksomheten og resultater fra denne forskningen vil, i den grad det er relevant for Statfjord senfase, bli kommentert.

## B.2 Høringsuttalelser

### B.2.1 Fiskeridepartementet (FD)

Fiskeridepartementet viser til uttalelse fra Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og Kystdirektoratet og ber om at disse tas til følge i arbeidet med konsekvensutredningen. Fiskeridepartementet har for øvrig ingen merknader.

#### Statoils kommentar:

Se kommentarer under kapittel 3.2.4 (Havforskningsinstituttet).

### B.2.2 Fiskeridirektoratet (FiD)

FiD synes at det som angår det fiskerimessige i området er godt dekket i det foreslåtte program for konsekvensutredning. FiD har ingen ytterligere merknader.

### B.2.3 Kystdirektoratet

Kystdirektoratet ser ikke at planlagte tiltak vil få særlig betydning for ansvars- og myndighetsområdet til direktoratet. Verken Kystverket Vest eller Kystdirektoratet ser grunnlag for ytterligere krav til program for konsekvensutredning utover det som fremkommer i forslag til program.

Direktoratet tar høyde for at eventuelle endringer i eksisterende planer som kan få betydning for skipstrafikk, sikkerhet for sjøfarende samt fare for forurensning, må tas hensyn til i konsekvensutredningen.

#### Statoils kommentar:

Statoil bekrefter at eventuelle endringer i planer, eventuelle konsekvenser og avbøtende tiltak vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

### B.2.4 Havforskningsinstituttet (HI)

Havforskningsinstituttet synes at forslaget til program gir en god og oversiktlig presentasjon av

den foreslåtte utbyggingen og den planlagte konsekvensutredningen. Følgende kommentarer er gitt:

1. Henvising til lønnsomhetskrav bør ikke få innvirkning på valg av løsninger til det beste for miljøet.
2. HI uttrykker bekymring knyttet til usikkerheten for mulige kroniske effekter i det marine miljø som følge av store og kontinuerlige utslipp av produsert vann og innholdet av løste komponenter. Utslipet av BTEX vil øke som følge av CTour-renseteknologi, noe HI finner meget uheldig.
3. HI påpeker viktigheten av å belyse følgende i forbindelse med utslipp av produsert vann:
  - i. I tillegg til mengder av oppløste komponenter nevnt i utredningsprogrammet, bes forventede mengder karboksylsyrer utredet. HI forstår det slik at karboksylsyrer utgjør mengdemessig den største andelen av de oppløste komponentene. HI ønsker også vurdert hvilken innvirkning utslipp av karboksylsyre har på bakteriesamfunnet innen influensområdet og dermed virkninger høyere opp i næringskjeden.
  - ii. Utslippsdyp og innlagingsdyp har betydning for spredning av komponentene i produsert vann, andre fysiske prosesser (for eksempel fordampning av BTEX) og eventuelle nedbrytningsprosesser. Det bes redegjort for spredning av de viktigste komponenter samt forventede mengde utslipp per døgn og år.
  - iii. Utslipp av radioaktive komponenter er også knyttet til "scale" inhibitorer. Bruken av slike samt hvordan slik bruk gjør radioaktive komponenter mer tilgjengelig for marine organismer bes redegjort for.
  - iv. Det fremgår ikke av programmet hvorvidt metanol vil bli benyttet i forbindelse med hydratdannelse. Dersom metanol planlegges brukt, bes det om at KU redegjør for forbruket og om bruk av metanol kan øke konsentrasjonen av miljøfarlige komponenter.
  - v. Konsekvensutredningen bes vurdere forventede utslipp fra Staffjord med øvrige utslipp i området.

4. I forbindelse med klargjøring av rørledninger er det viktig å bringe Havforskningsinstituttet inn så tidlig i planleggingen som mulig med hensyn til å gi råd om de minst kritiske tidsperiodene for utslipp i forbindelse med klargjøring av ledninger.

#### **Statoils kommentar:**

##### Lønnsomhetskrav

Realisering av Statfjord senfase vil gi betydelig verdiskapning for samfunnet. Prosjektet har imidlertid en marginal lønnsomhet for lisenshaverne, og prosjektet er forbundet med relativt høy økonomisk risiko. Det har vært gjennomført et omfattende utredningsarbeid for å komme frem til tiltak som gir de beste løsninger for miljøet. Tiltak med høyest miljønytte versus kostnad er prioritert og valgt innenfor økonomiske, sikkerhetsmessige og teknisk akseptable grenser.

##### Kroniske effekter

Statoil merker seg HI sine kommentarer. BTEX-utslippet vil øke ved implementering av CTour, men andre komponenter vil reduseres som følge av teknologien. Renseeffektiviteten for CTour er høy, og er spesielt god for løste naturlige komponenter sammenlignet med annen teknologi. Teknologien fjerner også ca 30 % av korrosjonshemmerene. Teknologien er effektiv i forhold til sammensetningen på vannet på Statfjord, og har i motsetning til annen kjent teknologi mulighet til å behandle vannmengdene på Statfjord med de gitte plass og vektbegrensninger. CTour-teknologien vil bli implementert som nullutslippstiltak på Statfjord A, B og C innen 2005. Tiltaket vil føre til at den totale miljørisiko, uttrykt som EIF, blir betydelig redusert ved feltet. SFT har i sin tilbakemelding på nullutslippsarbeidet til Statfjord-lisensen (brev datert 31.08.04), uttrykt at Statoil gjør en betydelig innsats for å redusere utslippet av olje ved installering av CTour og er fornøyd med at arbeidet går etter planen. Mulige kroniske effekter av produsert vann ved Statfjord vil bli beskrevet og vurdert ut fra dagens kunnskapsnivå med basis i utslipps- og EIF-modellering, resultater fra vannsøyleovervåking i den grad disse er tilgjengelige og publisert samt tilgjengelig kunnskap fra forskning på langtidseffekter. Det vises forøvrig til kommentar 4 ii.

#### Produsert vann

- i. *Karboksytsyre*: Karboksylsruer utgjør mengdemessig et stort bidrag av de naturlige komponentene i produsert vann, men er ikke tatt med i EIF beregningene i forbindelse med utslipp av produsert vann. Bakgrunnen for dette er at tilgjengeligheten av relevante giftighetsdata på karboksylsruer som forelå på det tidspunktet EIF modelleringen ble tatt i bruk som verktøy (2000) var av en slik kvalitet at de ikke kunne benyttes i miljørisikomodelleringen. Det forelå for det meste toksisitetsdata på ferskvannarter. Med bakgrunn i den litteratur som forelå, ble det imidlertid vurdert slik at karboksylsruer bidrar relativt lite til giftighet i forhold til de andre komponentene. Karboksylsruer ble dermed ikke tatt med i metoden for beregning av EIF (kun de viktigste naturlige oljekomponentgruppene). En kartlegging av nyere giftighetsdata på karboksylsruer vil gjennomføres i forbindelse med en oppdatering av EIF for produsert vann for alle felt i 2005, og det vil med bakgrunn i disse resultatene på nytt vurderes om karboksylsruer bør inkluderes i EIF beregningene/metodikken.
- ii. *BTEX*: EIF modellering tar hensyn til spredning av komponenter og innlagring i vanddyp. Utslippsdyp og tetthet på utslippsvannet ligger til grunn for beregningene. Dermed er avdampning av BTEX inkludert i beregning av EIF. EIF vil visualiseres på kart, og dermed vise spredning av de aktuelle komponentene uttrykt som total miljørisiko. I tillegg vil spredning (konsentrasjonskart) av de naturlige komponentgruppene som bidrar mest til EIF på Statfjord bli presentert (2-3 ring PAH, dispergert olje, og C4-C5 fenoler). Forventede mengder utslipp av naturlige komponenter vil som nevnt dokumenteres.
- iii. *Scale inhibitorer*: Det bekreftes at dette vil bli kommentert i KU.
- iv. *Metanol* vil sannsynligvis ikke bli benyttet i forbindelse klargjøring av gasseksportørledningen. Eventuelt forbruk og utslipp vil bli nærmere beskrevet i KU for ny gasseksportørledning Tampen Link.

Metanol benyttes imidlertid for å unngå

hydratdannelse i oljerørledningen fra satellittene, og havner til slutt i prosessen. Ved beregning av miljørisiko for produsert vann tas det utgangspunkt i konsentrasjon av tilsatte og naturlige komponenter. Miljørisiko av metanol beregnes dermed som del av EIF. Forbruket av metanol til dette formålet vil ikke øke i senfase.

- v. Utslipp fra Staffjord senfase vil i den grad det er mulig, og i henhold til program, bli sammenstilt med øvrige utslipp i området.

#### Klargjøring av ledninger

Utslipp til sjø i forbindelse med klargjøring av ny gasseksportørledning vil hovedsakelig skje på britisk sektor, foruten marginale utslipp i forbindelse med klargjøring av stigerør og tilkoblingsrør (tie-in spools) på norsk side. I forbindelse med utslipp på britisk side vil det utarbeides en Pon (Petroleum Operation Notice )15C som beskriver kjemikaliene samt konsekvenser av utslippet. Konsekvenser bestemmes ut fra modellering. Tømming av ledningen planlegges ut fra hensynet til gytetidspunkt, fiskeegg – og fiskelarvekonsentrasjoner, hvor beskrivelsen av naturressurser som gjennomføres som del av KU vil bli benyttet som grunnlag for denne vurderingen. Konsekvenser av klargjøring av rørledningen er nærmere beskrevet i KU for gasseksportørledning Tampen Link.

#### **B.2.5 Norges Fiskarlag (NFL)**

1. Forslaget til program dekker i hovedsak de områder som angår fiskeriene.
2. NFL ber om at det blir foretatt vurderinger vedrørende planlagte utslipp til sjø som kan minimalisere utslipp til sjø ned til et absolutt minimum.
3. NFL tilrår at det gis en grundig beskrivelse av tiltak som må iverksettes for å unngå utslipp av produsert vann uten at det legges vekt på kost-nytte vurderinger
4. NFL ønsker en beskrivelse av om og hvordan en kan unngå utslipp av oljeholdig sand.

#### **Statoils kommentar:**

##### 2. og 3. Produsert vann

Statoil merker seg NFL sine kommentarer og bekrefter at det er foretatt en omfattende vurdering av tiltak for å minimalisere utslipp til sjø i henhold til selskapenes nullskadefilosofi og i henhold til myndighetenes miljøpolitikk. Dette innebærer også en vurdering av kost-nytte.

##### 4. Utslipp av oljeholdig sand

Det er foretatt en vurdering av tiltak for å begrense utslipp av oljeholdig sand. Disse tiltakene vil bli beskrevet som del av KU.

#### **B.2.6 Miljøverndepartementet (MD)**

MD støtter hovedtrekkene i høringsuttalelsen fra SFT, og har ikke ytterligere merknader.

#### **B.2.7 Statens forurensningstilsyn (SFT)**

1. Forslaget til program gir en god og oversiktlig presentasjon av den foreslåtte utbyggingen og den planlagte konsekvensutredningen.
2. Det vil kun bli boret med oljebasert borevæske som vil bli injisert i Utsira-formasjonen sammen med sementeringskjemikalier. Da dette vil medføre store mengder boreavfall, bør konsekvensutredningen inneholde en vurdering av mulige effekter for Utsira formasjonen og sannsynligheten for lekkasje til havbunnen.
3. SFT ber om en beskrivelse av omfanget av fakling i forbindelse med brønnopprensning og utslippsmengder til luft i forbindelse med slik fakling.
4. Konsekvensutredningen bør inneholde en beregning av renseeffekten ved bruk av C-Tour-teknologien, og hvor store mengder av de viktigste løste komponentene i produsert vann som forventes sluppet ut på feltet. SFT ber også om at utslippene ses i sammenheng med de totale utslippene i regionen, og at det gis en vurdering av betydningen av eventuelle overlapp med influensområdene for andre utslipp.

5. SFT ber om at konsekvensutredningen gir en beskrivelse av de forventede utslipp av olje til sjø i forbindelse med utslipp av oljeholdig sand, og hvilke tiltak Statoil vil sette i verk for å oppfylle kravet i aktivitetsforskriften §59 om at oljevedhenget skal være under en vektprosent.
6. SFT ber om at lav NO<sub>x</sub>- turbiner og injeksjon i Utsira blir videre behandlet og vurdert i konsekvensutredningen.

***Statoils kommentar:***

Injeksjon av boreavfall i Utsira formasjonen

Mengde boreavfall og vurdering av mulige effekter for Utsira formasjonen vil bli belyst i KU.

Fakling

Det vil bli redegjort for omfang av fakling i forbindelse med brønnomrensning i KU.

Produsert vann

Det bekreftes at programmet tar høyde for SFT sine kommentarer. Det vil bli gjort en vurdering av betydningen av eventuelle overlapp med influensområdet fra andre utslipp i området. Vurderingen vil basere seg på eksisterende informasjon fra andre felt og simuleringer som vil bli foretatt som del av KU for Staffjord senfase.

Utslipp av oljeholdig sand

Statoil bekrefter at konsekvensutredningen vil redegjøre for mengde utslipp av oljeholdig sand og planlagte tiltak for å oppfylle aktivitetsforskriften .

Utslppsreducerende tiltak

Statoil bekrefter at konsekvensutredningen vil redegjøre for utslppsreducerende tiltak som har blitt vurdert samt de kriterier som er benyttet for utvelgelsen av tiltak for å oppfylle selskapenes nullskadefilosofi, myndighetenes mål om ”nullutslipp til sjø” og IPPC-direktivet.

***B.2.8 Direktoratet for Naturforvaltning (DN)***

1. DN mener at RKU bør benyttes for å analysere datagrunnlaget med formål å vurdere hvorvidt kunnskap er tilfredstillende. DN indikerer at RKU ikke har vært dekkende for

kunnskapsbehovet.

2. DN har følgende anbefalinger til planlagte utredninger når det gjelder sårbare naturressurser:
  - i. GAP-analyse av eksisterende dokumentasjon/kunnskapsnivå generelt i Nordsjøområdet. Kvalitetssikring og komplettering av data ved hjelp av fylkesmannen. KU bør kunne anbefale kompletterende/oppdaterende undersøkelser og datafangst der datagrunnlaget ikke er tilfredstillende for å kunne ta beslutninger.
  - ii. Alternative røretreaser bør utredes for å unngå unødvendig ødeleggelse av sårbare korallområder, gyte/oppvekstområder for fisk og sårbare bunnområder.
  - iii. Korallrev og eventuelle konsekvenser av rør og brønnaktiviteter bør kartlegges
  - iv. Verneverdige områder bør identifiseres offshore og innenfor influensområdet ved et eventuelt uhell på norsk og britisk side
  - v. Konsekvenser av antatt uhell for sårbare forekomster og effekt av beredskapstiltak herunder konsekvenser og tiltak for sjøfugl bes utredet. DN anbefaler også å utrede alternativer for hvordan beredskap kan tilpasses til ulike tider av året.
  - vi. DN anbefaler at miljøovervåking bør samordnes med eksisterende aktivitet og miljødirektoratene. Dersom KU avslører kunnskapsmangler innen miljø, bør utredningen konkludere med anbefalte forskningstiltak

***Statoils kommentar:***

Kunnskapsgrunnlaget

Statoil bekrefter at RKU vil bli benyttet sammen med oppdaterte data fra andre datakilder, og at det vil foretas en grundig naturressursbeskrivelse både på norsk og britisk side.

Planlagte utredninger - Sårbare naturressurser

- i. *Datagrunnlaget:* Tilgjengelige data vil bli benyttet, og KU vil identifisere eventuelle kunnskapsmangler for relevant influensområde til prosjektet.



- ii. *Alternative røretreaser* er vurdert og trasekartlegging er gjennomført. Den valgte røretreaseen synes ikke å komme i konflikt med sårbare naturressurser. Dette vil bli nærmere belyst i KU.
- iii. Eksisterende dokumentasjon om korallrev og resultater fra sidesonar skanning i forbindelse med trasekartlegging, viser at rør og brønnaktiviteter ikke kommer i konflikt med koraller.
- iv. Det bekreftes at verneverdige områder off-shore vil bli identifisert, og konsekvenser i forbindelse med et eventuelt uhellsutslipp vil bli vurdert.
- v. Statoil bekrefter at konsekvenser av antatt uhell for sårbare forekomster og effekt av beredskapstiltak vil utredes. Miljørisiko- og beredskapsanalysen på Statfjord oppdateres som del av prosjektet. Det vil også bli vurdert hvordan beredskap kan tilpasses til ulike tider av året.
- vi. Eventuelle kunnskapsmangler i forhold til Statfjord senfase utbyggingen vil bli identifisert. Overvåking vil gjennomføres i henhold til aktivitetsforskriften, men en samordning av overvåkingen er å regne som en nasjonal myndighetsoppgave.

### **B.2.9 Fylkesmannen i Rogaland**

1. Liten påvirkning direkte for Rogaland, med unntak av uhellsutslipp hvor sjøfugl kan bli berørt.
2. Det er positivt at utslipp til luft blir redusert, men utredningen må klarlegge om mengde totalt over år økes eller reduseres for de ulike komponentene.
3. Det er positivt at borekaks skal injiseres, og utredningen bør også vurdere om det er hensiktsmessig å injisere sand med oljevedheng på samme måte.
4. Utredningen bør redegjøre for mengde utslipp av ulike komponenter i produsert vann som blir sluppet ut over tid.

5. Det bør vurderes om RKU skal oppdateres
6. KU må utrede evalueringskriteriene for miljø, og det må gjøres rede for hvordan avbøtende tiltak skal dokumenteres og rapporteres.

#### ***Statoils kommentar:***

##### Utslippsmengder til luft

KU vil i henhold til program vise utslippsmengde av ulike komponenter per år over feltets levetid.

##### Oljeholdig sand

Injeksjon av sand med oljevedheng har vært vurdert som tiltak, men er forkastet. KU vil redegjøre for tiltak som har vært vurdert.

##### Mengde utslipp av komponenter i produsert vann

KU vil i henhold til program redegjøre for mengde utslipp av ulike komponenter i produsert vann.

##### Oppdatering av RKU Nordsjøen

KU vil oppdatere datagrunnlaget av relevans for prosjektet der hvor nye data foreligger. En eventuell beslutning om å oppdatere RKU Nordsjøen, vil måtte drøftes av de berørte selskapene og OED.

##### Evalueringskriterier og avbøtende tiltak

Det vil bli redegjort for evalueringskriterier ved konseptvalg, herunder miljøkriterier, samt avbøtende tiltak og utvelgelsen av disse.

### **B.2.10 Sogn og Fjordane fylkeskommune**

1. Statoil må som operatør føre en tett dialog med fiskeriorganisasjonene for å minimere skadevirkning i forhold til arealbeslag og sesongaktiviteter
2. Sogn og Fjordane henviser til St.meld. nr. 38 (2003-2004) om at aktiviteten på kontinentalsokkelen skal vises igjen på aktivitet på land. Det må gjøres rede for aktiviteter og hvilket aktivitetsomfang Sogn og Fjordane kan forvente i forbindelse med utbyggings- og driftsfasen av Statfjord senfase.
3. Fylkeskommunen peker på KonKraft-rapporten som kartlegger kostnadsbildet på norsk sokkel. Rapporten viser at av totale logistikkostnader, så utgjør forsyningsfartøy og helikopter

henholdsvis 44 og 32%. Fylkeskommunen anmoder bruk av Florø som ligger nærmest feltet.

***Statoils kommentar:***

Dialog med fiskeriorganisasjonene

Det vises til kommentarer fra høringsinstanser, inkludert Norges Fiskarlag, som ivaretar fiskerinteressene i området.

Aktivitetssomfang for Sogn og Fjordane

KU vil utrede omfanget av vare- og tjenesteleveransen for utbyggingen, men vil ikke omtale aktivitetssomfanget av utbyggingen for Sogn og Fjordane spesielt. Bergen base og Florø vil som ved dagens drift, bli benyttet som forsyningsdatabaser.

***B.2.11 Arbeids og  
administrasjonsdepartementet***

AAD har ingen kommentarer utover kommentarer fra Ptil. Ptil har ingen kommentarer til ytre miljø. Det som fremgår av opplysninger i forbindelse med sikkerhet og arbeidsmiljø er ikke tilstrekkelig til å vurdere konsekvenser. Konsekvensvurdering av sikkerhets- og arbeidsmiljømessige forhold vil gjøres i forbindelse med vurdering av PUD.

***Statoils kommentar:***

Forhold vedrørende sikkerhet og arbeidsmiljø vil bli tilstrekkelig utredet som del av PUD og PAD

***B.2.12 Fylkesmannen i Sogn og Fjordane***

Miljøvernavdelingen peker generelt på at kysten av Sogn og Fjordane er svært utsatt ved eventuelle uhellsutslipp fra Statfjordfeltet.

***Statoils kommentar:***

Miljørisikoanalysen og beredskapsplaner for Statfjord oppdateres som del Statfjord senfase.

## Vedlegg C Utbyggingsalternativer og kriterier for valg

Tre utbyggingsalternativer for prosessering av olje og gass ble utviklet frem til valg av utbyggingsalternativ

*Alternativ 1- Ny plattform*

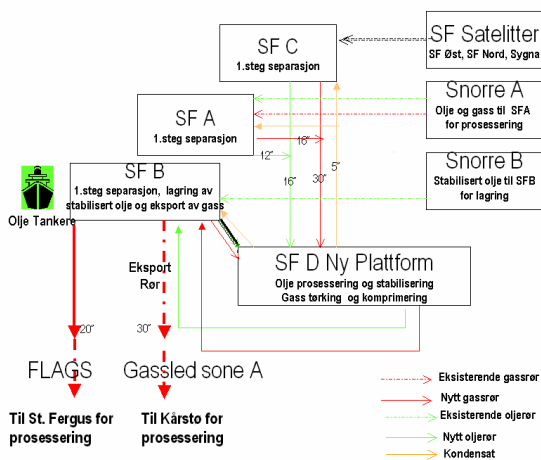
**Alternativ 2- Flaskehalsfjerning-Ombygging og modifikasjoner av eksisterende plattformer**

*Alternativ 3- Prosessering på Brent*

Disse ble sammenlignet med hverandre og referanse alternativet (dagens dreneringsstrategi).

Valg av alternativ ble redegjort for i program for konsekvensutredning og er også oppsummert her.

### C.1.1 Alternativ 1-Ny plattform – ikke valgt løsning



Figur C-1 Alternativ 1- Ny prosesseringsplattform

Alternativet 1, "Ny plattform", forutsetter ombygging av de eksisterende plattformene SFA, B og C til minimum prosesseringsplattformer med 1-steps separasjon, og transport av olje og gass i separate rørledninger til en ny prosesseringsplattform, kalt Statfjord-D (SFD), for videre separasjon. SFD er planlagt som en 8-bens stålplattform inkludert prosesseringsdekk med gasskomprimeringsenhet, fakkeltårn og

broforbindelse til SFB. Alternativet inkluderer gassløft på SFA, SFB og SFC, og ESP pumper (Electrical Submerged Pumps) i vannsonen på SFB og SFC for å pumpe opp vann, og dermed redusere trykket i reservoaret. Utskiftning av produksjonsrør og manifoldsystem (fordelingsrør) er også lagt til grunn.

Stabilisert olje er forutsatt returnert fra SFD til SFB for lagring, mens dehydrert og komprimert gass kan sendes via SFB til Gassled sone A og videre til Kårstø, og/eller i ny gass eksportledning til FLAGS og videre til St. Fergus i Skottland. Transport av gass til Storbritannia via eksisterende rørledning Spur/NLGP og FLAGS i kombinasjon med eksport til Kårstø er også utredet.

Boring og vedlikehold er forutsatt utført ved SFA, SFB, og SFC som i referanse alternativet.

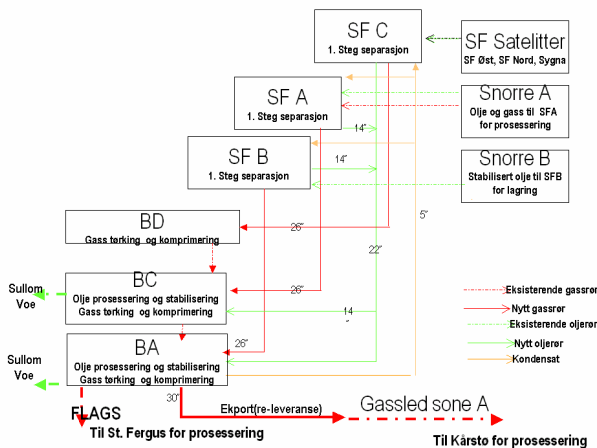
Videre er det planlagt for at SFB skal beholde sine hjelpesystemer, oljelagring og losse fasiliteter, og skal kunne dekke kraftbehovet for den nye plattformen. Kraftgenerering og noen av hjelpesystemene ved SFA og SFC er også planlagt til å være i drift. "Ny plattform"-alternativet forutsetter eksisterende turbinkonfigurasjon, men med mindre antall i drift. Ved den nye plattformen er det forutsatt utslippseffektive turbiner (og kompressorer), blant annet lav- NO<sub>x</sub> turbiner. Ved de eksisterende SF-plattformene er flere utslippsreducerende tiltak utredet.

Sandhåndtering og CTour for håndtering av produsert vann, skal installeres på hver av de tre eksisterende plattformene. CTour-prosessen krever kondensat, og nødvendiggjør en 5" returledning med kondensat til de tre plattformene fra Statfjord D. Sandhåndtering innebærer tiltak for å redusere sandmengder, tiltak for å redusere oljevedheng på sand til mindre enn 1 vektprosent samt tiltak for å optimalisere vaskeprosessen.

Øvrige nye feltinterne rørledninger inkluderer en 16" olje ledning fra SFC til SFD inkludert en 12"

grenledning til SFA, og en ny 30" gass ledning fra SFC til SFD med en 16" grenledning til SFA. Avsendersluse for mottak- og utsendelse av rørplugg (pig-launcher) er kun forutsatt på SFC

### C.1.2 Alternativ 3 - Prosessering på Brent – ikke valgt løsning



Figur C-2 Alternativ 3-Prosessering på Brent

Utbyggingsalternativet, "Prosessering på Brent", er på mange måter sammenlignbart med "Ny plattform". Hovedforskjellen er at olje og gass fra Statfjord hovedfelt, satellittene og fra Snorre er tenkt prosessert på Brent-plattformene på britisk sokkel istedenfor ved en ny plattform. Omfanget av rørledninger er derfor større sammenlignet med ny plattform (antall rørledninger, lengde og dimensjon).

Nye rørledninger inkluderer en 5" kondensatrørledning fra Brent C til SFA, B og C, tre separate 26" gassrørledninger fra hver av Statfjord-plattformene til hver av Brent-plattformene og en felles 22" oljeledning fra SFA, SFB og SFC til Brent B og C. "Prosessering på Brent" forutsetter også en ny 30" gassereturledning fra Brent B til Gassled sone A for gasstransportalternativene med transport av deler av gassen til Kårstø i kombinasjon med transport via FLAGS til Storbritannia. Som for utbyggingsalternativ 1, er det forutsatt gassløft på SFA, SFB og SFC, ESP-pumper (Electrical Submerged Pump) på SFB og

SFC samt utskiftning av strømningsrør og manifoldsystem (fordelingsrør).

På Brent-Plattformene skal gassen ledes til høytrykksseparatorer og videre til høytrykkskompresjon. Oljen fra de tre Statfjord-plattformene skal blandes med olje fra Statfjord-satellittene og olje fra Snorre, og ledes videre til lavtrykksseparator ved Brent.

Ferdig prosessert og delvis stabilisert olje er forutsatt blandet med annen olje fra Brent, og transportert i eksisterende rør til Sullom Voe terminalen i Skottland. Ved Sullom Voe-terminalen må oljen varmes opp igjen etter transport før endelig stabilisering.

Stigerørledninger for transport av olje og gass er forutsatt installert på alle SF-plattformene med sluse for mottak og utsendelse av rørplugg (pig-launcher receiver) på alle Statfjord og Brent plattformene. For oljerørledningen vil det imidlertid kun bli tilrettelagt for pig-launcher for Statfjord C og Brent B.

Produsert vann og sand er planlagt håndtert som for de øvrige utbyggingsalternativene, lokalt ved SFA, SFB og SFC. En mindre andel av de totale mengdene produsert vann vil imidlertid med "Prosessering på Brent, bli skilt ut ved Brent og blandet med øvrig produsert vann fra Brent.

Kraftgenerering og noen av hjelpesystemene ved SFA, SFB og SFC er forutsatt å være i drift. Boring og vedlikehold skal som for de andre utbyggingsalternativene, bli utført ved alle plattformene. Ved SF-plattformene er flere utslippsreducerende tiltak for luft utredet.

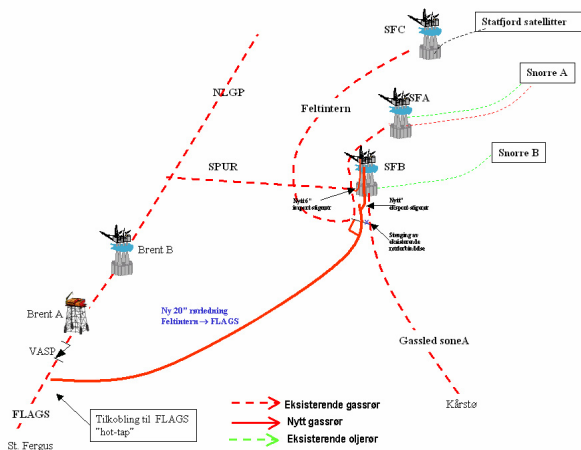
Det er forutsatt i dette alternativet at produksjonen ved Brent skal foregå med eksisterende turbin- og kompressorkonfigurasjon. Brent-plattformene er allerede klare for senfase-produksjon, men overføring av gass og olje fra Statfjord vil som nevnt ha medføre noen modifikasjoner som stigerør, avsendersluse for rørplugg, modifikasjon av test separatorer, nye oppgraderte målefasiliteter og noe rørlegging på plattformene.

### C.1.3 Alternativ 2-Modifikasjon av eksisterende SF-plattformer ("Flaskehalsfjerning")

Det valgte utbyggingsalternativet, Alternativ 2-Flaskehalsfjerning, medfører store modifikasjoner ved de eksisterende plattformene for at disse skal kunne håndtere gass- og produsert vannmengder ved lavt trykk.

Utbyggingsalternativet (boring og modifikasjonsarbeid) er beskrevet i kapittel 3.4 slik det foreligger i dag. Ku for Tampen Link/85/ beskriver løsning for gasseksportørledningen.

Figur C-3 og beskrivelsen under viser utbyggingsalternativet slik det lå til grunn ved valg av utbyggingsalternativ.



Figur C-3: Alternativ 2-"Flaskehalsfjerning-modifikasjon av eksisterende Statfjord-plattformer

Modifikasjonene skal utføres i sin helhet, men gjennomføres i to faser.

I fase 1 (01.10.2007→01.10.2009), vil det ikke bli foretatt store modifikasjoner for prosesseringsanleggene. Disse skal operere med både høytrykk- og lavtrykksproduksjon på alle plattformene med samme kapasitet som i dagens produksjon. Lavtrykksprosessering av produsert vann ved SFC vil imidlertid måtte utvides, og CTour vil installeres for rensing av produsert vann som i dag injiseres som trykkstøtte. Ellers vil det bli installert gassløft ved alle plattformene og ESP-pumper ved SFB og SFC. Det vil også bli foretatt tekniske oppgraderinger, HMS- modifikasjoner og det vil bli lagt til rette for gasseksport til FLAGS.

I Fase 2 (01.10.2009→), vil prosesseringsanleggene ved SFB og SFC oppgraderes til å ta hånd om lavtrykksproduksjon fra alle brønner, samt det vil bli gjennomført generelle tekniske modifikasjoner og HMS-opppgraderinger.

Lavtrykksproduksjonen vil medføre at flaskehalsen fjernes. Dette innebærer at en går fra 4-trinns-separasjon av olje, vann og gass til 3-trinns-separasjon, oppgradering av innmat i separatorene, rekonfigurering av kompressorer for å tilpasse nye driftsbetingelser, oppgradering av gass scrubber (væskeutskillere) og installering av nye kjølere.

Lavtrykksproduksjon medfører også en relativt omfattende utskiftning av produksjonsrør og manifolder (fordelingsrør) på grunn av økt gasshastighet, og derav fare for korrosjon. Hjelpesystemene vil i mindre grad bli oppgradert på de to plattformene.

Statfjord A vil fortsette med både lavtrykk- og høytrykksproduksjon, men kompressorinnmaten må skiftes. Det vil si at Statfjord A skal opereres som i dag med en høytrykksmanifold (fordelingsrør) som ledes til en innløpseparator med høyt trykk, og ett lavtrykksfordelingsrør som ledes til en annen innløpseparator.

Boring og vedlikehold vil bli utført ved alle plattformene, men gass- og vanninjeksjonssystemet vil bli lagt ned.

Produsert vann og sand er planlagt håndtert som for de øvrige konseptene.

Plattformene skal også operere med eksisterende turbin- og kompressor-konfigurasjon, men med et mindre antall turbiner i drift.

Alternativet medfører en 20" eksportørledning fra SFB til FLAGS. Den nye rørledningen vil kobles til SFA og SFC via den feltinterne rørledningen ved Statfjord, 2,5 km sør for SFB. Eksportørledningen vil kobles til SFB med ett 10" stigerør. I tillegg inkluderer konseptet ett nytt 6" import stigerør fra den feltinterne rørledningen til SFB for å ta imot gass fra Snorre og satellittene (3.parts-gass), og for å kunne transportere denne videre til Gassled sone A og Kårstø gassprosesseringsanlegg.

Begrunnelse for valg av utbyggingsalternativ for prosessering av olje- og gass er beskrevet i neste kapittel.

#### C.1.4 Begrunnelse for valg av modifikasjoner av eksisterende plattformer som utbyggingsalternativ

Tabell C-1 summerer opp resultatet av prosess for valg av utbyggingsalternativ, og de kriterier som ble benyttet for valg av utbyggingsalternativ.

De miljømessige kriteriene som utbyggingsalternativene ble sammenlignet med, og som ble behandlet i en egen utredning for å belyse miljø- og samfunnmessige konsekvenser av de ulike utbyggingsalternativene/89/, er utdypet spesielt.

##### Prosjekt økonomi og ressursutnyttelse

Teknisk utvinnbare ressurser var de samme for alle Statfjord senfase-alternativene. ”Ny plattform” og ”flaskehalsfjerning” kom imidlertid best ut med hensyn på nedstengningstidpunkt og dermed økonomisk gjenvinnbare ressurser. ”Prosessering på Brent-plattformene” vill medført nedstengning i 2014. Investeringsnivået var høyt uavhengig av utbyggingsalternativ, men klart lavest for flaskehalsfjerning. Ingen av konseptene pekte seg spesielt ut med lave driftskostnader.

##### Gjennomføring

Alle utbyggingsalternativene ble vurdert til å representere en utfordring med tanke på arbeidsomfang i forhold til tidsplan. ”Prosessering på Brent”representerte den største kommersielle risikoen på grunn av at det kun forelå uforpliktende tilbud for oljetransport og behandling ved valg av utbyggingsalternativ.

##### Områdebetraktninger

Flaskehalsfjerning kom best ut med tanke på en totalvurdering for Tampen-området.

##### Begrunnelse for valg

Flaskehalsfjerning med modifikasjoner av eksisterende plattformer, ble i en helhetsvurdering rangert som det beste utbyggingsalternativet, på grunn av:

- Lønnsomhet
- Fleksibilitet

- Ressursutnyttelse

Tabell C-1: Evaluering av utbyggingsalternativ

Evalueringsskriterier for valg av utbyggingsalternativ	Statfjord senfase			
	Alternativ			
	0	1	2	3
<b>Helse, miljø og sikkerhet</b>				
Null Skade (produsert vann)				
Utslipp til luft				
Teknisk sikkerhet				
Arbeidsmiljø				
<b>Investeringer</b>				
Kompleksitet ved installering				
Investeringsnivå				
<b>Driftskostnader</b>				
Driftskostnader				
Regularitet				
Teknisk tilstand				
<b>Produksjon</b>				
Økonomiske reserver				
Produksjonsfleksibilitet				
Påvirkning på nåværende produksjon ved installasjon				
<b>Tidsplan</b>				
Fleksibilitet mhp oppstart				
Offshore arbeidstimer				
<b>Risiko</b>				
Ny teknologi				
Ikke oppfyllelse av design basis (vanninnhold og trykk for gassseksport)				
<b>Områdebetraktninger</b>				
Fleksibilitet mhp 3. parts-produksjon				

Grønn: Høyest rangering (beste)

Gul: Medium rangering

Rød: Lavest rangering (dårligste)

##### Evalueringsskriterier for miljø og samfunn

Første del av Tabell C-1, viser at utslipp til vann av produsert vann og utslipp luft av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ikke medførte store forskjeller mellom utbyggingsalternativene som ble vurdert.

Tabell C-2 viser en mer detaljert sammenligning av alternativene i senfase basert på miljø- og samfunn. Selv om det var relativt små forskjeller i utslipp for de tre alternativene, kom alternativ 2- flaskehalsfjerning best ut med hensyn til miljøkostnadseffektivitet for planlagte og potensielle avbøtende tiltak. Alternativ 1 og 3 krevde rør for kondensat og medførte derfor høyere kostnader. Ved utslipp til luft ble avbøtende tiltak vurdert som mest miljøkostnadseffektive for alternativ 2 på grunn av størst potensial for utslippsreduksjoner for alle tiltak sett under ett.

**Tabell C-2: Sammenligning av konsekvenser for vurderte utbyggingsalternativer**

Tema/Indikator	Statfjord senfase Utbyggings- alternativer		
	1	2	3
<b>Utslipp av produsert vann</b>			
Utslipp av produsert vann			
Miljøkostnadseffektivitet, C-Tour			
Miljøkostnadseff., Injeksjon i Utsira			
<b>Utslipp til luft</b>			
Totale utslipp av CO <sub>2</sub>			
Totale utslipp av NO <sub>x</sub>			
Nasjonale utslipp i Norge			
Nasjonale utslipp i Storbritannia			
Kostnadseffektivitet av potensielle tiltak			
<b>Fiskeri</b>			
Restriksjonssoner			
Rørledninger og konsekvenser for tråling			
<b>Samfunnsøkonomi</b>			
Total samfunnsøkonomisk lønnsomhet			

**Grønn: Høyest rangering (beste)**

**Gul: Medium rangering**

**Rød: Lavest rangering (dårligste)**

#### Utslipp av produsert vann

Substitusjon av kjemikalier og installering av C-Tour teknologien ved SFA, SFB og SFC var de to viktigste tiltakene som lå til grunn for alle alternativene for rensing av produsert vann. Konsekvensene for utslipp av produsert vann for de ulike utbyggingsalternativene ville vært tilnærmet like.

#### Utslipp til luft

Reduksjonene i utslipp til luft ble beregnet til være stor for alle utbyggingsalternativene sammenlignet med referansealternativet. Reduksjonene skyldtes redusert kraftbehov som følge av ny dreneringsstrategi (stopp i sjøvann- og gassinjeksjon). Utslipsreduksjoner av NO<sub>x</sub> ville vært størst ved valg av ny plattform hvor muligheten for implementering av lav-NO<sub>x</sub>-teknologi var tilstede. Miljøkonsekvenser ble imidlertid ikke vurdert i en livsløpsyklus, noe som tilsier at "ny plattform" ville kommet dårligere ut enn vist (produksjon av material, anleggfase og nedstengning). Dersom en ser på de nasjonale utslippene til luft, ville prosessering på Brent kommet dårligere ut for Storbritannia og bedre ut med hensyn på nasjonale utslipp til Norge.

#### Konsekvenser for fiskeri

"Flaskehalsfjerning" og "Prosessering på Brent" vil ikke medføre noen økning i arealbegrensninger. Ny plattform vil ha medført en marginal økning av restriksjonssonen (ca 0.5 km<sup>2</sup>), men vil ikke representert noen ulemper for fiskeri. Rørledninger for "Flaskehalsfjerning" ble utredet til ikke ha signifikant påvirkning på fiskeri, verken på norsk eller britisk side. Rørledninger i forbindelse med "Ny plattform" ville sannsynligvis ha kunnet medføre forstyrrelse i Statfjordområdet, mens rørledninger i forbindelse med "Prosessering på Brent" vil kunne ha hatt større potensial for konsekvenser i Tampen-området på grunn av øket antall ledninger og rørledningskryssninger med grus og steindumper.

#### Samfunnsøkonomi

Ut fra en samfunnsøkonomisk betraktning kom "Flaskehalsfjerning" best ut.

#### Totalvurdering

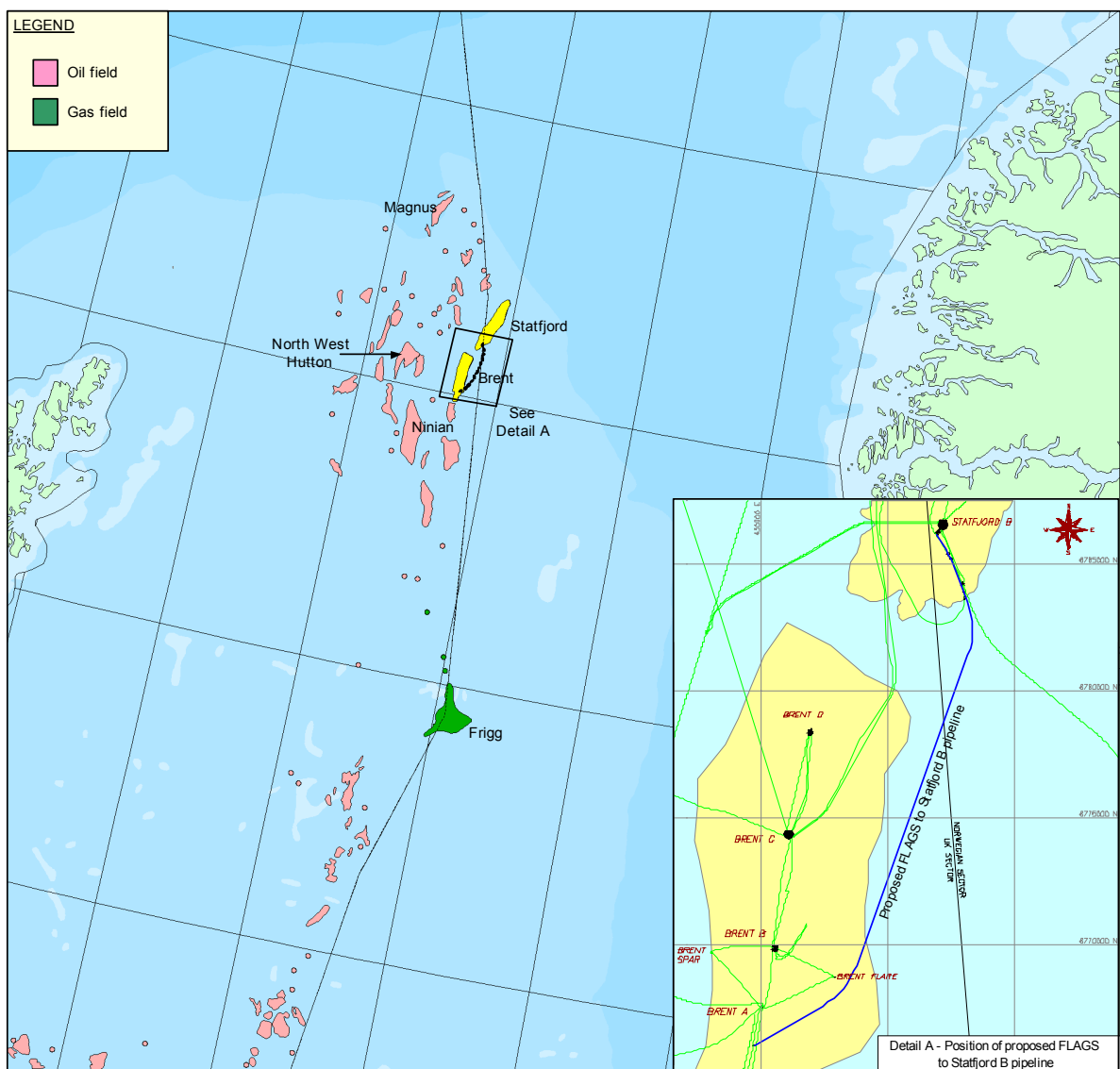
Modifikasjoner ved de eksisterende SF-plattformene ble ved en totalvurdering av miljø vurdert som det beste alternativet både for Norge og Storbritannia.

## Vedlegg D Konsekvensutredning for gasskeksportrørledningen Tampen Link

### D.1 Prosjektet

Statfjord-feltet ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, ca. 140 km øst for Shetland og 220 km vest for Norge (Figur D-1). Feltet krysser midtlinjen mellom Storbritannia og Norge, og omfatter

blokkene 33/9 og 33/12 på norsk sokkel og blokk 211/15 på britisk sokkel. Petroleumressursene i Statfjord-feltet, som består av Statfjord- og Brent-formasjonene, utvinnes i fellesskap av Norge (ca. 85 %) og Storbritannia (ca.15%).



Figur D-1 Statfjord-feltet og den planlagte rørledningen



Statfjord-feltet har vært i produksjon siden 1979, og med dagens utvinningsstrategi antas olje- og gassproduksjonen på feltet å ta slutt i 2009. Statfjord Senfase (SFSF)-prosjektet vil forlenge olje- og gassproduksjonen på Statfjord-feltet med ytterligere ni år.

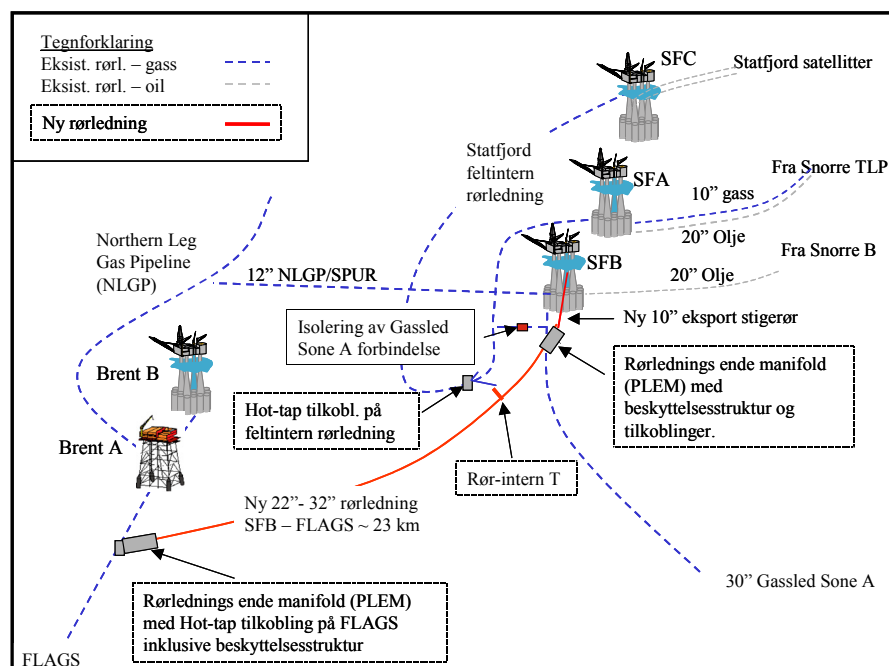
Som en del av Statfjord Senfase-prosjektet foreslår Statoil på vegne av partnerne i Statfjord-lisensen, å legge en ny 23,2 km gassrørledning mellom Statfjord B-plattformen og et punkt på FLAGS-rørledningen (Far North Liquids and Gas System) 1,4 km sør for Brent Alpha-plattformen Figur D-2. Ca. 15,5 km av den nye gasseksportørledningen vil ligge på britiske side av sokkelgrensen. Rørledningen vil ha kapasitet til å transportere all gass som produseres på Statfjord til Storbritannia. Produksjonsstart for Statfjord Senfase er planlagt til oktober 2007.

Den norske andelen av gassen fra Statfjordfeltet transporteres i dag via Gassled rørledningen fra Tampen til Kårstø (Gassled Sone A) for prosessering, mens den britiske andelen transporteres via Spur-ledningen og NLGP til FLAGS for prosessering ved St. Fergus i Skottland. Utbygging av Statfjord Senfase (SFSF) innebærer en økning i gasstransporten fra 7,7 GSM<sup>3</sup> i referansealternativet (dagens dreneringsstrategi) til 42,5 GSM<sup>3</sup> i SFSF. Flere alternativer for gasseksport fra SFSF er tidligere vurdert og sammenlignet.

Resultatet av vurderingene viste at alternativet med eksport av all gass til FLAGS via en ny eksportørledning (Tampen Link) kom best ut. Alternativet ble etablert som basisalternativ. For at den nye rørledningen skal ha tilstrekkelig kapasitet for gassmengdene fra SFSF må rørledningen ha en diameter på minimum 22" (ytre diameter).

I etterkant av valg av feltkonsept og løsning for gasseksporten for Statfjord Senfase (Tampen link), har andre operatørselskaper på norsk sokkel uttrykt interesse for å bli medeiere i den nye eksportørledningen. Bakgrunnen er blant annet begrenset kapasitet for gassprosessering på Kårstø i forhold til samlet behov på norsk kontinentalsokkel. En transportanalyse gjennomført av Gassco (Operatør for transportsystemet for gass på norsk sokkel) indikerer et kapasitetsbehov i Tampen Link som vil innebære en rørledningsdimensjon på 32". En slik løsning vil bidra til økt fleksibilitet for gasseksport fra Tampen-området og samtidig muliggjøre optimalisering av verdien av norsk gass ved transport av gassen til det markedet som gir høyest pris.

Utvendig diameter (OD) på den nye rørledningen vil enten være 22" eller 32" – endelig valg vil bli tatt i 2005. Begge alternativer er dekket i denne utredningen. Der det er vesentlige konsekvensmessige forskjeller mellom alternativene, er dette tydeliggjort i teksten.



Figur D-2 : Foreslått planskisse over den nye gasseksportørledningen

Den nye rørledningen vil bli produsert av karbonstål og vil ha et beskyttende asfaltbelegg og et 40-60 mm tykt betongbelegg for å hindre korrosjon, beskytte og stabilisere røret. Rørledningen vil bli lagt direkte på havbunnen enten på konvensjonell måte (dvs. langs en mer eller mindre rettlinjet trasé mellom Statfjord B og tilkoblingspunktet på FLAGS) eller i en 'slangeformasjon der rørledningen legges i langstrakte laterale buktninger (svinger). Dersom røret legges på konvensjonell rettlinjet måte må rørledningen steindumpes for stabilisering med totalt 27 000 m<sup>3</sup> stein i 22"-alternativet og 88 000 m<sup>3</sup> stein i 32"-alternativet. En 'slangeformet rørledning vil kreve 7 000 m<sup>3</sup> i 22"-alternativet og 8 000 m<sup>3</sup> i 32"-alternativet. Forskjellen skyldes at de langstrakte buktningene i seg selv virker stabiliserende ved at de vil absorbere evt. bevegelser i rørledningen. Det er foreløpig ikke endelig avgjort om rørledningen vil bli lagt fra et ankerbasert leggefartøy eller fra et dynamisk posisjonert (DP) fartøy. Begge alternativer diskuteres i utredningen.

Den nye eksportørledningen vil bli koblet til Statfjord B-plattformen via et nytt 0,48 km langt, 10" stigerør. Den nye eksportørledningen vil bli koblet til FLAGS via et nytt Hot Tap T-stykke som påbores og sveises til eksisterende FLAGS-rørledning. Alle tilkoblinger ved Statfjord og FLAGS vil bli stabilisert med grus og stein og utstyrt med overtrålbare beskyttelsesstrukturer.

Installasjonsarbeidene for den nye rørledningen med tilhørende steindumping vil finne sted i perioden

april til juni 2006. Trykktesting, tørking og øvrig klargjøring vil gjennomføres i perioden august til oktober 2007.

## **D.2 Det eksisterende miljøet og overordnet miljøkonsekvensvurdering**

Tabell D-1 gir en oversikt over sårbare naturressurser i området for den planlagte rørledningen. Det fremgår av tabellen at sårbare miljøressurser og en relativt betydelig fiskeriaktivitet er representert innenfor prosjektområdet gjennom hele året.

Statfjord Senfase berører et mindre område midt i Nordsjøen. I det aktuelle området er både miljøressursene og fiskeriaktiviteten relativt jevnt fordelt utover et større område. Området som blir direkte berørt av rørleggingsprosjektet er meget lite, og potensialet for konflikt med miljø og fiskeriinteresser vil være tilsvarende begrenset.

Installasjonsfasen for den nye rørledningen er den prosjektaktiviteten som vil ha størst påvirkningen på omgivelsene. Denne fasen er kun midlertidig og vil være av kort varighet (april-juli 2006 og august-oktober 2007).

Det er disse grunner lite sannsynlig at prosjektet vil ha vesentlige konsekvenser for miljø eller fiskeri.

**Tabell D-1: Miljøsensitiviteter –sammendrag**

FARGE NØKKELE	Svært høy sensitivitet										
	Høy sensitivitet										
	Moderat sensitivitet										
	Lav sensitivitet										
	Ikke undersøkt/ ingen data tilgjengelig										
jan.	feb.	mar.	apr.	mai	jun.	jul.	aug.	sep.	okt.	nov.	des.
<b>Sannsynlig prosjekttimeplan: april 2006 til oktober 2006</b>											
<b>Plankton</b>											
Plankton er sårbare overfor utslipp av olje og kjemikalier, men på grunn av den store utbredelsen foreligger det ingen direkte trussel mot bestandens levedyktighet. Indirekte innvirkninger kan forekomme for organismer lengre oppe i næringskjeden. De viktigste oppblomstringsperiodene er vår og sommer. Eventuelle konsekvenser av olje- og gassaktivitetene til havs, herunder legging av rørledningen, vil sannsynligvis bli små i forhold til den naturlige variasjonen.											
<b>Bunndyr</b>											
Den bentiske faunaen er en viktig næringskilde for fisk og skalldyr, og den er sårbare overfor de forstyrrelser av havbunnen som sannsynligvis vil forekomme under leggingen av rørledningen. Det er imidlertid ikke kjent at det forekommer sjeldne bentiske arter i området, og bunndyrsamfunnene i utbyggingsområdet er lik andre samfunn som finnes i hele det omkringliggende området. Prosjektet utgjør derfor ingen direkte trussel mot bærekraftigheten i de lokale bunndyrsamfunnene.											
<b>Marine pattedyr</b>											
Nise er den vanligste hvalarten i området, og antallet er størst i juli. Få andre hvalarter er observert langs den planlagte rørledningstraseen, men spekkhogger, vågehval, kvitnos, kvitskjeving og rissodelfin er observert i tiliggende områder. Marine pattedyr er sårbare overfor kjemiske utslipp, støyforstyrrelser fra skipstrafikk og skade pga. sammenstøt med fartøyer.											
<b>Fiskebestander</b>											
Fisk er sårbare overfor forurensning, særlig i egg-, larve- og ungfiskstadiene. Traseen for den planlagte rørledningen krysser gyteområder for torsk, hyse, sei og øyepål. Med unntak av torsk er fiskebestandene i området å finne i store områder i Nordsjøen, og det foreligger derfor ingen direkte trussel mot bestandens bærekraftighet. Denne delen av Nordsjøen er imidlertid et viktig gyteområde for torsk. Den største aktiviteten i forbindelse med leggingen av rørledningen vil ikke sammenfalle med den viktigste gyteperioden for torsk (februar og mars).											
<b>Fiskeri</b>											
Utbyggingsområdet har "moderat" kommersiell verdi. Det foregår fiske hele året, men fiskeinnsatsen er lavere i desember og januar. Området har både pelagiske og bunnlevende fiskearter. Selv om bunntråling er den dominerende fangstmetoden, er det pelagiske arter som makrell og sild som har dominert fangsten de siste årene. Fra 1999 til 2003 foregikk fangsten av pelagiske arter hovedsaklig fra oktober til desember. Viktigste perioden for konsumtråling på norsk side er januar og februar											
<b>Sjøfuglbestander</b>											
JNCC har beskrevet sjøfuglens sårbarhet overfor overflateforurensning i dette området som "lav" til "moderat" mesteparten av året, men "høy" i juli, oktober og november. Sårbarheten er knyttet til plasseringen av det planlagte utbyggingsområdet i forhold til øyene nord av Skottland (særlig Shetland), som er svært viktige for et stort antall sjøfugl i hekkesesongen. Blant de viktige artene i området er havhest, sule, krykkje og jo.											
<b>Bevaringsområder</b>											
Basert tilgjengelig informasjon finnes det ingen verneverdige rev eller andre habitater som er listet i vedlegg i området for den planlagte rørledningen. Nise er den eneste arten som er listet i vedlegg II som man vet forekommer i denne delen av Nordsjøen. JNCC og andre organer analyserer for tiden data for distribusjon av nise i britisk farvann for å finne ut om det finnes områder som er egnet som SAC. Ingen områder er utpekt som verneverdige.											

### D.3 Miljøkonsekvensenes signifikans og avbøtende tiltak

Det er gjennomført en risikobasert vurdering for å identifisere omfanget av miljøkonsekvenser som kan oppstå som følge av den planlagte utbyggingen. Signifikante miljøkonsekvenser og Statoils planlagte

avbøtende tiltak oppsummeres i Tabell D-2 og diskuteres i detalj i kapittel 7. Tabell D-3 oppsummerer påvirkningene og risikoene som ble vurdert som ikke-signifikante (nærmere diskusjon og begrunnelse i kapittel 6.2). Ingen miljøpåvirkninger ble vurdert som svært signifikante.

**Tabell D-2: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak**

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
<b>Fysisk tilstedeværelse av leggefartøyer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Midlertidige arealbeslag i utbyggingsperioden (0,8-12,6 km<sup>2</sup>) i et område med moderat aktivitetsnivå mht. fiske og skipstrafikk.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Informasjon om arbeidet i forbindelse med installasjon av den nye rørledningen vil bli kunngjort gjennom meldinger ("etterretninger") til sjøfarende i UK og Norge.</li> <li>Området hvor arbeidet foregår vil til enhver tid ble overvåket mht. annen skipstrafikk. Rørleggingsfartøyet vil varsle skip og fiskefartøyer som nærmer seg det aktuelle området.</li> <li>Varigheten av aktiviteter som medfører arealbeslag vil kun være 2-3 måneder .</li> </ul>
<b>Oppankring av fartøyer under legging av rørledningen.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>På leirholdige havbunnsedimenter kan det danne seg haugformede ankermerker som potensielt kan utgjøre en konflikt for fiske med bunntål.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nøyaktig plassering av ankere vil bli planlagt.</li> <li>Det vil bli brukt et fjernstyrt undervannsfartøy for å kontrollere at ankerene blir riktig plassert i ettertid av operasjonen</li> <li>Den ferdige rørledningstraseen vil bli kartlagt med sikte på å identifisere eventuelle obstruksjoner på havbunnen.</li> <li>Statoil vil gjennomføre utjevning av eventuelle betydelige ankermerker ved bruk av egnede metoder.</li> </ul>
<b>Installasjon av rørledningen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rørleggingsoperasjonen vil forstyrre havbunnsedimentene og bunndyrene som lever i eller på disse sedimentene. Virkningene er avgrenset til et lite område direkte under rørledningen og steindumpingene.</li> <li>Rørledningen og steindumpingene vil skape et nytt habitat for bunndyr som lever på harde overflater, samt utgjøre et tilleggshabitatet for fisk som lever i huler/sprekker.</li> <li>Potensielle hindringer for kommersielt fiske (se også Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kartlegging av havbunnen langs rørledningstraseen er allerede gjennomført, og er brukt for å planlegge en optimal trasé.</li> <li>Et dedikert fartøy vil være til stede under leggingen for å sikre rett plassering av rørledningen.</li> <li>Steindumpingene vil bli overvåket med sonar og etterkontrollert med fjernstyrt undervannsfartøy.</li> <li>Det vil bli søkt om Pipeline Works Authorisation (PWA).</li> <li>Informasjon om lokalisering og utforming av steindumpingene vil bli gjort tilgjengelig for fiskere og fiskeriinteresser.</li> <li>Valg av steinstørrelse og steindumpingenes utforming vil bli gjort med tanke på å minimere risikoen for konflikt med fiskeriaktiviteten i området.</li> </ul>
<b>Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tiltaket vil ikke medføre noen form for hindring for utøvelsen av militære øvelser siden området ikke benyttes til dette formål.</li> <li>Ubetydelig reduksjon av fiskbart areal siden alle havbunnsinstallasjoner vil være å betrakte som overtråkbare.</li> <li>Skade på eller tap av fiskeutstyr forårsaket av at utstyret henger seg opp i rørledningen, havbunnsstrukturer eller steindumpingene.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ingen spesielle avbøtende tiltak er planlagt.</li> <li>Sjøfarende vil bli underrettet om nøyaktig lokalisering og dimensjoner på alle havbunnsinstallasjoner.</li> <li>Alle havbunnsinstallasjoner, inkludert rørledninger, vil bli registrert på sjøkart.</li> <li>Rørledningen, beskyttelsesstrukturer (over HTT og PLEM) og steindumpingene vil bli konstruert slik at de ikke hindrer fiskeaktivitet. Alle strukturer vil være overtråkbare.</li> <li>Havbunnen vil bli kartlagt etter leggingen av rørledningen, og eventuelle hindringer vil bli fjernet eller jevnet ut.</li> </ul>

**Tabell D-2 (forts.): Signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak**

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Rørledningskjemikalier	<ul style="list-style-type: none"> <li>Toksisitet av kjemikalier ved utslipp av kjemikalieholdig sjøvann som rørledningen er fylt med. Fortynningsmodellering av utslippene viser en mindre lokal effekt i det umiddelbare nærområdet til utslippspunktet på rørledningens endemanifold (PLEM) 1,4 km sør for Brent A plattformen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Detaljerte risikoberegninger for utslippet av kjemikalier med rørledningsvannet vil bli gjennomført i henhold til den britiske kjemikalieforskriften (<b>Offshore Chemicals Regulation 2002</b>).</li> <li>Søknaden om tillatelse vil være ledsaget av en PON 15C som krever at bare godkjente kjemikalier kan velges og at kjemikalieutslipp skal være gjenstand for risikovurdering. Statoil vil rette seg etter alle pålegg som myndighetene eventuelt stiller.</li> <li>Operasjoner knyttet til vannfylling, måling, testing, tømming og tørking av rørledningen vil bli planlagt og utført av erfarne og spesialiserte leverandører, og utførelsen av arbeidet vil bli overvåket av Statoil.</li> <li>Leverandører vil være underlagt strenge krav om å overholde vilkårene i tillatelsen til kjemikalieutslipp.</li> <li>Utslippene vil skje fra på forhånd fastsatte punkter, bli kontrollert ved hjelp av hensiktsmessig utstyr og prosedyrer, og bli utført i henhold til spesifikasjoner.</li> <li>Eksisterende beredskapsplaner omfatter krav i forbindelse med utilsiktede utslipp av kjemikalier.</li> </ul>
Utilsiktet utslipp av diesel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diesel fordampes og dispergeres raskt. Det forventes ingen restpåvirkning på det lokale miljøet.</li> </ul>	<p>Statoil vil etablere en rekke avbøtende tiltak for å redusere risikoen for oljesøl fra involverte fartøyer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Leggefartøyet vil til en hver tid overvåke sikkerhetssonen rundt leggefartøyet.</li> <li>Leggefartøyet vil være utstyrt med alt nødvendig navigasjons- og kommunikasjonsutstyr.</li> <li>Alle berørte maritime myndigheter og fiskeorganisasjoner vil bli underrettet om planlagte aktiviteter i forbindelse med legging av rørledningen.</li> <li>I henhold til MARPOL 73/92 skal leggefartøyet og andre fartøyer som omfattes av regelverket, ha etablerte beredskapsplaner for oljeforurensning om bord. (Shipboard Oil Pollution Emergency Plans - SOPEP).</li> <li>Disse planene beskriver nærmere hvilke tiltak som skal iverksettes ved oljelekkasje på et skip.</li> <li>Fartøyer skal ha utstyr ombord som ved mindre forurensningshendelser, setter dem i stand til å samle opp og håndtere forurensende stoffer ombord.</li> <li>Hvis det mot formodning skulle oppstå et større utslipp, har fartøyet muligheten til å trekke inn organisasjoner som har spesialisert seg på oljevern til havs og som kan bistå på stedet om nødvendig. Disse tredjeparts spesialiserte oljevernoperatører hentes evt. inn under fartøyoperatørens forsikringsavtaler.</li> <li>Statoil har også etablerte avtaler med tredjeparts oljevernspesialister</li> </ul>

**Tabell D-3: Ikke-signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak**

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Støy fra fartøyer under legging av rørledningen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Støy kan potensielt forstyrre marine pattedyr i området. Det forventes kun lave tettheter av marine pattedyr i området.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Støy minimeres ved bruk av godt vedlikehold utstyr</li> </ul>
Kraftproduksjon ombord i fartøyer under legging og avviking	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kortsiktig, lokal forringelse av luftkvaliteten rundt eksosutløpene.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utslippene vil bli holdt så lave som mulig gjennom godt vedlikehold av maskineri.</li> <li>Etterlevelse av IMO/MARPOL krav.</li> </ul>
Utslipp av behandlet lensevann fra fartøyer under legging og avviking	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lokalisert forringelse av sjøvannskvaliteten omkring utslippspunktet.</li> <li>Mulighet for dannelse av oljeflak. Lokale miljøbetingelser vil medføre rask spredning og fortynning av eventuelle hydrokarbonutslipp.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Behandling av lensevann før utslipp.</li> <li>Etterlevelse av IMO/MARPOL krav.</li> <li>Fartøyrevisjoner.</li> </ul>
Spillvannsutslipp fra fartøyer under legging og avviking av rørledningen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Lokal økning av biologisk oksygen forbruk (BOF) omkring utslippspunktet.</li> <li>Strømforholdene til havs medfører rask spredning og fortynning av spillvannsutslippet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Behandling av spillvann før det slippes ut eller oppsamling om bord for skiping til land.</li> <li>Etterlevelse av IMO/MARPOL krav.</li> <li>Fartøyrevisjoner.</li> </ul>
Utslipp av metallioner fra offeranoder (korrosjonsbeskyttelse)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Utslipp av metallioner til vannsøylen og havbunnen.</li> <li>Anodemetaller vil forekomme i svært lave konsentrasjoner og vil være uten giftvirkninger.</li> <li>Rask spredning og fortynning i havområdet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ingen særlige avbøtende tiltak planlagt</li> </ul>
Fallende gjenstander under produksjonsvirksomhet og avviking	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mulig hindring for fiske.</li> <li>Utvikling av kunstige substrata som kan koloniseres av organismer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Etterlevelse av prosedyrer og bruk av sertifisert utstyr.</li> <li>Opphenting av større skrapgjenstander fra havbunnen.</li> </ul>
Fjerning av PLEM, HTT og andre former for intervensjoner på havbunnen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Midlertidig forstyrrelse av havbunnen og bunndyrsamfunn innenfor et meget lite område.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sjøbunnsundersøkelse vil bli gjennomført dersom dette vurderes som nødvendig i det enkelte tilfelle.</li> </ul>

#### D.4 Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting

Den vesentligste investeringskostnaden for den nye gasseksportløsningen vil være knyttet til rørledningen og tilhørende gasseksport/gassimport utstyr på Statfjord B plattformen. Basert på de foreliggende kostnadsestimat vil utbyggingen resultere i en samlet investeringskostnad på over 1.5 milliarder 2004 NOK. Fabrikasjon og installering av gasseksportløsningen vil gi muligheter for leveranser av varer og tjenester for private bedrifter i perioden 2005 – 2007.

Beregning av sysselsettingsvirkninger er basert på en empirisk modell. Samlet sett vil gasseksportløsningen (22" Tampen Link) skape en sysselsettingsvirkning i de tre årene i størrelsesorden 2 300 til 3 200 årsverk inkludert konsumvirkningen.

En økning av dimensjonen på Tampen Link til en 32" rørledning vil bidra til at investeringskostnaden øker med om lag 130 millioner 2004 NOK og sysselsettingsvirkningen med om lag 200 årsverk.

#### D.5 Konklusjoner

Det fremlegges i denne konsekvensutredningen tilstrekkelig informasjon om prosjektet og om miljø og brukerinteresser i influensområdet til at det kan foretas en fullstendig vurdering av konsekvensene som installasjon og drift av den nye rørledningen vil medføre.

Kjemikalierne som skal brukes ved klargjøring av den planlagte rørledningen vil i hovedsak bli sluppet ut på britisk side av sokkelgrensen, og vil være underlagt en egen tillatelse i henhold til den britiske kjemikalieforskriften (**Offshore Chemicals Regulations 2002**). Forskriften krever at operatører kun bruker forhåndsgodkjente kjemikalier og at de underbygger sin søknad om tillatelse ved detaljert kjemisk produktinformasjon og at miljørisikovurderinger er gjennomført for hvert kjemikalie som skal slippes ut. Statoil vil overholde alle krav i forskriften.

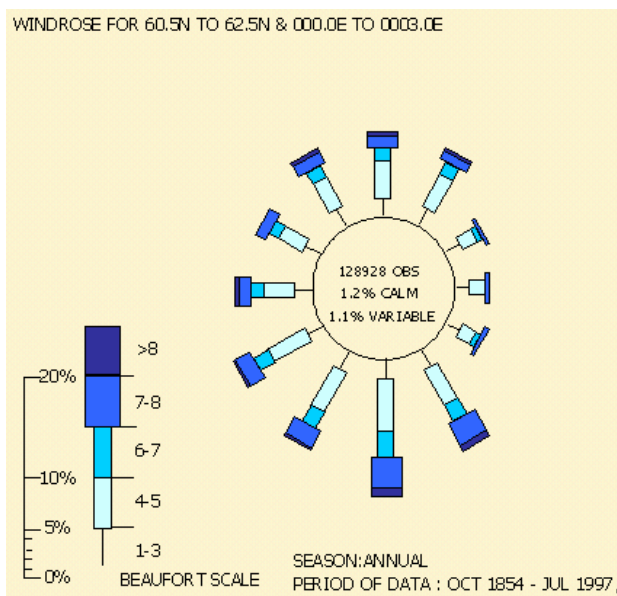
Mulig miljøpåvirkning fra prosjektet kan oppsummeres i følgende punkter:

- Statfjord Senfase berører et mindre område midt i Nordsjøen. I det aktuelle området er både miljøressursene og fiskeriaktiviteten relativt jevnt fordelt utover et større område. Området som blir direkte berørt av rørledningsprosjektet er meget lite, og potensialet for konflikt med miljø og fiskeriinteresser vil være tilsvarende begrenset.
- Selve installasjonen av den nye rørledningen er den prosjektaktiviteten som vil ha størst påvirkningen på omgivelsene. Denne fasen er midlertidig og av kort varighet
- Influensområdet for rørledningsdelen av Statfjord Senfase prosjektet omfatter ingen habitater som er listet i vedlegg I til **EUs habitatdirektiv**.
- Sjøfugl i det aktuelle området midt i Nordsjøen kan være sårbare overfor oljeforurensning på havoverflaten i juli og i perioden oktober/november. Statoil har etablert prosedyrer som sikrer at alle nødvendige tiltak for å forebygge uhellsslipp er iverksatt.
- Fiskeriinnsatsen i det berørte området er moderat. Den mest anvendte fangstmåten er bunntrål. Konflikten med fiskeriinteressene i driftsfasen for Tampen Link vurderes som minimal siden alle undervannsinstallasjoner er utformet slik at de er overtrålbare. Under selve installasjonen av røret vil enkelte ferdelsrestriksjoner måtte påregnes i området pga av tilstedeværelsen av leggefartøyet og eventuelle ankerlinjer fra dette. Det vil bli etablert varslings- og overvåkingsprosedyrer slik at konflikt med fiskeriinteressene og øvrig skipstrafikk i størst mulig grad kan forhindres.
- Det er av disse grunner lite sannsynlig at prosjektet vil ha vesentlige konsekvenser for miljø eller fiskeri.

## Vedlegg E Beskrivelse av miljøet

### E.1 Meteorologi

Nordsjøen ligger i den tempererte klimasone. Klimaet er påvirket av tilførsel av relativt varmt havvann fra Atlanterhavet og av store vestlige luftstrømmene som ofte inneholder lavtrykkssystemer /73/. Omfanget av denne påvirkningen varierer over tid, og om vinteren avgjør den nordatlantiske oscillasjonsindeksen (NAO-indeksen – en trykkgradient mellom Island og Azorene) styrken og varigheten av de vestlige vindene. Klimaet i Nordsjøen kjennetegnes av store variasjoner i vindretning og vindhastigheter, betydelig skydekke og relativt store nedbørmengder /73/.



**Figur E-1: Årlig vindrose i området for den planlagte rørledningsutbyggingen**

Figur E-1 viser typisk fordeling av vindstyrke og -retning i prosjektområdet. Vinden i denne delen av Nordsjøen kommer oftest fra sørlig til sørvestlig retning. Vindstyrke over 7 (28 m/s) forekommer oftest i løpet av vintermånedene (september til mars), og alle vindretninger kan

forekomme. Om sommeren (mai til august) er vindhastigheten generelt mye lavere, med dominerende vindstyrke mellom 4 og 6 (5-14 m/s) /52/.

### E.2 Oseanografi

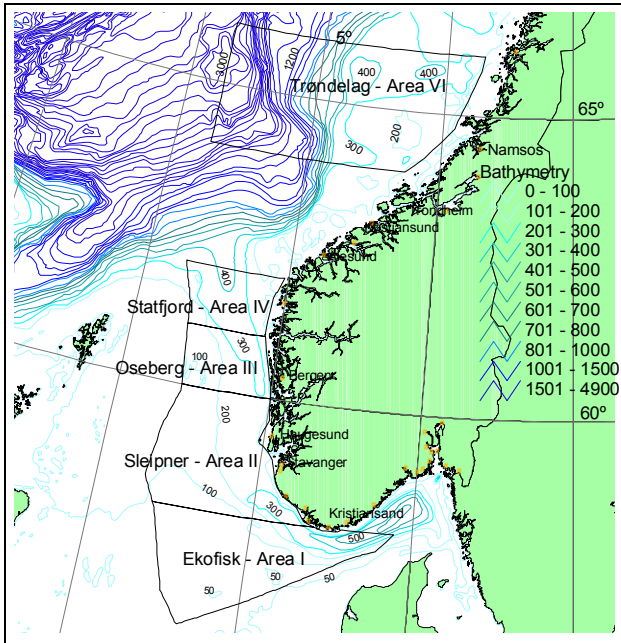
#### E.2.1 Havbunnstopografi

Havbunnstopografien i influensområdet fremgår av Figur E-2. I figuren er også områdeinndelingen som benyttes ved miljøovervåkingen på norsk sokkel vist. Denne vil bli hyppig referert til i det følgende.

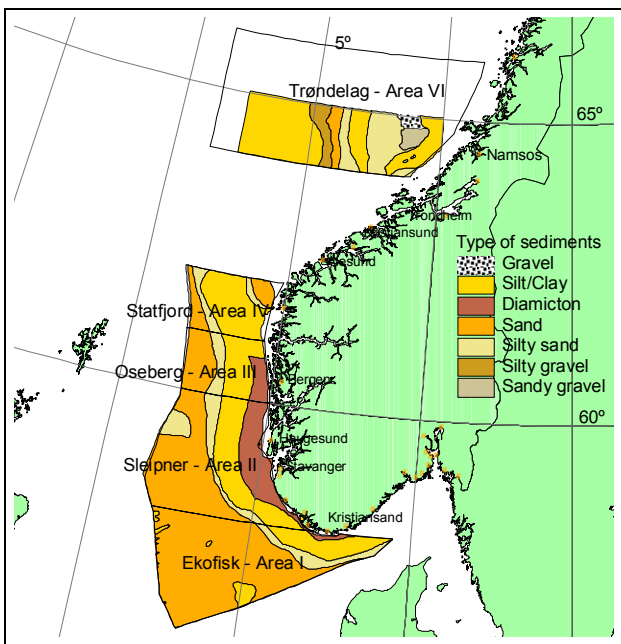
Norsk sektor i Nordsjøen er dominert av det relativt grunne Nordsjøplataet (ca. 100 m dypt) og den dypere Norskerenna (300-400 m dyp). Norskerenna følger norskekysten gjennom Ekofisk-, Sleipner-, Oseberg- og Statfjord-områdene. Vest og sør av Norskerenna er det en gradvis stigning opp til Nordsjøplataet. I nord er Trøndelagsområdet dominert av et bredt og relativt dypt sokkelområde i øst og dypere farvann utenfor kontinentalsokkelen i vest (ned til 3000 m).

Områdene rundt Ekofisk og Sleipner ligger på det grunne Nordsjøplataet. I nordre del av Nordsjøen smalner norsk sektor inn, og Norskerenna og dens vestlige skråning er de dominerende trekkene i Oseberg-området og særlig i Statfjord-området. Områdene på britisk side i nordlige Nordsjøen har et relativt ensartet dyp på mellom 100 og 150 meter og svakt skrånende mot nord.





**Figur E-2: Batymetri i områdene for miljøkartlegging.**



**Figur E-3: Sedimentdistribusjon i Nordsjøen**

### E.3 Sedimentkarakteristikk

Sedimentene på Nordsjøplataet består hovedsakelig av sand, som generelt blir mer finkornet med økende dyp ned til ca. 120 m (Figur E-3). Finkornet og siltaktig sand forekommer på plataet på større

dyp enn 120 m, og i den vestre skråningen i Norskerenna på dyp mellom 120 og 300 m.

Sedimentene i de grunne delene av Ekofisk- og Sleipner-området består hovedsakelig av sand. I Oseberg- og Statfjord-områdene er det sandsedimenter i de vestlige delene, mens sedimentene i Norskerenna består av silt og leire. De sentrale delene av Norskerenna kjennetegnes av en akkumulering av sediment.

Uforstyrrede sedimenter i Nordsjøen har vanligvis en grå-grønn farge, og er aerobe (god oksygentilgang). Sedimentene har en merkbart mørkere farge i områder hvor forurensning har ført til redusert oksygentilgang. Dette skyldes at det dannes sulfider i fravær av oksygen. Evt. akkumulasjon av olje i sedimentet kan lett observeres ved syn og lukt.

Som vist ovenfor varierer distribusjonen av partikkelstørrelse i sedimentene fra svært grovkornet sand til leire og fint mudder. Mange bunnlevende organismer er tilpasset bestemte partikkelstørrelser i sedimentene, slik at en endring av denne parameteren vil ha innvirkning på bunndyrsamfunnet. Fordelingen av partikkelstørrelser i sedimentet er primært en indikasjon på de rådende strømforholdene i området, men vil også kunne påvirkes av antropogene utslipp. Finkornede sedimenter finnes der det er relativt lite strøm, mens sterk strøm gir grovere bunnsedimenter. Utslipp fra oljeindustrien (f.eks. boreutslipp) er eksempel på et menneskeskapt utslipp som kan påvirke fordelingen av partikkelstørrelser i sedimentene.

Mengden av organisk materiale i sedimentene avhenger av avsetningen av organisk materiale fra planter og dyr i vannsøylen over. Under normale forhold vil bentisk fauna og bakterier bryte ned organiske avsetninger i samme tempo som avsetningene skjer, slik at det ikke vil forekomme akkumulasjon av organisk materiale i sedimentet. I enkelte områder har menneskelig aktivitet ført til økt organisk innhold i sedimentene

De naturlige konsentrasjonsnivåene for kjemiske parametere som totale hydrokarboner (THC), aromatiske hydrokarboner, dekaliner og metaller i sedimentene varierer med sedimenttype og sedimentstruktur. Sammensetningen av den bentiske faunaen er også påvirket av sedimenttypen.

Under uforstyrrede forhold er antallet tilstedeværende arter (dvs. artsrikdommen) relativt høyt og det er en relativt jevn fordeling av antall individer pr. art. Tabell E-1 oppsummerer typiske

bakgrunnsverdiene for kjemiske og biologiske parametere som benyttes i oljeindustriens miljøovervåkingsprogrammer.

**Tabell E-1 Bakgrunnsnivåer i sedimenter**

Parameter	Bakgrunnsnivå				
	Region I Ekofisk	Region II Sleipner	Region II Oseberg	Region IV Staffjord	Region VI Trøndelag
Samlet antall bakgrunnsstasjoner	12	23	18	17	17
Dybde (m)	65 - 87	71 - 123	93 - 356	115 - 330	212 - 434
Gjennomsnittlig partikkelstørrelse (Md)	2,5 - 3,6	1,6 - 3,9	2,6 - 9,8	1,1 - 6,1	3,0 - 6,4
Bly (kg)	6,0 - 9,7	2,4 - 6,1	1,9 - 46,5	4,0 - 15,6	9,2 - 26,2
Kadmium (kg)	0,003 - 0,020	0,003 - 0,023	0,004 - 0,113	0,030 - 1,8	0,030 - 0,080
Barium (kg)	6 - 118	6 - 176	14 - 462	30 - 554	48 - 220
THC (kg)	3,6 - 6,8	2,0 - 11,3	1,2 - 13,6	1,0 - 12,8	1,1 - 4,9
Mangfold (Shannon-Wiener-indeks)	3,7 - 5,2	3,2 - 6,1	3,6 - 5,7	4,8 - 5,8	4,6 - 6,2
Antall arter pr. stasjon	65 - 87	67 - 158	52 - 139	80 - 135	41 - 133
Ant. individer pr. stasjon (0,5m <sup>2</sup> )	462 - 931	402 - 2744	293 - 1704	98 - 2280	127 - 631

\*Bakgrunnsnivået er verdiene for de regionale stasjonene og referansestasjonene på feltene.

#### E.4 Havstrømmer og vannmasser

Vannmassene i Nordsjøen består av havvann fra Nordatlanten og tilsig av ferskvann fra tiliggende landmasser. Havbunntopografiske hovedtrekk er bestemmende for sirkulasjonen og den vertikale blandingen av vannmassene. Tendensen er at strømmene konsentreres i områder med bratt skråning, der den følger dybdekotene. Større havstrømmer i Nordsjøen fremgår av Figur E-4.

Hovedtilsiget av vann til Nordsjøen består av vann fra Atlanterhavet som følger 200 m dybdekoten nord for Shetlandsøyene og strømmer sørover inn i Nordsjøen langs vestre skråningen av Norskerenna. En mindre strøm, Fair Isle-strømmen, følger 100 m dybdekoten og strømmer inn i Nordsjøen mellom Shetland og Orknøyene. Denne strømmen er en blanding av kystvann og atlantehavsvann som krysser den nordlige delen av Nordsjøen i omlag 100 m dyp i et smalt bånd kjent som Dooley-strømmen. I sørlige del av Nordsjøen strømmer

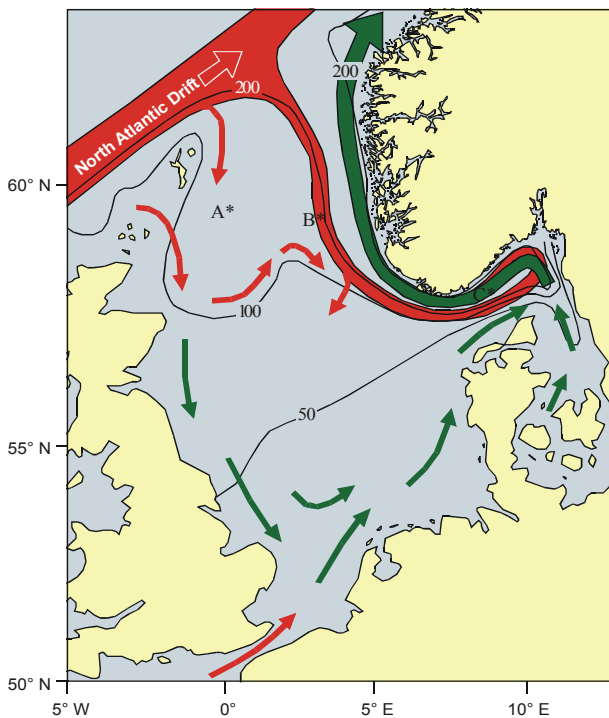
vann fra Atlanterhavet inn gjennom Den engelske kanal og nordover mot Skagerrak sammen med kystvann av lavere saltholdighet.

Den dominante utstrømningen fra Nordsjøen starter i Skagerrak og dannes av alle de nevnte innstrømmende vannmassene, samt vann fra Østersjøen og kystvann fra norskekysten. Denne strømmen som er kjent som den norske kyststrømmen og har et volum på ca. 1 million m<sup>3</sup>/s når den forlater Nordsjøen. Sirkulasjonen i Nordsjøen blir forsterket av sørvestlige vinder Sirkulasjonen er derfor vanligvis kraftigere om vinteren enn om sommeren.

Den nordatlantiske strømmen (Golfstrømmen) krysser innløpet til Nordsjøen og strømmer nordover langs den norske kontinentalskråningen med en nedre dybdegrens på 500-600 m langs kystskråningen utenfor Trøndelag. Kystvannet danner en kile som ligger over det tyngre atlantehavsvannet. Grensen for hvor langt til havs kystvannet strekker seg ut fra kysten, varierer med årstiden, og utstrekningen er vanligvis størst om

vinteren. Vannmassene på større dyp (dypere enn 600 meter) utenfor Møre og Trøndelag domineres av en blanding av atlantehavsvann og de øvre sjiktene av dypvann fra Nordsjøen (Norskerenna).

Bunnstrømmene kan avvike fra de dominante overflatestrømmene og varierer med årstidene. I de kystnære, østre delene av Norskerenna fører havbunnstopografi til at strømmen avviker fra den dominerende nordlige retningen. De sentrale delene av renna er preget av stor variasjon i bunnstrømmene med dominans av nordlige og østlige strømmer. Langs vestskråningen i Norskerenna har vannet under 100 m en ganske stabil strømretning mot sør-sørvest og sørøst. I store områder i sentrale og nordlige deler av Nordsjøen blir bunnvannet nesten stillestående om sommeren, særlig på dybder under 70 m. Unntaket er områder hvor havbunnen er sterkt skrånende.



Gjengitt med tillatelse fra Havforskningsinstituttet, Bergen.

**Figur E-4: Større havstrømmer i Nordsjøen**

Maksimal tidevannsstrøm på overflaten varierer fra 0,25 til 0,5 m/s i det meste av den nordlige Nordsjøen, og på Orknøy/Shetlands-plataet er den i

overkant av 1,0 m/s /46/. Målinger på Brent feltet tyder på at den gjennomsnittlige tidevannsstrømmen i området varierer fra 0,10 m/s (nippflo) til 0,20 m/s (springflo), med en retning som hovedsakelig går fra nord mot sør.

#### **E.4.1 Temperatur og saltholdighet**

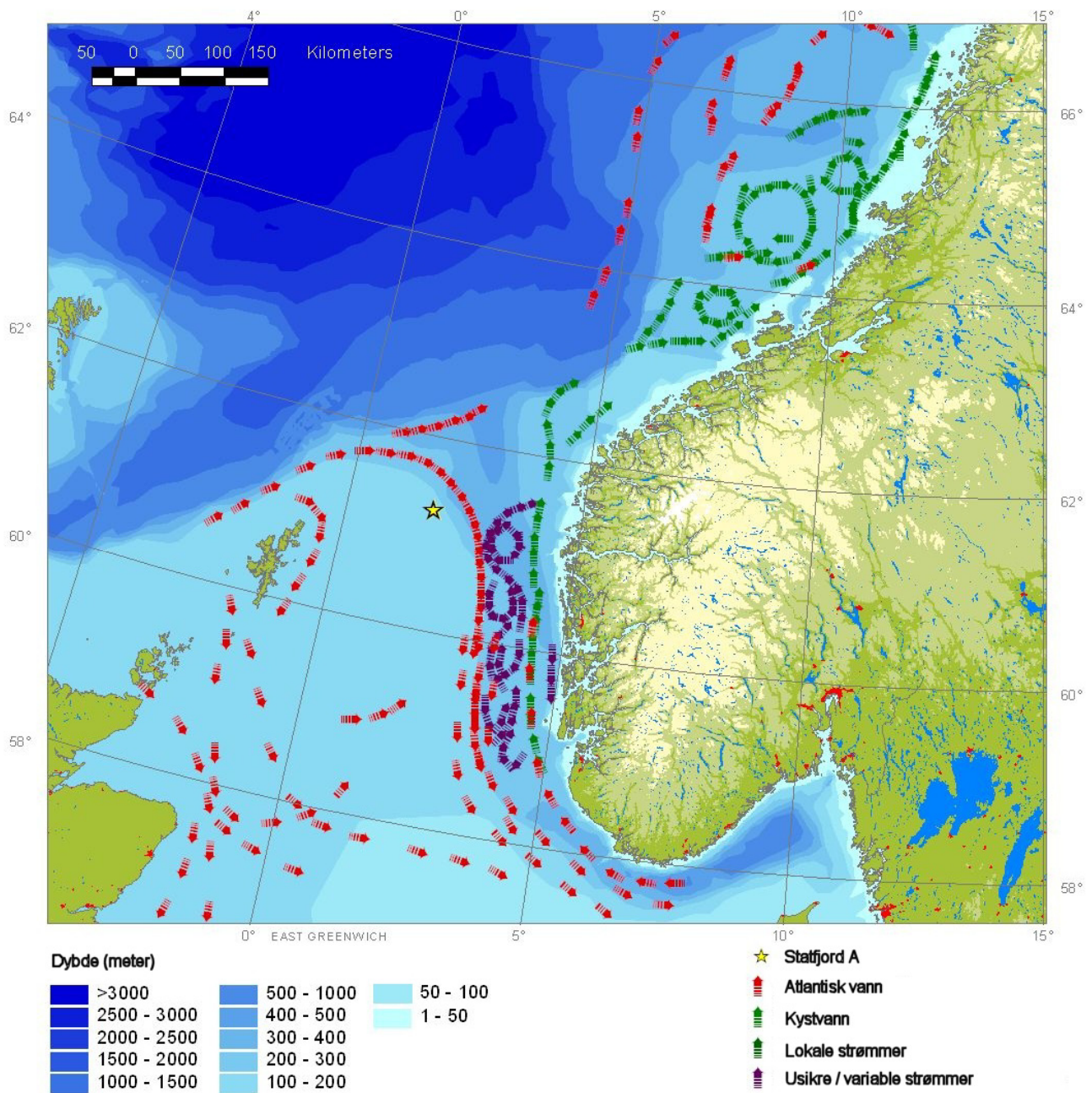
I vintermånedene er den vertikale omblendingen av vannmassene god i de fleste områdene i Nordsjøen. Om våren, etter hvert som soloppvarmingen tiltar, utvikles det et sprangsjikt eller termoklin (en tydelig vertikal temperaturgradient) som skiller de øvre og nedre lagene i vannsøylen. Tettheten i de øvre vannlagene er lavere enn dypere nede, og det oppstår en selvstabiliserende lagdeling. I nordre del av Nordsjøen vil termoklinen typisk finnes på om lag 50 meters dyp. Årstidsbestemt nedkjøling om høsten, samt flere og sterkere stormer, fører til vertikal omblending i vannsøylen og til at termoklinen brytes ned.

Data fra området tyder på at minimums- og maksimumstemperaturene på havbunnen er henholdsvis 3,5°C og 11°C /6/. I de åpne havområdene av Nordsjøen er de årstidsbestemte endringene i saltholdigheten i overflatevannet forholdsvis små /73/. Data for området tyder på at verdiene varierer fra 35 til 35,3 ‰ på alle dyp /6/.

#### **E.5 Biologiske ressurser**

##### **E.5.1 Innledning**

Dette kapittelet beskriver de biologiske ressursene i et stort område rundt Statfjord. Beskrivelsen dekker det definerte influensområdet, dvs. fra sentrale deler av Nordsjøen i sør til det sørlige Norskehavet i nord, og fra norskekysten til Shetland og Skottlands østkyst. Kapittelet drøfter også de biologiske ressursenes generelle sårbarhet overfor utslipp fra olje- og gassaktivitetene til havs, med et særlig fokus på ressursenes sårbarhet dersom det skulle oppstå et akutt utslipp av olje.



**Figur E-5: Havstrømmer og dybder i nordre Nordsjøen og sørlige Norskehavet**

Havstrømmene i Nordsjøen og Norskehavet har stor betydning for transport og fordeling av planktoniske organismer innenfor influensområdet. Fordelingen av plankton vil i neste omgang bestemme fordelingen av biologiske ressurser lenger opp i næringskjeden, som fisk og sjøfugl. Havstrømmene i influensområdet er vist i Figur E-5.

I Nordsjøen dannes det ingen stabile, høyproduktive

virvelstrømmer eller frontsystemer som kan forårsake akkumulasjon av organismer i spesielle områder. Fiskeegg og -larver er derfor generelt spredt over store områder. Transporten av de ulike artenes egg og larver avhenger av de dominerende strømretningene.

Av disse grunner finner vi heller ikke det samme høye antallet av sjøfugl som samler seg i avgrensede områder, slik man ser i Norskehavet og

Barentshavet. Flokkdannelsen kan imidlertid også forekommer i Nordsjøen. Nordsjøen er et av verdens mest biologisk produktive havområder, og er kommersielt viktig /76/. Høy planktonproduksjon gir et rikt marint liv. Nordsjøen er generelt et viktig område for mange arter, blant disse også arter som er sårbare overfor akutt oljeforurensning.

Influensområdet for prosjektet strekker seg også inn i de sørlige delene av Norskehavet. Her strømmer både atlantehavsvann og den norske kyststrømmen nordover. Til forskjell fra i Nordsjøen er bunntopografien i Norskehavet svært viktig for bevegelsene i vannmassene. Dannelsen av virvler og fronter danner grunnlaget for høye konsentrasjoner av fiskelarver som igjen gir grunnlag for høye tettheter av sjøfugl. Den norske kyststrømmen danner virvelstrømmer i de grunnere farvannene på kystsiden av kontinentalsokkelen og spiller en viktig rolle for transportmønstrene for egg og larver i dette området /104/.

Mot vest danner den norske kyststrømmen (som inneholder vann med lav saltholdighet) mer eller mindre klart avgrensede fronter mot atlantehavsvannet, som har høyere saltholdighet. Dette gjør at den biologiske produksjon blir særlig høy. Frontdannelsen er sterkest der flere strømmer flyter sammen, dvs. rundt Frøyabanken, Haltenbanken og Sklinnabanken. Områdene påvirkes også av oppstrømning av næringsrikt dypvann fra Atlanterhavet som ytterligere bidrar til økt produksjon /104/.

De mest sensitive biologiske ressursene som er til stede i analyseområdet, presenteres nedenfor. Analyseområdet inngår i beskrivelsen av ressurser i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, som også dekker relevante deler av Norskehavet /76/. RNU Nordsjøen er den viktigste datakilden i beskrivelsen som følger.

Der det er mulig, er mer oppdaterte data inkludert, f.eks. ved bruk av en oppdatert utgave av Marin Ressurs Data Base (MRDB) (2004), /62/. Det blir også presentert data fra det digitale marine atlaset over Storbritannia og Nord-Irland (United Kingdom Digital Marine Atlas – UKDMAP, /30/) for å gi et mer fullstendig bilde av ressursituasjonen britiske farvann som kan berøres.

### E.5.2 Plankton

Planktonsamfunnet er sammensatt av en rekke planter (fytoplankton) og dyr (dyreplankton) som driver fritt med havstrømmene, og som sammen danner grunnlaget i den marine næringskjeden. Planktonorganismer, først og fremst kopepoder, utgjør en viktig næringsressurs for mange kommersielle fiskearter, f.eks. torsk og sild /21/. Evt. endringer i planktonbestanden vil ha innvirkning på fiskebestandene.

De vanligste artene av planteplankton er diatomeer, dinoflagellater og mindre flagellater. Sammen står de for det meste av primærproduksjonen i Nordsjøen. I den nordlige delen av Nordsjøen domineres planktonsamfunnet av dinoflagellatslekten *Ceratium*. De siste 70 årene er planktonbestandene i Nord-Atlanteren og Nordsjøen blitt overvåket i et kontinuerlig program for innsamling av planktondata (Continuous Plankton Recorder (CPR)), og resultatene fra dette programmet har vist en økning av dinoflagellater og en gradvis reduksjon i diatomeer. Sammensetningen av dyreplanktonsamfunnene er stort sett den samme over hele Nordsjø-området. Den største dyreplanktongruppen er kopepodene, som domineres av *Calanus* spp.

Dyreplanktonarter hvor enkeltindivider kan bli relativt store (megaplankton) omfatter krill, thaliacea (salper og doloider), sifonoforer og meduser (maneter). Fra sensommeren til oktober fører oppblomstringen av salper og doloider til at det dannes store ansamlinger av individer som tærer på næringskildene for andre planteetende plankton. Krillbestanden er stor i hele Nordsjøen og er en av de viktigste næringskildene for fisk og hval /1/.

Endringer i tilførselen av næringsstoffer har innvirkning på størrelsen på planteplanktonbestandene, som i sin tur får innvirkning på energistrømmene i økosystemet og dermed også på overføringen av energi til arter høyere opp i næringskjeden /68/. De fleste planteplanktonarter har en kort maksimal doblingstid, og når lysforholdene og næringstilgangen er god, kan det skje en oppblomstring av disse organismene. I Nordsjøen skjer det en oppblomstring av planteplankton hver vår, ofte fulgt av en mindre oppblomstring om høsten. Slike oppblomstringer om våren og høsten er normale hendelser. Under visse forhold kan det

også forekomme oppblomstringer til andre tider av året. Konsentrasjonen av organismer i disse oppblomstringene kan være svært høy, og noen av artene kan være skadelige. Disse ”skadelige algeoppblomstringene” (Harmful Algal Blooms – HAB) kan ha skadelige virkninger, f.eks. oksygensvikt i vannmassene, skumdannelse, dødelighet hos fisk og pattedyr og forandringer i økosystemet /3/.

Det kan være vanskelig å skille menneskeskapte konsekvenser for havmiljøet fra ‘bakgrunnsstøyen’ som skyldes hydroklimatiske variasjoner /3/. Virkningene av småskala hendelser som små olje- eller petrokjemiske utslipp er vanskelige å skille fra de naturlige variasjoner.

### E.5.3 Bunnnyrsamfunn

Bunnsedimentene er habitat og næringskilde for organismer som lever enten i, på eller i nær tilknytning til havbunnen. Distribusjonen av bunndyr påvirkes av vanndybde og sedimenttype. Dybde synes å ha størst innvirkning på epifauna, mens sedimenttype er viktigere for infauna /18/. Andre viktige faktorer er blant annet påvirkningen fra overliggende vannmasser og næringstilgangen /19/. Variasjoner i bunndyrbestandene kan også skyldes naturlige variasjoner i tid og rom i miljøet, samt menneskeskapte påvirkninger. For eksempel vil den typiske reaksjonen på økt organisk innhold i sedimentet være en reduksjon i artsrikdom og -mangfold, vanligvis fulgt av en økning i tettheten av arter som kan utnytte forurensningspåvirkede forhold.

Når det gjelder geografisk variasjon i bunndyrsamfunnene, er den mest omfattende undersøkelsen av de sentrale delene av Nordsjøen utført av Eleftheriou og Basford /17/, som tok prøver på 97 stasjoner for *infauna* og identifiserte fire hovedgrupperinger av stasjoner. I de miljøene til havs som er relevante for prosjektets influensområde, er de grovere/sandholdige sedimentene (undergruppe 3) karakterisert av *Thyasira* spp. (en musling) *Prionospio multibranchiata* og polychaeten *Spiophanes bombyx*. Dypere, mer siltaktige områder (undergruppe 4) er preget av *Lumbrineris gracilis*, *Ceratocephale loveni* og *Eriopisa elongate*.

Mange av undersøkelsene som er gjort i ulike deler av Nordsjøen, er blitt utført ved bruk av forskjellige metoder og teknikker, og resultatene er derfor ikke alltid sammenlignbare. Eleftheriou og Basfords /36/ resultater ble imidlertid tatt med i en sammenfattende undersøkelse av Nordsjøen som ble gjennomført med støtte fra ICES i 1986, og som benyttet standardteknikker og -utstyr. Resultatene for infaunaen ble publisert av Künitzer *et al.* /48/ og inneholdt en klassifiseringsanalyse av alle stasjonene i Nordsjøen. Undersøkelsen fant at distribusjonen og sammensetningen av arter var påvirket av temperatur, sedimenttype og ulike vannmasser, samt næringstilgang for bunndyrene. Künitzer *et al.* /48/ delte infaunaen i den dypere (>100 m) nordlige Nordsjøen i to grupper etter sedimenttype, hvor indikatorart for finere sedimenter var polychaetene *Minuspio cirrifera*, *Aricidea catherinae* og *Exogene verugera* og muslingen *Thyasira* spp., og for de grovere sedimentene polychaetene *Ophelia borealis*, *Exogone hebes*, *Spiophanes bombyx* og *Polycirrus* spp.

Data fra undersøkelser av bunndyr omkring Brentinstallasjonene viser at de infaunaartene som er karakteristiske for denne delen av Nordsjøen, omfatter polychaetene *Owenia fusiformis* (rørom), *Thyasira* spp (musling) og *Myriochele* spp /111/.

*Epifaunaen* i prosjektområdet er kjennetegnet av eremittkrabben *Pagurus bernharus*, krepsdyret *Crangon allmani*, purpursjømus *Spatangus purpureus* og bløtdyret *Colus gracilis* /17/ og / 18/).

En regional miljøstudie av Staffjord-regionen i Nordsjøen gjennomført av Statoil og Norsk Hydro, omfattet en vurdering av makrofaunaen på Staffjord A, B og C /7/. Generelt var det store variasjoner i antallet individer (293-3955 individer pr. stasjon), arter (35-110) og mangfold (H' 2,1-5,8) på Staffjord-feltet. Resultatene fra en prøvetakingsstasjon 1 000 m sørvest av Staffjord B, i nærheten av grensen mellom Norge og Storbritannia i Brent-området, er antatt å representere et typisk upåvirket miljø i dette området. I 2002 var bunndyrsamfunnet ved denne stasjonen uberørt, som angitt med en verdi på Shannon-Wiener-indeksen på 5,6 (94 arter, 355 individer). Dette representerer et samfunn med en liten dominans og et bredt spekter av arter fra flere større grupper (polychaeter, echinodermer, krepsdyr). Arter som er kjent for å representere

forurensningspåvirkede forhold finnes ikke eller forekommer i svært små antall. De tallmessig dominante artene ved denne stasjonen omfattet polychaetene *Owenia fusiformis* (juvenil), *Ophiuroidea indet.* (juvenil), *Sphiophanes kroyeri*, *Pista bansei* og *Amythasides macroglossus* og *Phoronis sp.* (/phylum Phorondia).

Den samme regionale studien fastslo at områder med svakt eller tydelig forurensningspåvirkede faunagrupper var dominert av polychaetene *Chaetozone sp.* og *Cirratulus incertus*, og muslingen *Thyasira sarsi*. Det er kjent at slike arter øker i antall med økende forurensing og organisk anriking av sedimentet. Svakt forurensningspåvirkede stasjoner hadde et større antall individer av *Chaetozone sp.* og *C. incertus* enn stasjoner med upåvirket fauna, men arter som er karakteristisk for uforstyrrede sedimenter, var også representert.

#### E.5.4 Fisk

Nordsjøen er et viktig område når det gjelder fiskeressurser. Mange arter som har betydning i kommersielt fiskeri, har sine gytefelt og oppvekstområder her. Gytefeltene i Nordsjøen er mer spredt både geografisk og med hensyn til gytetidspunkter enn gyteområdene lengre nord langs norskekysten.

De høyeste konsentrasjonene av egg, larver og yngel forekommer under og umiddelbart etter gyteperioden. Etter gytingen driver egg og larver passivt med strømmen og spres over det meste av Nordsjøen. Langs norskekysten driver gjerne larvene nordover med Den norske kyststrømmen.

Gyteperiodene for de viktigste artene er hovedsakelig tidlig om våren, fra februar til april/mai, men enkelte arter, som makrell, gyter fra seinere i mai til slutten av juli. I det følgende fokuserer vi på arter som kan klassifiseres som verdifulle økologiske komponenter (VØK) (Valued Ecosystem Components – VEC) / 108/ :

- Arter som har signifikant økologisk eller økonomisk betydning
- Arter som gyter i konsentrerte eller avgrensede områder.
- Arter som har pelagiske egg og/eller larver

Fisk anses å være mest sårbar overfor akutte oljeutslipp i de tidlige fasene av livet (f.eks. egg, larver og til dels yngel), og slike utslipp kan medføre dødelighet eller skade på larver. Voksen fisk anses generelt for å være mer robust (/51/ og /60/). Innvirkningene på fiskeressursene blir derfor først økologisk signifikante når rekrutteringen til den gytende delen av bestandene påvirkes /58/.

Dataene over distribusjonen av fiskeressurser er hentet fra Marin Ressurs Data Base (MRDB) /62/ og UKDMAP /110/. De opprinnelige referansene for datasettene finnes i figurene og teksten.

Kommersielt viktige fiskearter i analyseområdet er bl.a. torsk (*Gadus morhua*), hyse (*Melanogrammus aeglefinus*), sei (*Pollachius virens*), øyepål (*Trioptyerus esmarkii*), sil (*Ammodytes spp.*), taggmakrell/hestemakrell (*Trachurus trachurus*), makrell (*Scomber scombrus*), sild (*Clupea harengus*), rødspette (*Pleuronectes platessa*), vitting (*Merlangius merlangus*), sjøtunge (*Solea solea*) og brisling (*Sprattus sprattus*). De viktigste av disse artene er beskrevet nærmere nedenfor.

##### E.5.4.1 Torsk (*Gadus morhua*)



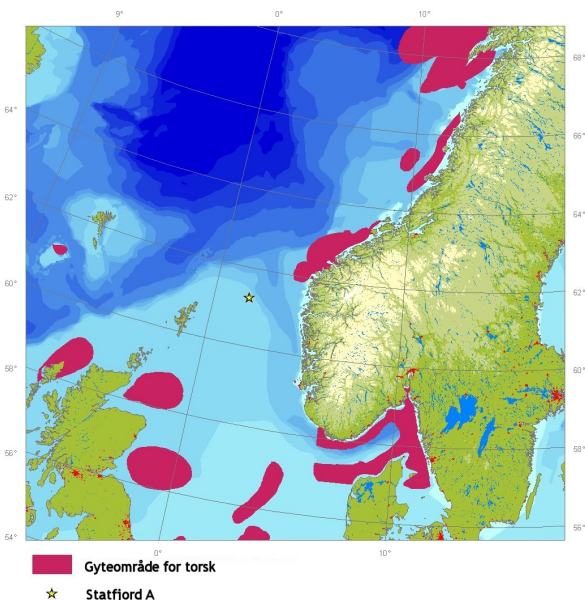
Nordsjøtorsken tilhører kystbestanden av torsk, som kan deles i tre stammer. Gyteområdene for kysttorsk dekker store områder over hele Nordsjøen og gyteperioden er fra januar til mai. Torskeegg og -larver er pelagiske og finnes i hovedsak i de øvre vannlagene, der de spres med havstrømmene.

Kysttorsken finnes langs hele norskekysten, men er mest utbredt nord for 67 °N/ 53/. Den er mer stedbunden enn norsk-arktisk torsk, har en lengre gyteperiode /106/ og gyter over et større område nærmere land. Bestanden av kysttorsk er redusert fra 310 000 tonn i 1994 til 128 000 tonn i 2000. Gytebestanden er anslått til bare 74 000 tonn i 2000 /73/ og 30 000 tonn i 2001 /53/. Det er forventet at bestanden vil bli ytterligere redusert, og gytebestanden er nå mindre enn det som betraktes som sikre biologiske grenser (safe biological limits – SBL) for arten /73/.

Bestanden av norsk-atlantisk torsk gyter langs kysten fra Stad til Sørøya. Lofoten – Vesterålen er det viktigste området for denne bestanden (som kvalifiserer som APES /59/), men en betydelig del gyter utenfor Mørekysten (varierer mellom 15 og 20 % av gytebestanden i ulike år /106/). Bestanden kommer inn til kysten fra Barentshavet i januar-februar, og gyter i løpet av mars-april /38/.

Som nevnt gyter torsk midt i vannsøylen, og egg og -larver spres hovedsakelig i de øvre lagene av vannsøylen. Det betyr at de vil drive nordover med strømmene over hele analyseområdet (se Figur E-5 (havstrømmer) og Figur E-6). De fleste år vil egg som gytes i analyseområdet, ha drevet nord om Vestfjorden (og dermed ut av analyseområdet) innen de klekkes.

Bestanden av norsk-atlantisk torsk er anslått til 1,3 millioner tonn, hvorav biomassen (SSB) for gytebestanden utgjør 430 000 tonn /53/. Også denne bestanden anses for å være under de sikre biologiske grensene for bærekraftighet /73/. På OSPARs liste over arter og habitater som er truet eller i tilbakegang, er torsk oppført som truet i alle regioner /72/.



Kilde: MRDB (2004) /62/

**Figur E-6: Gyteområder for torsk**

#### E.5.4.2 Sild (*Clupea harengus*)



Figur E-7 viser gyteområdene for sild i Nordsjøen og Norskehavet. Totalbestanden av sild kan deles inn i to stammer: Norsk vårgytende sild (atlantiskandisk sild) og nordsjøisild /76/. Nordsjøisilden gyter i områdene rundt Shetland, langs østkysten av England og i Den engelske kanal fra februar til april. Tilhørende oppvekstområder finnes i østlige deler av Nordsjøen og i Skagerrak, langs vestkysten av Danmark og sørover /30/.

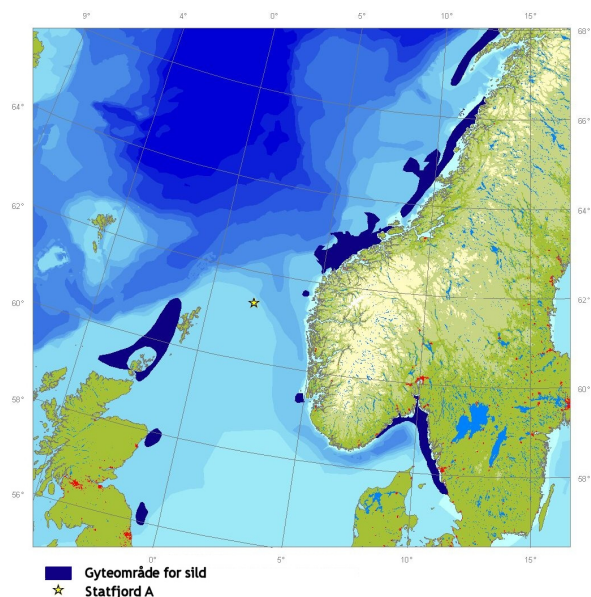
Norsk vårgytende sild er en understamme av den atlantiskandiske sildebestanden /76/. Sild gyter nær kysten, og eggene legges på sand- og steinbunn på mellom 40 (50) og 200 m dyp. De viktigste gyteområdene for norsk vårgytende sild har vært bankene utenfor Mørekysten (mellom 60 °N og 64 °N), hvor det er anslått at 80 % av bestanden tidligere gytte /106/. En nyere analyse utført av Havforskningsinstituttet tyder på at det de senere årene har skjedd en deling, og at bestanden av norsk vårgytende sild nå er delt inn i to stammer, hvorav den sørlige stammen (50 %) gyter utenfor Mørekysten og den nordlige stammen (50 %) gyter på Røstbanken (P. Fossum, HI, *pers. meddelelse*. 2003). Det er nylig identifisert et område for sild utenfor Mørekysten som vil kunne kvalifiseres som et spesielt miljøfølsomt område (SMO) (area of particular environmental sensitivity – APES) (se Figur E-7). Innen yngelen som driver nordover, når fram til Lofoten, er den stor nok til å være særlig viktig som næringskilde for koloniene av lundefugl i området rundt Røst og nordover /42/.

Ulike datasett opererer med ulike gyteområder for sild, og utbredelsen over tid vil variere med alderen på gytebestanden og finne sted senere på året i de årene andelen av førstegangsgytende sild er stor. Den viktigste gytelsesongen utenfor Mørekysten (som er viktig for denne analysen) er begynnelsen av mars, men det kan forventes at gytningen de kommende årene vil finne sted sent i februar /56/. Egg som legges i områdene vest av Shetland, kan forventes å drive nord av Shetland og følge Atlanterhavsstrømmen som deler seg i en nord- og en sørgående strøm nord av Statfjord. Egg som gytes utenfor kysten av Møre og Trøndelag, vil



drive nordover og spres. (Se også Figur E-5 (havstrømmer).)

Etter kollapsen i bestanden av norsk vårgytende sild sent på 1960-tallet, var bestanden liten helt fram til 1986-1987. På 1990-tallet fikk man en økning som toppet seg på 8-9 millioner tonn i 1997-98 /76/. Siden den gang har sildebestandene minket. I 2002 ble bestanden anslått til ca. 5 millioner tonn. God rekruttering i årskullet for 1998 vil trolig snu den nedadgående trenden /53/.



Kilde: MRDB (2004) /62/

**Figur E-7: Gyteområder for sild**

#### E.5.4.3 *Sei (Pollachius virens)*



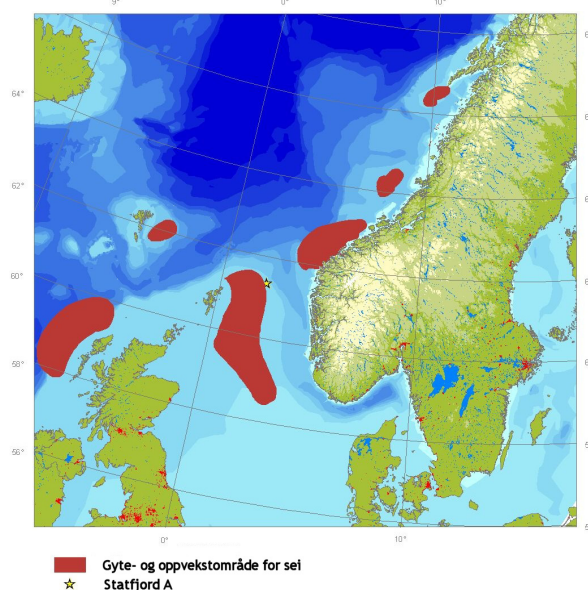
Sei er en nordlig fiskeart som gyter i Statfjords influensområde. Seiens egg er pelagiske. Seien i Nordøst-Atlanteren deles inn i fem forskjellige populasjoner: norsk arktisk sei, nordsjøsei, færøysk sei, islandsk sei, shetlandsk sei og vestsotsk sei. Av disse er norsk arktisk sei og nordsjøsei de to viktigste populasjonene i analyseområdet.

Seien gyter i Nordsjøen og vest av Skottland fra januar til mars i området øst for Shetland, i Tampen-området og på Vikingbanken /76/. De

pelagiske eggene driver med strømmene som vist i Figur E-5, og spres over det meste av Nordsjøen. Områdene langs kysten av Skottland, Orknøyene, Shetland og de sørlige og vestlige delene av Norge er viktige oppvekstområder for sei.

Norsk arktisk sei gyter langs kysten av Møre og på Haltenbanken fra midten av februar til april, og gyteaktiviteten er størst i februar og mars /106/. Etter gyting blir eggene transportert nordover med kyststrømmene. Dataene over de generelle gyteområdene i Figur E-8 er også tilgjengelige i UKDMAP /30/.

Tidlig på 1970-tallet ble totalbestanden av sei i Nordsjøen anslått til over 1 million tonn. Bestanden har siden gått tilbake og ble anslått til bare 440 000 tonn i 1996 /109/, men økte til 734 000 tonn i 2000 /53/. Gytebestanden, som i 1973 ble anslått til 453 000 tonn, var minst i 1990 (80 000 tonn), men er senere anslått til 134 000 tonn i 1997 /109/ og til 247 000 tonn i begynnelsen av 2001/53/. Gytebestanden av sei i Nordsjøen har vært under sikre biologiske grenser /73/, men har siden 1999 vært over denne grensen /53/.



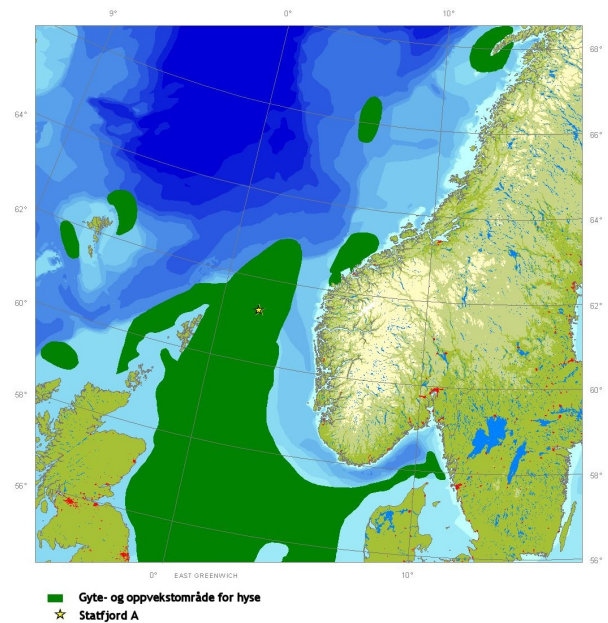
Kilde: MRDB (2004) /62/

**Figur E-8: Gyteområder for sei**

#### E.5.4.4 *Hyse (Melanogrammus aeglefinus)*



Hysen gyter over hele kontinentalsokkelen, og distribusjonen av egg og larver dekker også analyse- og influensområdet (Figur E-9). Eggene legges på 100-150 meters dyp, og egg og larver er pelagiske /61/. Gytingen finner sted fra januar til juni, men gyteaktiviteten er størst i april og mai. Det viktigste gyteområdet for arten som helhet synes å være vest av Tromsøflaket, som ligger nord for influensområdet. Den populasjonen som gyter utenfor kysten av Møre, kan være en lokal populasjon /76/, som derfor potensielt kan være i faresonen. I dette området foregår gytingen 1-3 uker tidligere enn lengre nord – fra april til midten av mai (/106/, /76/). Gyteområdene for hyse i Nordsjøen ligger i de nordvestre delene av området, nord for Newcastle. I nordre Nordsjøen og vest av Orknøyene gyter hysen fra mars til midten av mai. Oppvekstområdene for hyse i nordre Nordsjøen ligger nord for en linje som går mellom Newcastle og Egersund. Hysebestanden er anslått til 347 000 tonn /53/ og har hatt en nedgang siden toppårene i 1994-1995, da den var anslått til 600 000 tonn. Ifølge ICES er hysebestanden foreløpig innenfor sikre biologiske grenser, etter god rekruttering i 1999, men årsklassen for 2001 var det minste som noen gang er registrert, og årsklassen for 2002 er også langt under gjennomsnittet. Med dagens dødsrate for fisk er det derfor forventet at reduksjonen av bestanden vil fortsette /53/.



Kilde: MRDB (2004) /62/

**Figur E-9: Gyte- og oppvekstområder for hyse**

#### E.5.4.5 *Tobis (Ammodytes spp.)*



Tobis er fellesnavnet på alle arter i familien *Ammodytidae*. Artene forekommer i store deler av Nordsjøen (Figur E-10). Tobisen gyter om vinteren på sandbankene i Nordsjøen på dybder ned til 100 m. Gyteperiodene varierer for de ulike artene: små-tobis og tobis gyter fra november til februar, mens stor-tobis gyter fra april til august. Eggene legges på bunnen. Mesteparten av eggene klekkes i mars-april (for de vintergytende artene). Larvene er pelagiske i 4-5 måneder før de beveger seg mot havbunnen /76/.

Gyteområdene er spredt og finnes i avgrensede områder fra Vikingbanken til danskekysten, på Doggerbank og nær kysten av Danmark, England og Skottland /62/. I betraktning av strømforholdene i området og at eggene er demersale, forventes det ikke at egg vil drive inn i områdene rundt Statfjord, men pelagisk yngel kan følge de vinddrevne strømmene i den sørlige delen av Nordsjøen. Gytebestanden av *Ammodytes marinus* har variert i årenes løp og dermed også rekrutteringen til

bestanden. Toresen /109/ anslår gytebestanden til omkring 1 million tonn, og det rapporteres at den har holdt seg stabil de siste 20 årene /53/. Selv om bestanden av tobis så sent som i 2003 ble ansett å ligge innenfor sikre biologiske grenser, viser kartlegginger fra ICES i den senere tid at den gytende bestanden i 2004 er den laveste som noen gang er observert (325 000 tonn). Det ligger under den sikre biologiske grensen. Den hurtige og dramatiske endringen skyldes svak rekruttering og overfiske. Dette kan medføre dramatiske konsekvenser for bestander som tobis pga. kort individlevetid

Silens økologiske signifikans illustreres av kollapsen i tobisbestanden rundt Shetland mellom 1985 og 1990, som førte til en dramatisk reduksjon i rekrutteringen av rødnebbterne, tyvjo, storjo, krykkje og lundefugl og en påfølgende nedgang i disse artene /55/.

#### E.5.4.6 Rødspette (*Pleuronectes platessa*)



Det er registrert et stort gyteområde for rødspette i den sørlige delen Nordsjøen og i Den engelske kanal (gyteperiode fra februar til mars). Det finnes to mindre gyteområder i Firth of Forth og Moray Firth/ Dornoch Firth i Øst-Skottland, hvor gytingen finner sted litt senere enn lengre sør (mars-april) /62/. Se Figur E-10.

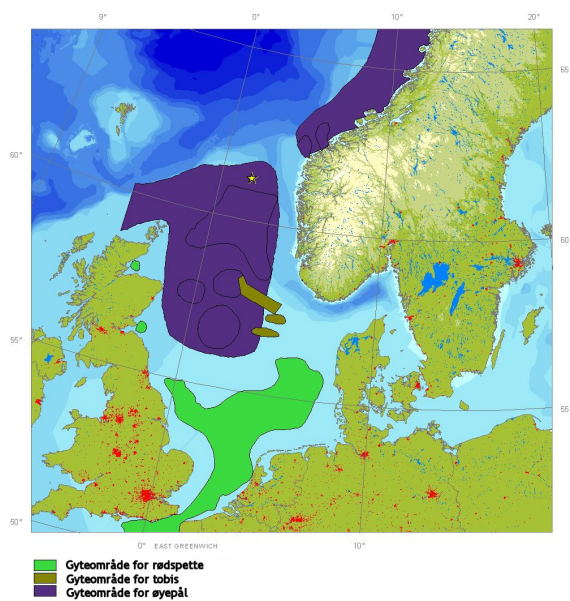
Rødspette er en viktig og tallrik art i Nordsjøen, men ifølge ICES er bestanden ikke innenfor sikre biologiske grenser /73/. Rødspetten gyter på havbunnen (50-200 m dyp) og eggene flyter opp i vannmassene. Larvene er pelagiske til de blir til yngel, som så beveger seg ned mot bunnen på svært grunt vann.

#### E.5.4.7 Øyepål (*Trisopterus esmarkii*)



Øyepål forekommer fra Den engelske kanal til Barentshavet og i stort antall i Nordsjøen. Arten synes å være delt inn i ulike populasjoner, og av disse forekommer stammene som hører hjemme i Nordsjøen og Norskehavet, forekommer i analyseområdet. Gyte- og oppvekstområdene strekker seg over det meste av den nordlige Nordsjøen og langs kystområdene i Norskehavet. Av disse to stammene er nordsjøstammen den mest tallrike. Øyepålen gyter på ca. 100 meters dyp, ved en temperatur på 7 °C. Dette betyr at gyteperioden er fra januar til juli, og at gytingen først finner sted i de sørlige områdene /76/, (Figur E-10). Den viktigste gyteperioden er fra januar til mars, og det observeres larver i størsteparten av bestandens utbredelsesområde.

Anslagene over bestanden var lave på slutten av 1980-tallet, men den har økt siden og ble i 1997 anslått til 240 000 tonn. Omfanget av rekrutteringen til gytebestanden er ikke kjent /109/. Anslag fra ICES i 2002 over bestandsstørrelsen i Nordsjøen og Sagerrak tilsa at bestanden var innenfor sikre biologiske grenser. Basert på senere observasjoner synes gytebestanden å være i ferd med å falle under den kritiske grensen som er estimert til 90 000 tonn. Grunnen til det dramatiske fallet i gytebestanden er lav rekruttering i 2002. Dette har rask effekt på bestanden hos øyepål pga. kort individlevetid. Selv med et fiskeforbud er det antatt at bestanden i 2005 vil falle under sikre biologiske grenser.



Kilde: MRDB (2004) /62/

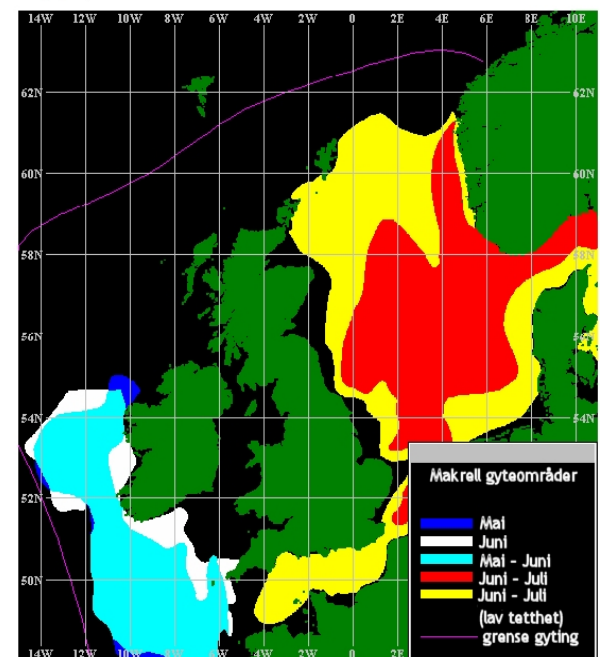
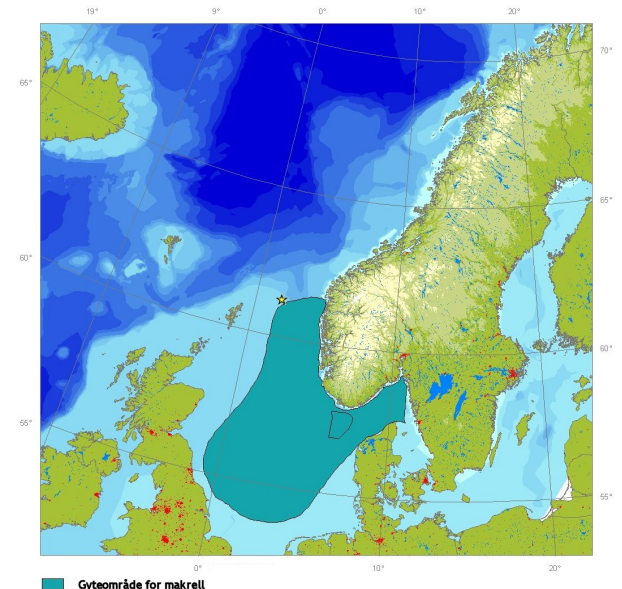
**Figur E-10: Gyteområder for rødspette, tobis og øyepål**

E.5.4.8 Makrell (*Scomber scombrus*)



Den nordøstatlantiske bestanden av makrell består av tre ulike stammer /53/. Nordsjømakrellen gyter i sentrale deler av Nordsjøen og i Skagerrak (Figur E-11a), den vestlige makrellstammen gyter vest av Irland (Figur E-11b) og De britiske øyer, og den sørlige stammen gyter i spansk og portugisisk farvann (ikke vist). Oppvekstområdene for disse stammene er henholdsvis Nordsjøen, farvannene vest av De britiske øyer og vest av Portugal. I de senere år har det vært en tilbakegang i de sørlige og vestlige gytebestandene, mens gytebestanden i Nordsjøen synes å ha økt fra 70 000 tonn i 1999 til 210 000 tonn i 2002/53/. Det er sistnevnte stamme som har størst betydning innenfor influensområdet for Statfjord senfase-prosjektet. Nordsjøstammen gyter fra mai til juli /76/, med størst gyteaktivitet i juni. Den vestlige stammen gyter i samme periode, men aktiviteten er størst tidligere i perioden. Eggene er pelagiske og flyter med strømmene i de øverste 10 meterne av vannsøylen. Klekkingen skjer etter 3-7 dager, og larvene spres i de øverste

20 meterne av vannsøylen, med størst konsentrasjon i vannlagene på 10-20 meters dyp /76/. Etter gytingen vandrer den vestlige stammen (Figur E-11b) til Nordsjøen. Om vinteren vandrer makrellen nordover til overvintringsområdene vest av Skottland og på dypt vann i Norskerenna.



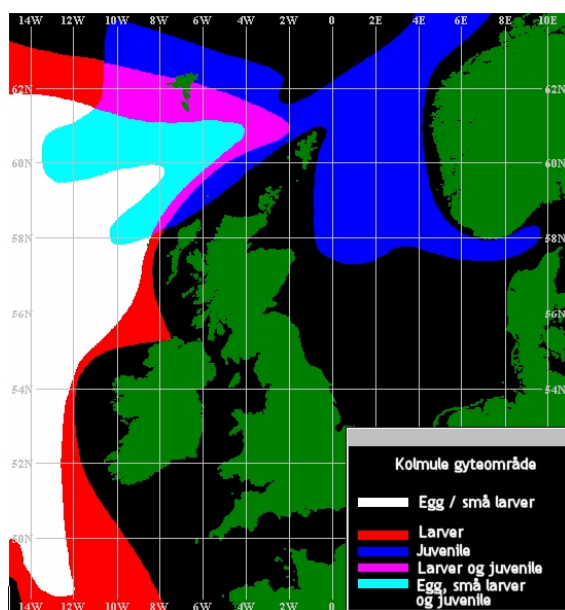
Øverst: Data fra MRDB. Nederst: Data fra UKDMAP, som viser at gyteområdene strekker seg noe lengre vest, mot østkysten av Skottland og Orknøyene.

**Figur E-11: Gyteområder for nordsjømakrell.**

#### E.5.4.9 Kolmule (*Micromesistius poutassou*)



Kolmulen gyter vest av De britisk øyer (se Figur E-12), men også på dypere vann langs norskekysten. Egg og larver er pelagiske. Etter gytingen driver en del av larvene østover og inn i Nordsjøen, mens andre driver som yngel med strømmene nordover til Norskehavet. Oppvekstområdene strekker seg fra helt Marokko til Lofoten./30/. Data i MRDB bekrefter at det finnes et område med kolmulelarver i Norskehavet, fra Stad og ca. 360 km nordover langs kontinentalsokkelen /62/.



Kilde: UKDMAP (BODC 1998).

Figur E-12: Yngel av kolmule i den nordlige delen av Nordsjøen og i Norskehavet

#### E.5.4.10 Taggmakrell (*Trachurus trachurus*)



Fiske etter taggmakrell, eller hestemakrell, er relativt ”nytt” i Nordsjøen. Arten vandret for første gang til Nordsjøen og Norskehavet i 1987, og har siden vært gjenstand for norsk kommersielt. Taggmakrellen foretrekker varmere farvann, og egg og larver er pelagiske /76/; /61/. Gytebestanden har gått tilbake siden 1995 /53/.

#### E.5.4.11 Andre fiskeressurser



Foto: Rudolf Svendsen

Det er registrert akkarlarver i et lite område nord for Stad, utenfor Ålesund og Molde. Voksen akkar finnes hovedsakelig i Norskehavet (nord for Stad) og Barentshavet.

Sjøkreps (*Nephrops norvegicus*) og dypvannsreke (*Pandalus borealis*) /76/., /73/. er også kommersielt viktige arter. *Pandalus borealis* gyter om høsten. I Nord-Norge gyter den i august, mens den gyter seinere lengre sør. I sørlige deler av Norge bærer rekehunnene med seg eggene under halen i ytterligere 5 måneder, og enda lenger lengre nord (Moen og Svendsen, 2003). Larvene er pelagiske i tre mnd. etter klekkingen, og de kan derfor bli eksponert for hydrokarboner i vannmassene under et oljeflak

#### E.5.4.12 Konfliktpotensial for fisk og krepsdyr

Etter et oljeutslipp eller under en utblåsning fordeles oljekomponentene i de ulike delene av miljøet i henhold til de mange variablene som kjennetegner hendelsen, og en kombinasjonen av følgende faktorer (hovedsakelig fra /60/):

- Utslippets art – hvorvidt det stammer fra dekket på en plattform, fra en undersjøisk produksjonsmanifold eller fra et skip: Det opprinnelige utslippspunktet er av stor betydning for hvordan oljeskyen eller oljeflaket utvikler seg. En undersjøisk utblåsning vil generelt medføre større mengder olje i vannsøylen, og et tynnere oljeflak på overflaten enn en utblåsning på overflaten. Når det gjelder SFSE, vil et oljeutslipp eller en utblåsning eventuelt skje fra et plattformdekk. I hvilken grad et oljeflak på overflaten spres over et område, avhenger av vind, strøm og jordrotasjonen /60/, og flaket vil generelt drive med en hastighet på 3 % av vindhastigheten.
- De fysiske-kjemiske egenskapene til komponentene i den aktuelle oljetypen: Hydrokarbonblandingens sammensetning, hvor hver kjemisk bestanddel bidrar til viktige parametere som avgjør utslippets skjebne, som vannløselighet, dispergeringsevne, dråpestørrelse, flyktighet, adsorpsjon til partikler osv. Enkelte av stoffene med relativt lav molekylvekt er signifikant vannløselige, men vil også unnsnippe vannsøylen relativt raskt på grunn av fordampning fra overflaten, avhengig av likevektskonstanter som er definert av vannløselighet og damptrykk. Dette gjelder noen av de giftigere komponentene, som BETX og fenoler, samt mindre giftige kortkjedete alifatiske hydrokarboner.
- Værforholdene på hendelsestidspunktet: Sterk vind og høye bølger er sterke mekaniske krefter som sprer oljen og fører til høyere innhold av olje i vannsøylen. Innblandingen av olje i vannsøylen avhenger først og fremst av bølgehøyde. Kraftene som er involvert i blandingen, hovedsakelig effekten av brytende bølger (turbulens), er mindre på større dyp. Som en tommelfingerregel vil oljen blandes i vannsøylen ned til en dybde tilsvarende 1-2 ganger bølgehøyden. Stor grad av turbulens vil

kunne føre til effektiv blanding og høye partikkelkonsentrasjoner i vannsøylen, f.eks. dersom utslippet skjer i grunt farvann. Virkningene av en kombinasjon av disse to forholdene (stor grad av blanding kombinert med høye partikkelkonsentrasjoner) ble observert da *Braer* forliste på kysten av Shetland under ekstreme værforhold (se under).

- Forvitring av oljen: Forvitring vil føre til at oljens egenskaper forandrer seg over tid. Kjemisk, fysisk og biologisk nedbryting bidrar til endring i f.eks. toksisitet og distribusjon. Den akutte toksisiteten i de oppløste oljekomponentene (Water Accommodated Fraction – WAF) reduseres med tiden. Dette skyldes fordampning (se over) og at de fleste vannløselige komponentene i den vannløselige fraksjonen (Water Soluble Fraction – WSF) vil løse seg opp i vann før vann-i-olje-emulsjonen dannes. Under et ferskt oljeflak vil 90-95 % av WSF bestå av polare og aromatiske komponenter, og mettede komponenter med høyere molekylvekt vil bare forekomme i mindre grad. Etter noen dager vil dette forholdet snus, og den totale WSF-konsentrasjonen vil være lav. Dette gjenspeiler konfliktpotensialet for artene i vannsøylen. Generelt forventes oljen å være giftig for egg og larver i 5-15 dager etter utslippet /60/.

For pelagiske ressurser som fisk er konsentrasjonene av vannløselige komponenter og oljedråper på de ulike dybdene i vannsøylen, samt toksisitet, de viktigste faktorene. Som drøftet over er oljens skjebne og spredning i vannsøylen, i tillegg til spredningen i rom og tid av følsomme ressurser (i dette tilfellet egg og/eller larver av fisk og krepsdyr) også en avgjørende parameter for hvorvidt ressursene vil bli eksponert, og dermed også for hvor stor effekt hendelsen vil få på populasjonen/bestanden.

Ressursene er spredt både horisontalt og vertikalt i vannsøylen. Horisontal spredning er beskrevet i figurene som viser de enkelte artenes geografiske spredning (Figur E-6 til Figur E-12). Eksponering avhenger også av den vertikale spredningen i vannsøylen, særlig siden de giftigste komponentene hovedsakelig vil være til stede i de øvre delene av vannsøylen.

Spredningen av egg avhengig av strømforholdene på den dybden eggene befinner seg på, som i sin tur er bestemt av eggenes tetthet og turbulensen i vannet /60/.

Egg som gytes på bunnen kan ha forskjellig distribusjonsmønstre fra egg som gytes pelagisk, avhengig av strøm- og bunnforhold. I Nordsjøen er strømmene generelt vinddrevne overflatestrømmer. Sild (*Clupea harengus*) er én av artene som gyter demersale egg (på 40 (50)-200 meters dyp). Enkelte steder kan eggene dekke havbunnen i tykke lag, og på grunn av oksygenmangel, bakterievekst og at eggene tildekkes av sedimenter osv., vil vanligvis bare de øverste 1-2 lagene overleve og klekkes. To til seks dager etter klekking, er larvene fototaktiske og vil bevege seg til de øvre lagene i vannsøylen hvor det er mer lys og dermed mer næring, men denne atferden varierer fra region til region /60/. De tidligste stadiene i fiskens liv, dvs. egg og larver, betraktes generelt som mest sårbare for akutt oljeforurensning, mens oljens vannløselige fraksjon anses som mest giftige /51/. Det er på dette stadiet at konfliktpotensialet for sild vil være størst (generelt de første 5-15 dagene).

Resultatene av en rekke eksperimentelle studier ved Havforskningsinstituttet har vist at flere arters egg og larver påvirkes av oljekonsentrasjoner på 30 mikrogram WSF pr. liter eller mer /51/. Observasjonene tydet på nedsatt metabolsk aktivitet målt etter redusert oksygenopptak. Virkningene kan være alvorlige i følsomme utviklingsstadier når larvene utvikler seg fra endogent til eksogent næringsopptak (den fasen da eggeplommen nesten er oppbrukt). Egg og larver samles ofte på geografisk avgrensede områder, og hvis dette sammenfaller med tilstedeværelsen av et oljeutslipp med signifikant høye konsentrasjoner av giftige komponenter i vannmassen under flaket, kan det være på sin plass å revurdere det tradisjonelle synet at oljeutslipp ikke medfører risiko for fisk 60. Det settes også spørsmålsteget ved hvorvidt det generelle synet om at voksen fisk vil svømme bort fra et område med oljeforurensning, i realiteten vil vise seg å stemme, til tross for at laboratorieundersøkelser har funnet stressreaksjoner på slike sansepåvirkninger /60/.

Voksen fisk har et effektivt avgiftningssystem, og hvis eksponeringen opphører, kan akkumulerte hydrokarboner utskilles over tid. Voksen fisk som eksponeres for polyaromatiske hydrokarboner, vil

vise enzymendringer, dvs. en økning av fiskens hepatiske mixed-function oksygenase cytokrom P450 1A (CYP1A). Dette ble f.eks. påvist etter oljeutslippet fra *Braer* utenfor kysten av Shetland i januar 1993. Forhøyede enzymnivåer ble påvist i ikke-kommersielle arter av bunnlevende fisk /41/. Det skal imidlertid bemerkes at på grunn av de ekstreme værforholdene ved *Braer*-utslippet dispergerte nesten all oljen i vannsøylen, og store mengder olje ble adsorbent til partikler som deretter sank til havbunnen (/78/; /41/; /64/, se over). Dette førte til uvanlig høy eksponering for demersale fiskearter og bentiske organismer som sjøkreps (*Nephrops norvegicus*) (se under)/64/. Nivået av suspendert olje var høyt bare i noen få uker etter utslippet. Selv om det ikke ble påvist økte nivåer av petroleumsavledet PAH i muskelvevet hos fisk som ble prøvetatt 3 måneder etter utslippet, fortsatte enzymreaksjonene i ca. 5 måneder, noe som tyder på ikke-dødelig respons på oljeutslippet /41/. Det er en gjengs oppfatning at enzymatisk stress kan påvirke en organismes allmenne helsetilstand.

Krepsdyr er generelt følsomme for oljens kjemotoksisitet. Effektene på ulike arter kan imidlertid variere og kan oftest tilskrives forskjeller ved akutt og/eller kronisk eksponering. *Braer*-utslippet er et eksempel på dette. Den epibentiske europeiske hummeren (*Hommarus gammarus*) eliminerte PAH-nivået til bakgrunnsnivå i løpet av en måned, mens sjøkrepsen (*Nephrops norvegicus*) som graver seg ned (*infauna*), fortsatt var forurenset (over bakgrunnsnivået) fem år senere (/64/) på grunn av høyere kronisk eksponering fra sedimentene (se over). Etter *North Cape*-hendelsen døde ca. 9 millioner amerikanske hummer (for det meste juvenile) /64/. I begge tilfeller (*Braer* og *North Cape*) ble oljen dispergert nær kysten, og eksponeringen for krepsdyr var uvanlig høy sammenlignet med hva den ville ha vært ved et utslipp til havs. *North Cape* forliste i et område som var særlig rikt på muslinger og unge hummere/sjøkreps /64/. Bare fersk olje i kystnære områder forventes å utgjøre en potensiell konflikt for krepsdyr som hummer og krabbe. Sannsynligheten for at dypvannsreker (*Pandalus borealis*) blir eksponert for et oljeutslipp, forventes å være liten på grunn av at de lever på forholdsvis store dyp, på eller rett over havbunnsedimentene /61/. De vandrer imidlertid oppover i vannsøylen med jevne mellomrom og kan bli eksponert for oljekomponenter i vannsøylen. I løpet av det tre

måneder lange larvestadiet kan rekelarvene bli eksponert for oljekomponenter under et oljeflak.

Aktuelle reproduktive egenskaper og potensielle konflikter for noen viktige fiskearter kan oppsummeres som følger:

- Kysttorsk: Gyter på grunt vann nær kysten (f.eks. i fjorder). (Figur E-6). Eggene er pelagiske og finnes hovedsakelig i de øvre vannlagene. Ettersom konsentrasjonen og toksisiteten av WSF reduseres på 5-15 dager, avhenger konfliktpotensialet svært mye av hvor gammel oljen er når den når kysten der larvene kan være til stede.
- Sild: Gyter demersalt på 40 (50)-200 meters dyp, eggene er demersale, men larvene pelagiske og fototaktiske. Konfliktpotensialet her sammenfaller med et ferskt oljeutslipp (5-15 dager). Hvis fersk olje når kysten av Møre (Figur E-7) når larvekonsentrasjonen er høy, kan det forventes en potensiell konflikt for bestanden.
- Sei: Seien gyter på 100-200 meters dyp, og de pelagiske eggene klekkes etter 6-15 dager. Et av de avgrensede gyteområdene for sei ligger i Statfjord-feltets nærområder (Figur E-8), og eggene vil drive nordover gjennom influensområdet. Lite er kjent om eggenes fordeling i vannsøylen under drift. Et stort utslipp av fersk olje vil kunne komme i konflikt med egg og larver.
- Hyse: Hysen gyter på 100-150 meters dyp, og egg og larver er pelagiske. Gyteområdet overlapper influensområdet, men hysen har ifølge MRDB /62/ et større generelt gyteområde enn sei (Figur E-9). Pelagiske larver kan bli eksponert, men konsekvensene for bestanden vil ventelig bli mindre enn for sei.
- Øyepål: Øyepålen gyter på ca. 100 meters dyp, og eggene er pelagiske. Et utslipp av fersk olje vil potensielt kunne komme i konflikt med deler av gyteområdet (Figur E-10), men arten gyter over et relativt stort område, og konsekvensene for bestanden ventes derfor å bli små.
- Sil: Silen gyter demersalt ned til 100 meters dyp, og eggene er også demersale. Klekkingen finner sted etter ca. 20 dager, og larvene er

pelagiske i 4-5 måneder. Larver kan bli eksponert for hydrokarboner i de øvre lagene i vannsøylen, men denne arten forventes ikke å bli spesielt eksponert for et oljeutslipp fra Statfjord (Figur E-10) på grunn av avstanden til gyteområdene og larvenes drivmønster, som vil spre dem over et stort område, som vil føre til lavere konsentrasjoner av larver som vil kunne bli eksponert.

- Rødspette: Gyter demersalt på 50-200 meters dyp, men egg og larver er pelagiske. De viktigste gyteområdene ligger sør for analyseområdet, og larvene vil være spredt over et stort område før de når det potensielle influensområdet. Konsentrasjonen av larver og egg som kan bli eksponert, vil derfor være lavere, og konsekvensene for bestanden vil følgelig være små.
- Makrell: Eggene er pelagiske og flyter i de øverste 10 meterne i vannsøylen. Larvene er spredt i de øverste 20 meterne, og dette betyr at både egg og larver kan bli eksponert. De nordligste delene av gyteområdet kan derfor representere et konfliktpotensial, men gyteområdet omfatter store deler av Nordsjøen (Figur E-11 a-b), og konsekvensene for bestanden burde derfor bli små.

Konfliktpotensialet for fisk blir generelt vurdert som relativt lavt, ettersom områdene med forhøyede konsentrasjoner av giftige komponenter fra et potensielt oljeutslipp er små i forhold til områdene der fisk i følsomme stadier kan være til stede i de øvre lagene av vannsøylen.

### **E.5.5 Sjøfugl**

Nordsjøen er generelt sett et viktig område for sjøfugl og omfatter hekke-, myte- (fjærfelling) og overvintringsområder for en rekke arter /76/. Sjøfugl utnytter ulike områder til hekking, trekking, myting, overvintring og næringssøk, så den geografiske utbredelsen er i høy grad årstidsbestemt.

#### **E.5.5.1 Generell sårbarhet**

Sjøfugls sårbarhet overfor oljeutslipp endrer seg først og fremst med atferden knyttet til de ulike



årstidene. Sårbarheten vil derfor variere med artenes levesett og livsstadiet de enkelte individene befinner seg på. Sjøfugl kan deles inn i følgende grupper (fokuserter i parentes):

- Pelagiske dykkende arter (alkefugler): lomvi (*Uria aalge*), lundefugl (*Fratercula arctica*), alke (*Alca torda*) og alkekonge (*Alle alle*).
- Pelagiske arter som henter næring i havoverflaten: havhest (*Fulmarus glacialis*), sule (*Sula bassana*) og måker, f.eks. krykkje (*Rissa tridactyla*) og sildemåke (*Larus fuscus*).
- Kystbundne dykkende arter: lom (*Gaviidae*), lappedykker, storskarv/toppskarv og and. Andefuglene omfatter: siland (*Mergus serrator*), ærfugl (*Somateria mollissima*), sjøorre (*Melanitta fusca*), svartand (*Melanitta nigra*), havelle (*Clangula hyemalis*) og teist (*Cephus grylle*).
- Kystbundne arter som henter næring i havoverflaten (andre andefugler og måker).

Sårbarheten overfor oljeutslipp er ganske lik i disse økologiske gruppene og varierer etter hvor fuglene er i den årlige livssyklusen når utslippet skjer. Denne analysen skiller mellom hekke-, myte- og overvintringssesonger. Både *Braer*-ulykken (Shetland, januar 1993) og *Sea Empress*-ulykken (sørvest for Wales, februar 1995) drepte tusenvis av sjøfugl, men konsekvensene ville ha vært langt mer vidtrekkende hvis disse hendelsene hadde skjedd i hekkesesongen /55/. *Erika*-ulykken (Bretagne, desember 1999) og *Prestige*-ulykken (Galicia i Spania, november 2002) drepte store antall ikke-hekkende alkefugler fra kolonier i Storbritannia. Flesteparten av fuglene var imidlertid ikke kjønnsmodne, så konsekvensene for hekkebestanden var mye mindre enn de ville ha vært hvis det samme antallet voksne fugler hadde blitt drept. De faktiske konsekvensene vil for øvrig ikke gå klart fram før flere år etter disse hendelsene, når rekrutteringen til hekkebestanden kanskje er lavere /55/.

Sjøfugl som dykker etter næring og raster på havoverflaten osv., er mest utsatt for oljeutslipp. Dvs. at pelagiske og kystbundne dykkende arter i alle livsstadier/sesonger er mest sårbare. Pelagiske arter, både de som dykker etter næring og de som

beiter i havoverflaten, er sterkt avhengig av det marine miljøet, og noen av dem kommer bare til lands for å hekke. Mattilgangen er avhengig av oseanografiske forhold og selv i hekkesesongen tilbringer mange av disse fuglene mesteparten av tiden til havs i forbindelse med næringssøk. Om vinteren forlater de stort sett hekkeplassene og kan fly over store havstrekninger på leting etter føde. Pelagiske dykkende arter (f.eks. alkefugler) har en spesielt høy individuell sårbarhet overfor akutt oljeforurensning siden de tilbringer mye av tiden på åpent hav, både i forbindelse med næringssøk og rasting i nærheten av hekkekoloniene. Under mytingen beveger mange fugler seg ut på åpent hav for å unngå rovdyr på land.

Kystbundne dykkende arter har også høy individuell sårbarhet hvis oljeutslippet skjer nær kysten. Pelagiske arter som beiter i havoverflaten, er også utsatt i næringsområder på åpent hav (og i de periodene hvor næringssøk foregår på åpent hav) såvel som i overvintringsområdene, men de kan slippe unna olje. Kystbundne arter som beiter i havoverflaten, er sårbare hvis et oljeutslipp skjer i hekkeområdene/-sesongene og myteområdene/-sesongene.

Sjøfugl på åpent hav har en tendens til å samle seg i store flokker, noe som øker bestandenes sårbarhet ytterligere, og et stort antall fugl kan bli drept hvis de utsettes for oljeutslipp. Denne ansamlingstendensen fører også til at kvaliteten på numeriske data om sjøfugl på åpent hav generelt sett er dårlige. Dette kan motvirkes ved gjennomføring av en følsomhetsanalyse over mulige miljøpåvirkninger.

Statens forurensingstilsyn og Direktoratet for naturforvaltning har utarbeidet en modell som rangerer ulike arters sårbarhet overfor oljeutslipp (Modell for miljøprioriteringer i oljevernberedskapen – MOB). Denne modellen brukes til å prioritere mellom områder i forbindelse med beskyttelse og opprensing /80/. Mange av områdene med høyest status er viktige områder for sjøfugl. Sårbarhet er én av faktorene i MOB-modellen og angir den biologiske sårbarheten overfor (i dette tilfellet) oljeutslipp. “MOB-sårbarhetsverdier” er fastsatt for flere sjøfuglarter med årstidsbestemte (månedlige) variasjoner. Skalaen går fra 0–3, der 3 angir “høy sårbarhet” (høyest) og 0 angir “ubetydelig sårbarhet”. I

punktene nedenfor oppgis MOB-sårbarhetsverdier for flere arter.

#### E.5.5.2 Data om sjøfugl

I UKDMAP (United Kingdom Digital Marine Atlas) er data fra skips- og luftbaserte undersøkelser til havs kombinert for å danne en database over sjøfugl i Nordsjøen, utformet av Joint Nature Conservation Committees avdeling for dyreliv til havs (Offshore Animal Branch) (JNCC/ESAS Seabird and Cetacean Distribution Atlas, 1998 /30/.) Henvisninger til sjøfugl utbredelse er oppdatert der det er relevant /75/.

Data om antall hekkende sjøfugl på Shetland er hentet fra UKDMAP /30/., Mitchell *et al.* (2004) /55/, Pollock *et al.* (2000) /75/ og Shaw *et al.* (2000)/81/.

Mange av de aktuelle artene står også oppført i vedlegg I til EF-direktivet om vern av villlevende fugler (79/409/EØF) ("fugledirektivet")/125/. Områder av spesiell betydning for disse artene kan utpekes til eller foreslås som særskilte verneområder (Special Protection Areas – SPA) (, /127/), og over 40 % av de særskilte verneområdene står oppført i vedlegg I fordi de er interessante i sjøfuglsammenheng /55/. Hekkebestandene av britisk og irsk sjøfugl er økende, men i områdene med de tetteste bestandene kan antallet være noe synkende, noe som f.eks. gjelder havhestbestanden i Nord-Skottland. Den totale bestanden i Storbritannia og Irland har økt med 74 % siden 1969–70, noe som tyder på at bestandens geografiske utbredelse er i endring /55/. Data om utbredelsen av sjøfugl langs grensen mot Atlanterhavet nord og vest for Skottland er hentet fra Pollock *et al.* /75/. Sjøfuglkoloniernes hekkel plasser er i ferd med å forandre seg /55/, og trekkrutene til åpent hav kan dermed også være i endring. I norsk farvann er det ikke blitt utført systematisk innhenting av data om sjøfugl i influensområdet, og dataene er derfor av varierende kvalitet /59/.

#### E.5.5.3 Pelagiske dykkende sjøfugl

De vanligste artene i analyseområdet med høyest individuell sårbarhet overfor oljeutslipp (med en MOB-sårbarhetsverdi på 3 hele året) omfatter

pelagiske dykkende sjøfugl:

- lomvi (*Uria aalge*)
- alke (*Alca torda*)
- lundefugl (*Fratercula arctica*)

Disse alkefuglene er karakterarter i Nordsjøen og de sørlige delene av Norskehavet. Alkefuglene hekker på fuglefjell innenfor analyseområdet. I hekkesesongen (se hver art) vil sjøfugl til havs stort sett holde seg i nærheten av hekkeplassene, og den høyeste konsentrasjonen vil være rundt de hekkende koloniene. Et vanlig trekk ved alkefugler er at de feller fjærene etter hekkesesongen. Da er de flygedyktige og spesielt sårbare overfor oljeutslipp.

#### Lomvi (*Uria aalge*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

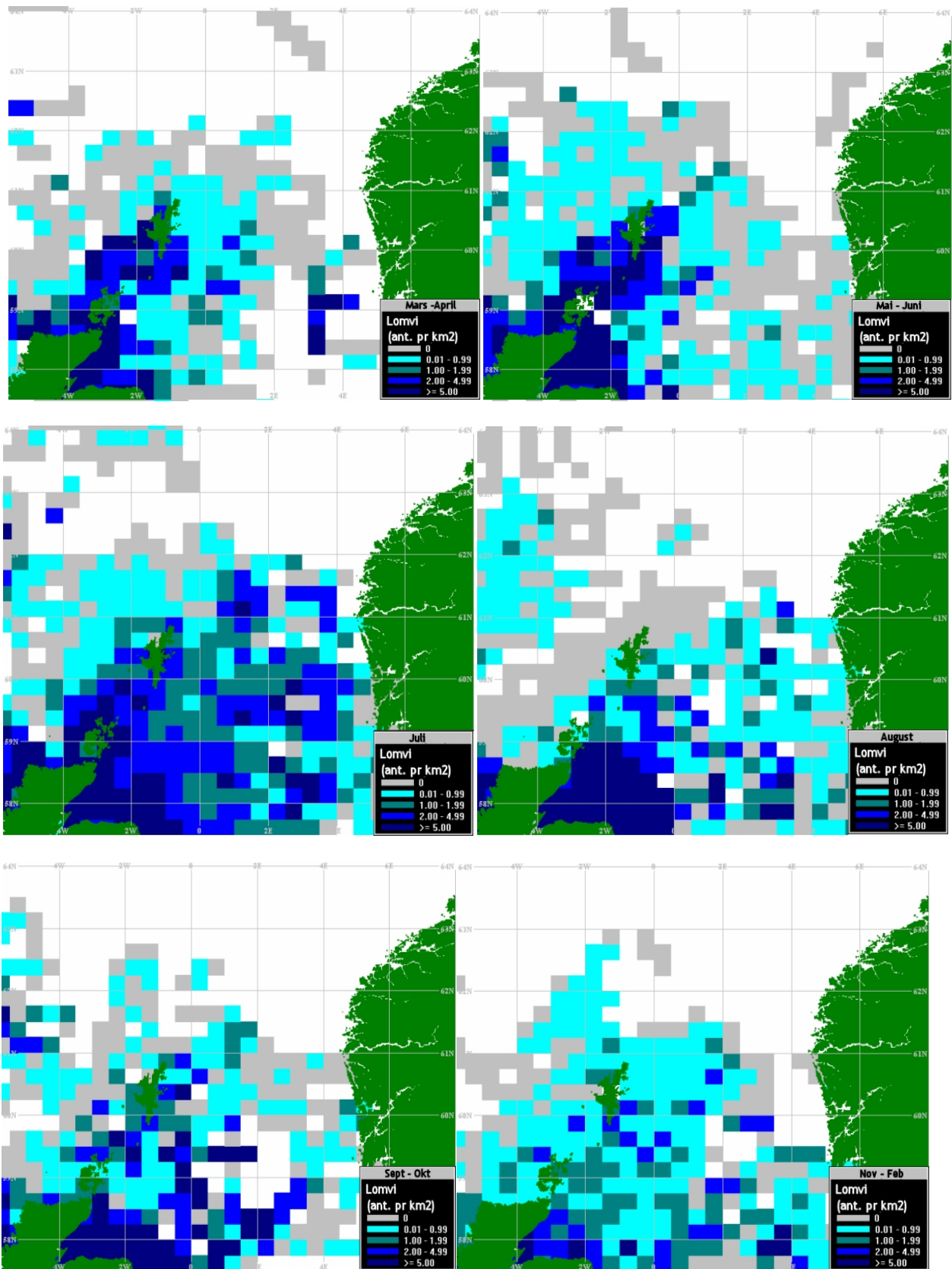
Lomvibestanden i Norge er synkende. Fra midten av 1960-årene til 1984 ble hekkebestanden i de største norske koloniene redusert med 70–90 %, og en ytterligere reduksjon fulgte sammenbruddet i loddebestanden (/42;/ /76/). Arten står oppført på rødlisten over norske hekkefulger /35/. Av den norske bestanden hekker 90 % nord for Lofoten, men også denne bestanden er truet (/16;/ /76/).

Arten, en trekkfugl, er hekkemoden etter 4-5 år. Et hekkende par vil legge ett egg i mai-juni. Egget klekkes etter ca. 32 dager. Når avkommet er ca. 3 uker, svømmer hannfuglen ut i åpent hav med ungen. I denne perioden er fuglene flygedyktige og dermed spesielt sårbare overfor oljeutslipp (juli–august), og eventuelle tap kan omfatte en stor andel av en kolonis hekkende hanner og unger. I influensområdet ligger det noen hekkekolonier

langs norskekysten, selv om de viktigste hekkekoloniene er lengre nord. Enkelte lomvier fra hekkekolonier i Sør-Norge trekker sør for analyseområdet til kysten av Sørlandet og Skagerrak hvor de overvintrer sammen med lomvier fra Storbritannia og Færøyene /42/. Den overvintrende lomvibestanden i Skagerrak er anslått til ca. 200 000 individer /76/. Lomvier feller fjær fra juli til oktober /76/. De viktigste myteområdene befinner seg utenfor influensområdet (Ytre Oslofjord og Kattegat) og i områder utenfor sørvestkysten av Lindesnes og Stavanger. Den totale fjærfellende bestanden i Skagerrak er anslått til ca. 220 000 individer /76/.

Shetland er et viktig hekkeområde i Storbritannia, hvor hekkesesongen er fra mai til juli. Det er 1,6 millioner individer i Storbritannia/Irland, derav 1 168 000 individer i Skottland /55/. I studien av Pollock *et al.*/75/, var lomvieren den alkefuglen som var størst i antall og hadde størst geografisk spredning. Shetland er et av områdene med høyest tetthet. Lomvier som hekker på Shetland, trekker antakelig sørover etter hekkingen, under myteperioden når de ikke er flygedyktige /75/.

Antall hekkende par langs Nordsjøkysten (totalt) er anslått til 680 400 /30/. UKDMAP-data om lomviens geografiske utbredelse vises i Figur E-13



Merk at hvite områder på kartet betyr at ingen data er tilgjengelig.  
Kilde: UKDMAP (BODC, 1998).

Figur E-13: Årstidsbestemt utbredelse av lomvi i Nordsjøen.

Alke (Alca torda)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

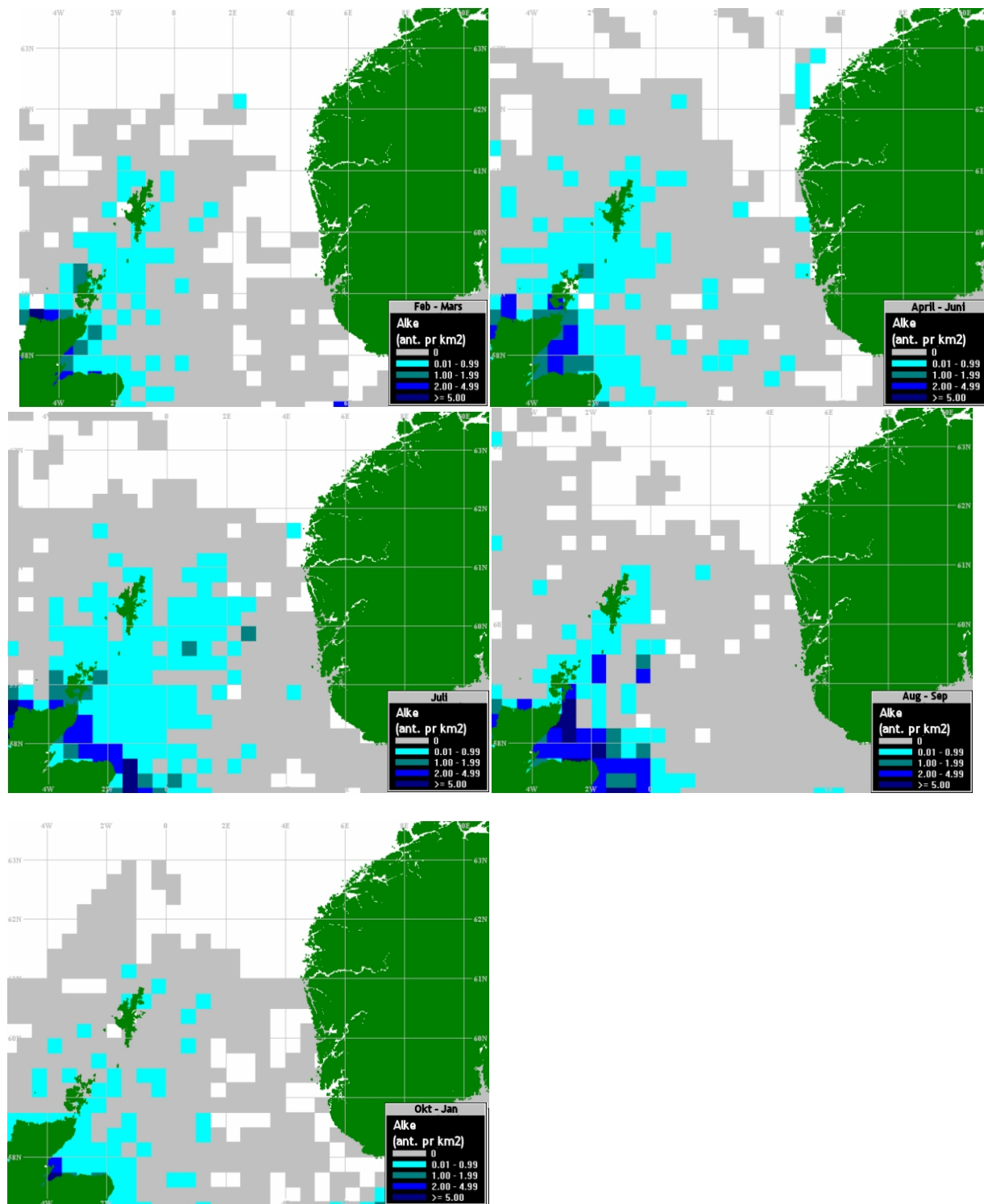
Det antas at den hekkende alkebestanden i Norge er svakt synkende /42/, men at tilbakegangen ikke er på langt nær så dramatisk som for lomvi /76/. I likhet med lomvien legger alken ett egg (fra midten av mai til begynnelsen av juni). Egget klekkes etter 35 dager. Når fugleungen, som ennå ikke kan fly, er 3 uker, forlater den redet og drar ut på åpent hav sammen med en av foreldrene. I denne perioden er fuglene spesielt sårbare overfor oljeutslipp. Langs norskekysten er det hekkende alkekolonier innenfor analyse- og influensområdet /42/ hvor foreldre og avkom kan være utsatt ved utslipp (juli–august). 90 % av den norske alkebestanden hekker nord for

polarsirkelen /16/. Ifølge Gjershaug *et al*/ 42/ trekker norske alker til Skagerrak og Nordsjøen etter hekking (etter juli).

Den britiske alkebestanden ble anslått til 144 000 hekkende par i 1969-1970/ 42/. Nå er antall individer 189 000 i Storbritannia, hvorav 139 000 individer holder til i Skottland /55/. Ca. 20 % av verdens alkebestand hekker i Storbritannia. De viktigste hekkeplassene i Storbritannia ligger i kystområdene i Vest-Skottland. Et annet viktig område ligger øst for Orknøyene /75/.

Alkens viktigste myteområder i Nordsjøen ligger et godt stykke sør for analyseområdet, hovedsakelig utenfor nordvestkysten av Jylland (Danmark). Den fjærfellende bestanden er anslått til 100 000 individer. Overvintringsområdene ligger hovedsakelig i de danske delene av Skagerrak, og den overvintrende bestanden i hele området er anslått til 120 000 individer/76/.

Antall hekkende par rundt kysten av Nordsjøen (totalt) er anslått til 73 100 /30/. UKDMAP-data om alkens geografiske utbredelse vises i Figur E-14



*Merk at hvite områder på kartet betyr at ingen data er tilgjengelig.  
Kilde: UKDMAP (BODC, 1998)*

**Figur E-14:** Årstidsbestemt utbredelse av alke i Nordsjøen.

### Lundefugl (*Fratercula arctica*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

75 % av den norske lundefuglbestanden (ca. 2 millioner hekkende par totalt) hekker i Nordland og Troms /16/. De rundt 35–40 norske hekkeplassene er tilholdssted for 21–33 %, og koloniene i Storbritannia er tilholdssted for vel 12 % av de ca. 6 millionene (4–8) lundefugler som finnes i verden.

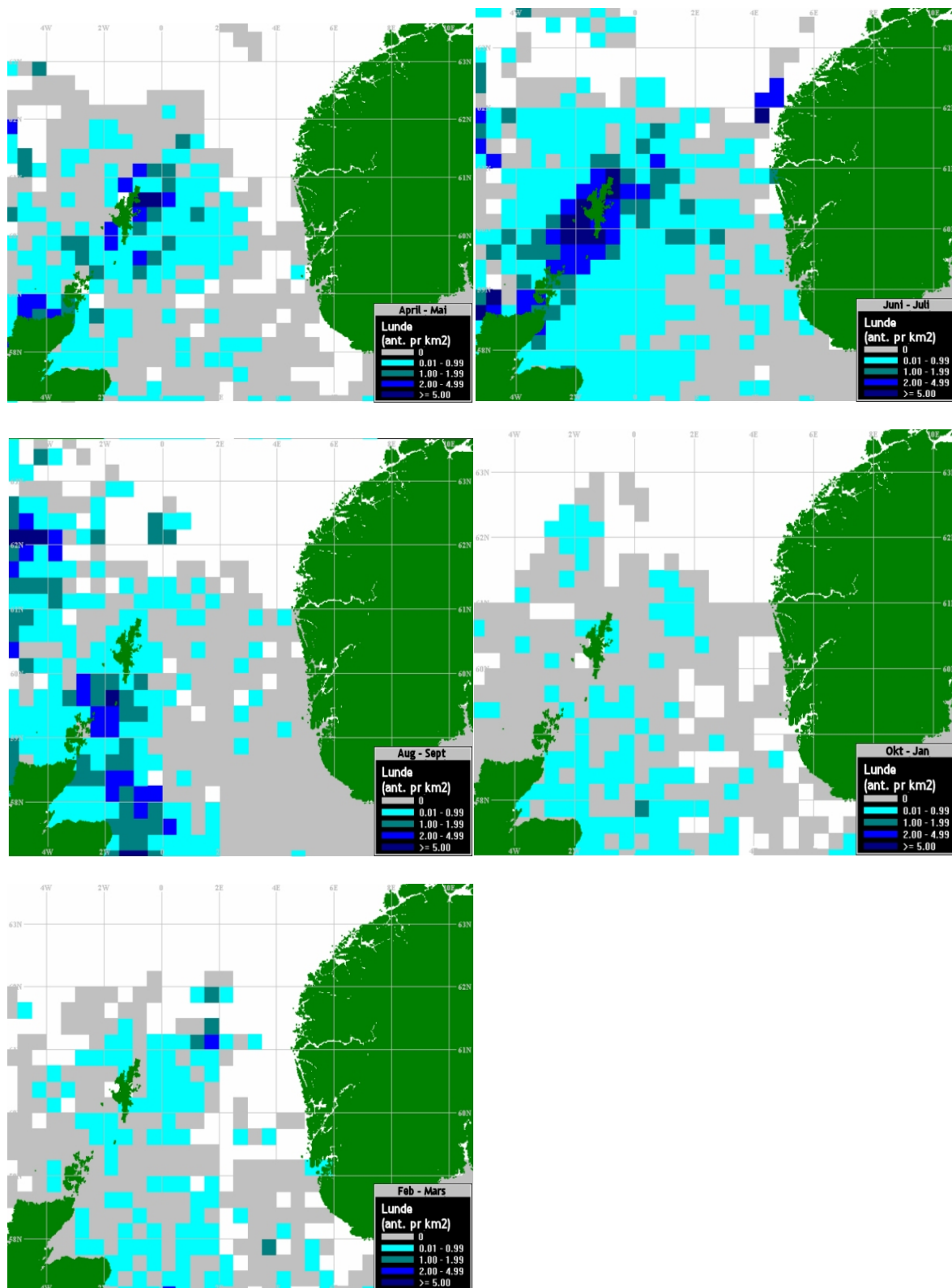
Lundefuglen står på rødlisten over norske hekkefugler /35/ og er en norsk ansvarsart. Det er et relativt høyt antall kolonier rundt Stad som følge av de sterke frontsystemene mellom kyststrømmene og strømmene i Atlanterhavet. Siden 1960-årene har reproduksjonen av norsk lundefugl vært lav målt etter antall fugleunger som vokser opp, noe som skyldes reduksjonen av sildebestanden. Dette har påvirket de største norske hekkekoloniene – spesielt på Røst – og bestanden har gått merkbart tilbake /76/. Sildens gyteområder i den sørlige delen av Norskehavet produserer ungfisk som, innen den når Lofoten, er så stor at den egner seg som næring for fugleunger.

Lundefuglene ankommer hekkekoloniene i mars, og reirperioden varer til august. I Sør-Norge legger arten ett egg i slutten av april (én måned senere i Nord-Norge). Egget klekkes etter 40–45 dager, og ungen holder seg vanligvis i reiret til den kan fly (6–10 uker). Fuglen er kjønnsmoden ved 4–6 års alder og lever lenge (den norske rekorden er 29 år). Kunnskapen om trekkrutene i Norge er ikke stor. I

vintermånedene er arten spredt over et veldig stort område /42/. Antall hekkende par rundt Nordsjøkysten (totalt) er anslått til 226 000 /30/..

Lundefuglen er svært utbredt i britisk farvann (høyere forekomst enn lomvi og alke), og den største gruppen befinner seg oftere i havvann enn i kystnært farvann. De fleste eggene legges i april. Det ble observert fra moderat til høy tetthet av lundefugl rundt Shetland i studien av Pollock *et al*/75/. Tettheten øker fra juni til juli, og konsentrasjonene er høyest rundt de viktigste hekkeplassene på Shetland, Orknøyene, North Rona, Shiant og St. Kilda. Det er observert fra lav til moderat tetthet (0,50–0,99 fugler/km<sup>2</sup>) i juni og juli i det åpne havområdet nord for Shetland til Norskehavet. Disse individene er sannsynligvis ikke-hekkende, ettersom hekkende individer antas å beite innenfor et område på maksimalt 40 km fra koloniene. I perioder med lav mattilgang kan fuglenes næringsområder være større /75/.

Etter fjærskiftet forlater lundefuglen koloniene på Shetland og setter kursen mot åpent hav. En tetthet på 0,01–0,99 fugler/km<sup>2</sup> forekommer over hele Shetland i august og september, med høyere tetthet (1,00–1,99 og 2,00–4,99 fugler/km<sup>2</sup>) i Fair Isle-farvannet mellom Orknøyene og Shetlandsøyene, spesielt rundt Fair Isle. Fra oktober til november holder lundefuglen til enda lenger ut på havet, med lavere tetthet (0,01–0,99 fugler/km<sup>2</sup>). Mellom desember og mars forflytter de seg noe nærmere land /75/. Ifølge lundefuglens hekkebiologi øker sannsynligvis antallet nær kysten i mars sammenlignet med desember, ettersom fuglene kommer til lands for å hekke om våren. Dette går imidlertid ikke klart fram av diagrammene i Pollock *et al*. 1,2 millioner voksne (0,6 mill. par) hekker i Storbritannia og Irland /55/, hvorav 493 042 hekkende par holder til i Skottland /55/. Områder der lundefugl er observert, vises i Figur E-15 (UKDMAP).



Merk at hvite områder på kartet betyr at ingen data er tilgjengelig.  
Kilde: UKDMAP (BODC, 1998)

Figur E-15: Årstidsbestemt utbredelse av lundefugl i Nordsjøen



### Alkekonge (Alle alle)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Alkekongen er en vintergjest i Nordsjøen hvor overvintringsbestanden er anslått til 1,1 millioner individer /76/. Alkekongen, som er minst hyppig rundt Shetlandsøyene /75/, er spredt over hele analyseområdet, men har høyest tetthet utenfor nordvestkysten av Danmark. I mars og april er konsentrasjonen av alkekonger spesielt stor på sokkelen utenfor Sunnmørskysten, og det ser ut til at dette området er viktig for migrerende fugler på vei nordover /76/. Tettheten rundt Shetland er høyest mellom september og desember (0,01–0,99 fugler/km<sup>2</sup>) med sjeldne registreringer av tettheter på 1,00–1,99 fugler/km<sup>2</sup> i mindre områder. Innen utgangen av april og mai har flesteparten migrert nordover, og bare et mindre antall spredte fugler er igjen /75/.

#### *E.5.5.4 Pelagiske arter som henter næring i havoverflaten*

Pelagiske arter som beiter i overflaten, er mindre sårbare overfor oljeutslipp enn alker, og har også vid utbredelse og høy forekomst i området. Sildemåke, krykkje, havhest og sule er viktige arter i området. Med unntak av sildemåken er disse artene knyttet til populære hekkeområder rundt fuglefjell. I Norge er tettheten spesielt høy rundt Gurskøy i Møre og Romsdal og mellom Florø og Askvoll i Hordaland /76/.

### Havhest (Fulmarus glacialis)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (2)

Havhesten tilbringer mesteparten av tiden på åpent hav. Bestanden på det norske fastlandet er økende og anslått til ca. 7 000 hekkende par. Den største hekkekolonien er på Runde (5 000 hekkende par) (/42;/ /76/). Havhesttettheten er høy rundt Gurskøy i Møre og Romsdal og mellom Florø og Askvoll i Hordaland /76/. I Norge kan hekkingen finne sted så tidlig som senvinters.

I studien av Pollock *et al*/75/ var havhesten størst i antall og den som hadde størst geografisk spredning. Den holder til i farvannet utenfor de nordlige delene av Storbritannia hele året, og forekomsten er høyest i sommermånedene. På Shetland følger havhesten fiskefartøyer. Hekkesesongen i Storbritannia er fra mai til juli.

Det ble registrert fra moderat til høy tetthet (+5 fugler/km<sup>2</sup>) av havhest over de dype havområdene i Norskehavet utenfor kontinentalsokkelen fra mai til juli. Rundt Shetland er antallet også høyt fra august til oktober, noe som kanskje gjenspeiler tilstedeværelsen av fugler som nylig har skiftet fjær /75/. Bestanden i Storbritannia ble anslått til 1,1 million hekkende par i Storbritannia/Irland og 485 852 hekkende par i Skottland. Vi har ikke funnet noen beregning som viser totalt antall havhester i Nordsjøen. Hekkende fugler kan beite inntil 320 km fra hekkekolonien /42/.

Havsule (*Morus bassanus*)

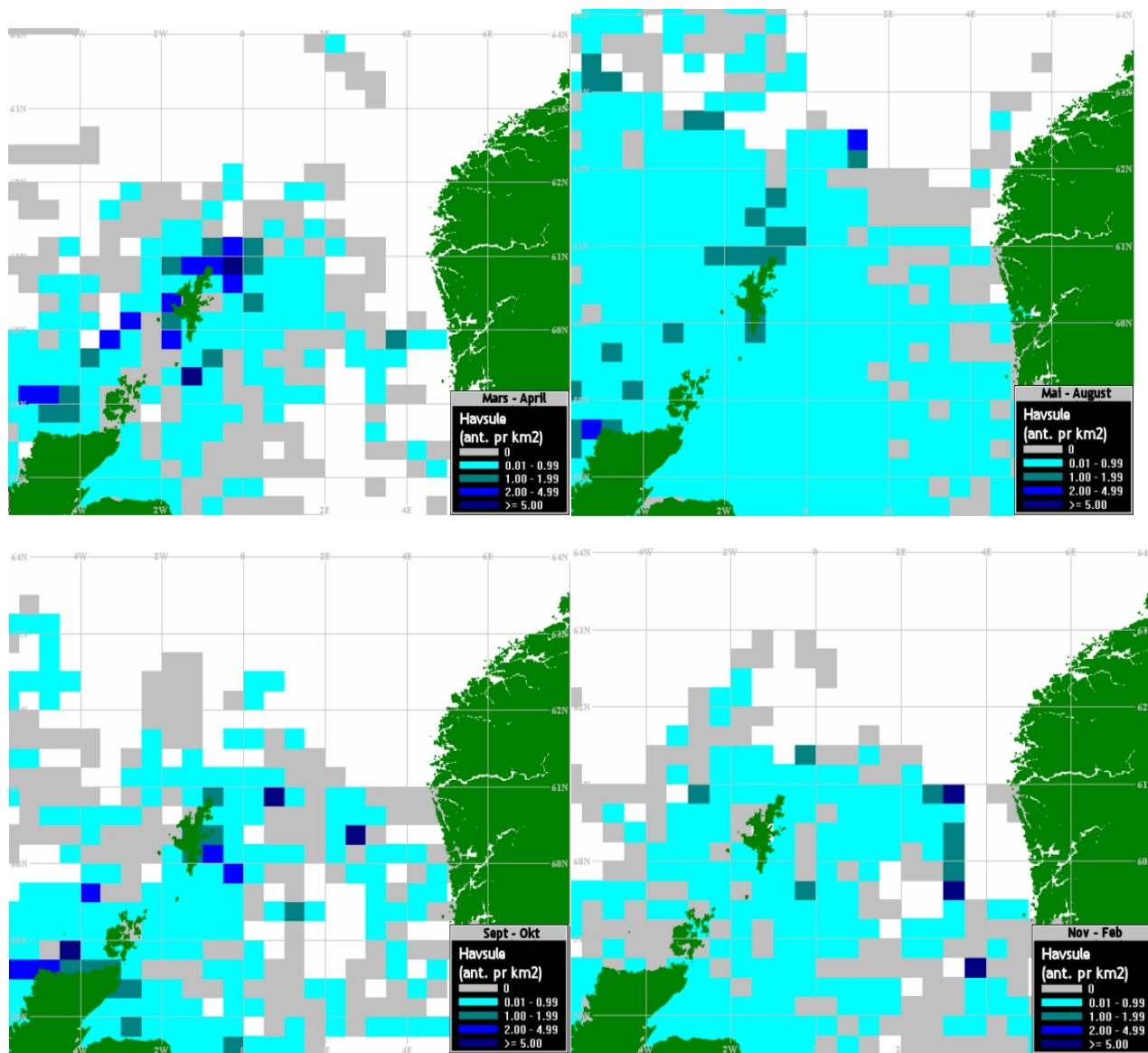


MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (2)

Havsule (*Morus bassanus*) er delvis trekkfugl. Arten er spredt over store områder med lav tetthet og forekommer ofte på åpent hav i analyseområdet. Tettheten er høy rundt hekkeplassene på Shetland (mars–august). Hekkefugler vil holde seg innenfor

et område på 150 km fra hekkeplassen. I åpne havområder sørøst for Staffjord er det registrert fra moderat til høy artstetthet i vintermånedene /75/, UKDMAP /30/.

Den totale hekkebestanden er anslått til 259 311 par i Storbritannia og Irland. Dette utgjør 68 % av verdens sulebestand, og 187 363 hekkende par er registrert i Skottland /55/. I den norske delen av analyseområdet ligger den eneste bekreftede hekkeplassen på Runde, med et totalantall på anslagsvis 3 500 hekkende par fordelt på i alt fem kolonier /76/. Ifølge /42/ er det åtte bekreftede plasser i Norge der sulen hekker. Suletettheten er høy rundt Gurskøy i Møre og Romsdal og mellom Florø og Askvoll i Hordaland(/76/. UKDMAP-data vises i Figur E-16.



*Merk at hvite områder på kartet betyr at ingen data er tilgjengelig.  
Kilde: (UKDMAP/30.)*

**Figur E-16: Årstidsbestemt utbredelse av havsule i Nordsjøen**

### Krykkje (*Rissa tridactyla*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (2)

Krykkjen er en trekkfugl. I Norge holder den hovedsakelig til fra Runde og nordover, selv om enkelte krykkjer hekker så langt sør som Rogaland. Tettheten er høy rundt Gurskøy i Møre og Romsdal og mellom Florø og Askvoll i Hordaland /76/. Tallet på hekkende par er synkende i de sørlige koloniene, mens de andre koloniene er mer stabile /76/. 40 % av verdens samlede hekkebestand hekker i Norge, og krykkjen er en norsk rødliste- og ansvarsart /35/.

I Storbritannia er det 282 213 hekkende par i Skottland og et totalantall på 800 000 hekkende fugler. Krykkjen er redusert med 23 % siden 1985–88. Antallet hekkende krykkjer rundt Shetland har gått ned med 69 % de siste 15 årene /55/. Likevel var krykkjen den måkearten som hadde høyest forekomst og videst utbredelse i studien av Pollock *et al*/75/. Mellom januar og april er de spredt over store områder i farvannet langs kysten av og havområdene rundt Shetland, Fair Isle-farvannet, Orknøyene, Nord-Skottland og Færøy-Shetland-kanalen, med høyest tetthet over kontinentalskråningen. Fuglene følger ofte fiskefartøyer. Et av områdene som hadde høyest tetthet fra januar til april, ligger utenfor nordøstkysten av Shetland. Fra mai til juli er fuglene fremdeles spredt over store områder, men det høyeste antallet forekommer i det kystnære farvannet nær koloniene, spesielt rundt Orknøyene og nordkysten av det skotske fastlandet. Næringsområdene varierer alt etter hvor mattilgangen er størst, og de fleste fuglene ble registrert innenfor et område på 25 km fra den nærmeste kolonien. Fra oktober til desember beveger krykkjen seg igjen ut på havet, og i enkelte

områder samles de i flokker. Ett slikt område ligger sørøst for Fair Isle /75/.

### Sildemåke (*Larus fuscus*)



MOB-sårbarhet /80/: desember–februar (-), mars–april (1), mai–august (2), september–nov (1)

Sildemåken er en trekkfugl som står oppført på rødlisten over norske hekkefugler /35/ og OSPAR-listen (fra Oslo-Paris-konvensjonen) over arter og habitater som er truet og/eller minkende /72/ (selv om *Larus fuscus* er oppgitt som tilstedeværende i Region I (den arktiske) på sistnevnte liste). Den rapporteres som truet i alle regioner der den oppholder seg. Sildemåken har to underarter i Norge: *Larus fuscus fuscus* som hovedsakelig hekker fra Trøndelag og nordover og hvis antall er synkende, og *Larus fuscus intermedius*, som hovedsakelig hekker sør for Trøndelag og som har en mer variert bestandsutvikling /76/. Det er særlig bestanden i Sogn og Fjordane som er redusert (90 %) /42/. De to underartene bruker ulike trekkruiter. Antall individer i bestanden er usikkert.

Det er 72 130 hekkende par i Skottland. I Storbritannia ser det ut til at arten er i ferd med å finne nye reiområder. Tallet på sildemåker som har reir på hustak i britiske byer (totalt antall), var 11 000 par i studien av Mitchell *et al.* i 1998-2002, et tall som var fire ganger høyere enn 4–8 år tidligere. Når det gjelder sildemåker i naturlige reiområder, er situasjonen langt mer alvorlig, og den totale bestanden er redusert med 50 % siden 1969–1970, noe som kan skyldes en reduksjon i fiskeriaktiviteter /55/.

#### *E.5.5.5 Kystbundne dykkende arter*

Kystbundne dykkere kan deles inn i arter som livnærer seg på bunndyr, og arter som spiser fisk.

Det er høye forekomster av hekkeplasser langs hele norskekysten og særlig i Trøndelag (Froan, Tarva-Melstein, sørvest for Vikna, nord for Frøya og øyene rundt) /76/. Mytende fugler av disse artene finnes stort sett langs hele norskekysten innenfor analyseområdet. Områdene på Froan og Fastfrøya (med øyene rundt) og Ørland-Leksa er viktige for arter som livnærer seg på bunndyr (ærfugl).

#### Smålom (*Gavia stellata*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Smålommen trekker til kystnært farvann utenom hekkesesongen, og den observeres derfor oftest mellom mai og september /75/. Trekkfuglene kommer fra Skandinavia om høsten. Det er mange hekkekolonier langs norskekysten, og tettheten er høyest i koloniene sør for Sognefjorden og fra Stad til Lofoten. Hekkebestanden er anslått til 2 000–5 000 par. Arten hekker både i innlandet og langs hele kysten av Norge /42/. Myteperioden er sent i september, og da er fuglene flygeudyktige i en måned og sårbare overfor oljeforurensing på havoverflaten. Det er gjort observasjoner av smålom over hele Shetland, vanligvis fra 2–5 per år /75/. De fleste observasjonene registreres fra oktober til mai. Smålommen står oppført på rødlisten over norske hekkefugler /35/ og i vedlegg I til fugledirektivet.

#### Islom (*Gavia immer*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Islommen er en kystart og først og fremst en vintergjest. På Shetland ble det gjort observasjoner 5 steder 2-6 ganger i året /75/. Islommen er en norsk rødliste- og ansvarsart, ettersom 25 % av verdens samlede bestand overvintre i Norge /35/. Det er en mulighet for at islommen hekker i Norge, men dette er ikke bekreftet. Arten står oppført i vedlegg I til fugledirektivet.

#### Storlom (*Gavia arctica*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–juni (3), juli–august (-), september–desember (3)

Det er registrert hekkeplasser over hele Norge, både i innlandet og langs kysten, og den norske hekkebestanden antas å utgjøre 5 000–10 000 par. /42/ Arten står oppført på rødlisten over hekkefugler i Norge /35/ og i vedlegg I til fugledirektivet. Storlommen er sjelden i Storbritannia og hekker bare i Skottland – stort sett i Vest-Skottland.

Storskarv (*Phalacrocorax carbo*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Storskarven (*Phalacrocorax carbo*) er en trekkfugl. 30 % av verdens samlede bestand overvintrer i Norge, og storskarven er en ansvarsart på den norske rødlisten /35/. Antallet fugler i Norge gikk ned i årene 1985-1986, men økte igjen fram til 1999 /76/. Den totale norske bestanden var ca. 24 000 hekkende par i 1994. Hekkende kolonier ligger langs norskekysten fra Frøya i analyse- og influensområdet til Finnmark. Den største kolonien på Vega (nord for analyseområdet) teller 1 300–1 400 par /42/. Storskarven trekker ikke over åpent hav og er sjelden i åpne havområder ettersom den sitter og sover på land eller harde konstruksjoner (/42;/ /75/).

Arten har økt med 15 % i Storbritannia og Irland siden 1985-1988 gjennom tilstrømmingen av underarten *P. carbo sinensis*, en type storskarv som hekker i innlandet. Den stedbundne bestanden av *P. carbo carbo* – en storskarvtype som først og fremst holder til langs kysten – har vært gjenstand for en betydelig reduksjon nordøst i Skottland. Antall hekkende par (begge typer) i Skottland ble nylig anslått til 3 626 /55/. Det er hekkende storskarvkolonier på Shetland og Fair Isle (JNCCs nettsted, /75/).

Toppskarv (*Phalacrocorax aristotelis*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Toppskarven er også en trekkfugl. 25% av verdens samlede bestand overvintrer i Norge, og toppskarven er en ansvarsart på den norske rødlisten /35/.

Med unntak av kystlinjen mellom Hardangerfjorden og Sognefjorden finnes hekkende toppskarvkolonier langs norskekysten fra Rogaland til Finnmark. Den norske bestanden ble dramatisk redusert rundt 1986–1987 da den største kolonien på Runde ble redusert fra 5 000 til 2 000 par. I de senere år har denne artens status økt merkbart, spesielt i hekkkoloniene i Rogaland, som etter en seksdobbel økning nå huser rundt 1 500 par, noe som gjør toppskarvbestanden i Rogaland spesielt viktig. Restitusjonen har ikke vært like god lengre nord /76/. Viktige overvintringsområder ligger i Møre og Sør-Trøndelag /42/.

21 487 hekkende par er registrert i Skottland /55/. Hekkeplassene ligger i fjorder i Nord- og Vest-Skottland så vel som nær Foula (Shetlandsøyene), som har 2 400 hekkende par i hekkesesongen /75/.

Toppdykkeren (*Podiceps cristatus*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–april (3), mai–juli (-), september–desember (3)

Toppdykkeren (*Podiceps cristatus*) er en trekkfugl som ikke hekker i den delen av Norge som inngår i analysen. (Hekkeplassene ligger i de indre delene av Trondheimsfjorden (Levanger) og i Akershus, Østfold og Oslo.) /42/. Den har ikke vært registrert på Shetland /75/.

Gråstrupedykker (*Podiceps grisegena*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–mai (3), juni–juli (-), august–desember (3)

Gråstrupedykkeren er en trekkfugl som hekker i ferskvannsinnsjøer. Den finnes først og fremst i Danmark, og registreringer av hekkende gråstrupedykkere i Norge hører til sjeldenhetene. Overvintringsområdene ligger langs sørkysten av Norge. Ifølge /75./, /55/ og UKDMAP /30/ forekommer ikke arten i Storbritannia.

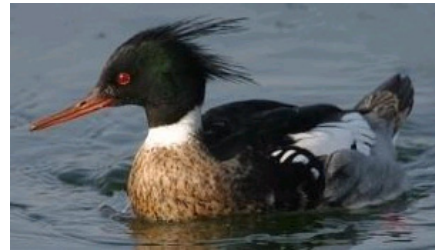
Horndykker (*Podiceps auratus*)



Horndykkeren (*Podiceps auratus*) står også oppført i vedlegg I til fugledirektivet. Ifølge Pollock *et*

*al*/75./, Mitchel *et al.* /55/ og UKDMAP /30/ forekommer ikke arten i Storbritannia. Hekkeplassene i Norge er hovedsakelig i lavlandsvann langs kysten av Nord-Norge, fra Nord-Trøndelag til Finnmark, og én nær Haugesund /42/.

Siland (*Mergus serrator*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Silanden har vid utbredelse i Norge. Det er en tilpasningsdyktig art som kan utnytte habitater i innlandet så vel som langs kysten. De fleste silandene forekommer i marine leområder /42/. Silanden er en norsk ansvarsart, ettersom 30 % av den nordvesteuropiske bestanden overvintrer i Norge. Arten er tallrik i Norge, og den hekkende bestanden er anslått til 25 000–30 000 av et totalantall på ca. 100 000 par i Nordvest-Europa. Det finnes ingen henvisninger til overvintring og hekking på Shetland. Arten hekker i de nordlige og vestlige delene av Storbritannia og anses for å være sjelden /75/.

Ærfugl (*Somateria mollissima*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Ærfuglen er en trekkfugl. Den livnærer seg på bunndyr og har høy sårbarhet overfor oljeutslipp. Den hekker på små øyer langs hele norskekysten, også i fjordene. I Norge har bestanden økt siden 1970-årene, noe som sannsynligvis skyldes at

artene som konkurrerer med ærfuglen om muslingen *Mytilus edulis*, har gått tilbake, noe som fører til økt hekkesuksess for ærfuglen. Tallet på konkurrentene er imidlertid økende igjen, og ærfuglbestanden forventes nå å stabilisere seg /76/. I studien av Pollock *et al.* /75/ var ærfuglen den mest tallrike av seks andefuglarter som ble registrert med relativt høy tetthet i overvintringsområdene inne i landet rundt Minch og de indre og ytre Hebridene. Det ligger ett overvintringsområde med 0,01–0,49 fugler/ km<sup>2</sup> på Sør-Shetland, og ett med 0,50–0,99 fugler/ km<sup>2</sup> på Nord-Shetland.

Ærfuglen legger 4–6 egg i mai (Sør-Norge). Lenger nord finner eggleggingen sted i juni. Eggene klekkes etter 4 uker, og fugleungen forlater redet når den er mellom 1 og 2 dager gammel. Hunnfuglene samler seg av og til i grupper for å hjelpe hverandre med å se etter fugleungene. Det er også vanlig at unge ikke-hekkende hunner (tanter) er sammen med moren og hjelper henne med å passe på fugleungene. Ærfuglen er kjønnsmoden når den er 3 år (2 for enkelte hunner) /42/.

#### Havelle (*Clangula hyemalis*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Havellen er en trekkfugl, som i Sør-Norge hekker i innlandet i nærheten av ferskvannsinnsjøer og vann i sentrale fjellområder (april–juni). Etter hekkingen trekker havellene til kystnære områder, der store flokker av overvintrende fugler samles.

Overvintringshabitatene for disse fuglene ligger langs norskekysten, og de fleste overvintringsområdene ligger fra Midt-Norge og nordover. I overvintringssesongen er havellen spesielt sårbar overfor oljeutslipp. På grunn av de store flokkene kan relativt små oljeutslipp drepe mange individer. Oljeutslipp anses for å være en betydelig trussel for havellen /42/. Arten står oppført på rødlisten over norske hekkefugler /35/. Noen overvintrende fugler har vært registrert rundt

Orknøyene og sør for Fair Isle i Storbritannia (tetthet på 0,01–0,46 fugler/km<sup>2</sup>) /75/.

Overvintrende bestander i Norge er anslått til 50 000–100 000 par, og den norske hekkebestanden utgjør omtrent en tidel av dette (5 000–10 000 par) /42/.

I Storbritannia er fuglen en vintergjest i kystnære områder. Den eneste merkbare konsentrasjonen var på Orknøyene. Det er også gjort en del observasjoner om sommeren /75/.

#### Svartand (*Melanitta nigra*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–mai (3), juni–august (-), september–desember (3).

Denne arten er en trekkfugl og står på rødlisten over norske hekkefugler /35/ samt på den britiske rødlisten. I Norge hekker den nær innsjøer i innlandet og relativt sjelden langs kysten. I likhet med havellen anses svartanden å være svært sårbar overfor oljeutslipp når den overvintre i kystnære områder /42/. Den norske hekkebestanden er anslått til 1 000–5 000 par. Verken det nøyaktige antallet overvintrende fugler eller de nøyaktige trekkrutene er kjent /42/.

Tallet på britiske overvintrende fugler er anslått til rundt 25 000, men disse forekommer ikke i analyseområdet /75/. Data tyder på at det kan forekomme svartender i de åpne havområdene sørøst for Shetland, mellom 58–59°N og 1° Ø og 2° V, og på åpent hav utenfor Rogalandskysten (tetthet på 0,01–0,99 fugler/km<sup>2</sup>). Den britiske/irske hekkebestanden utgjør mindre enn 200 par /75/. Et annet viktig område for denne arten ser ut til å ligge utenfor kysten av Danmark (UKDMAP /30/).



### Sjørorre (*Melanitta fusca*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–juni (3), juli–august (-), september–desember (3).

Sjørøren står oppført på rødlisten over norske hekkefulger/35/. I likhet med svartanden hekker den nær innsjøer i innlandet, men enkelte kystnære hekkeområder er registrert innenfor analyseområdet rundt Sognefjorden og i Nord-Norge.

Hekkebestanden, som er anslått til ca. 1 500 par, er synkende. Sjørøren overvintrer langs kysten i større grad enn svartanden, og viktige kystområder ligger i Trøndelag og Rogaland/42/. Kunnskapen om fuglens trekkruiter er liten, og det antas at fugler som hekker i Norge, overvintrer i Skottland.

Sjørøren er en vintergjest i Storbritannia med en vinterbestand anslått til ca. 2 500–10 000. Størstedelen overvintrer langs østkysten av Skottland. To fugler ble registrert nord for Unst på Shetlandsøyene /75/.

### Teist (*Cepphus grylle*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–desember (3)

Teisten har ikke vært gjenstand for opptelling i Norge, og artens status er usikker /76/. Den hekker langs de ytre delene av den norske kystlinjen. Ifølge Gjershaug *et al.* /42/ ligger de viktigste hekkeplassene i de ytre kyststrøkene fra Møre og Romsdal og nordover til Finnmark. De oppgir de siste anslagene over hekkebestanden til rundt 40 000 par. Selv om anslagene over den norske bestanden er usikre, har arten sannsynligvis gått sterkt tilbake i de senere år og kan være i ferd med å

forsvinne i enkelte områder. Arten står oppført på rødlisten over norske hekkefulger. Villminken (en art som er innført til Norge) mistenkes for å være den viktigste grunnen til reduksjonen, men teisten er også utsatt for å bli fanget i fiskegarn. Teisten ble hardt rammet av oljeutslippene fra *Deifovos*, *Sonata*, *Arisan* og *Braer* (/42/, /55/).

Mellom mars og august er teisten spredt over store områder med lav tetthet (0,01–0,49 fugler/km<sup>2</sup>) rundt nordvestlige deler av Skottland, Orknøyene, Fair Isle-farvannet og Shetland. Antallet fugler reduseres noe mellom september og februar, spesielt rundt Orknøyene og Shetland. Det er hekkekolonier på Shetland. Det grønne farvannet nær kysten av Shetland utgjør viktige samlingsplasser for flokker av mytende teister om høsten og vinteren. Fugler fra områdene på Foula og Fair Isle beveger seg imidlertid lenger enn fugler fra andre hekkeplasser etter hekkperioden, noe som antakelig skyldes mangel på beskyttelse /75/.

I Skottland ble tallet på teister nylig anslått til 37 505 individer i hekkebestanden (Mitchell *et al.*, 2004). Det totale antallet i Storbritannia er 39 000 voksne som tilsvarer tidligere opptellinger i 1982–91. Arten har økt med 14 % på øyene nord i Skottland, som utgjør det britiske kjerneområdet, til tross for at et betydelig antall ble drept som følge av *Braer*-oljeutslippet i 1993. Andre steder i Storbritannia vokser koloniene på øyer i havområdene, mens antall hekkende par har gått ned på øyene nær kysten og det skotske fastlandet. Også her er det mistanke om at den innførte minken er årsaken /55/.

#### E.5.5.6 Pelagiske arter som henter næring i havoverflaten

Kystbundne hekkende arter i denne økologiske gruppen forekommer i hele området langs norskekysten. Tettheten av hekkeplasser er spesielt høy i Sør-Trøndelag /76/..

##### Havlire (*Puffinus puffinus*)



MOB-sårbarhet /80/: juni–desember (2), januar–mai (-)

90 % av verdens havlirebestand hekker i Storbritannia/Irland /55/. Det er 332 000 hekkende par i Storbritannia, og 126 545 av dem holder til i Skottland, hovedsakelig i farvannet vest for Skottland. Rundt Shetland forekommer arten bare med lav tetthet fra juni til august, og disse fuglene er mest sannsynlig ikke-hekkende fugler /75/. Havliren er registrert i Norge, men det er ikke kjent at den hekker i landet, selv om det er mulig /42/.

##### Bergand (*Aythya marila*)

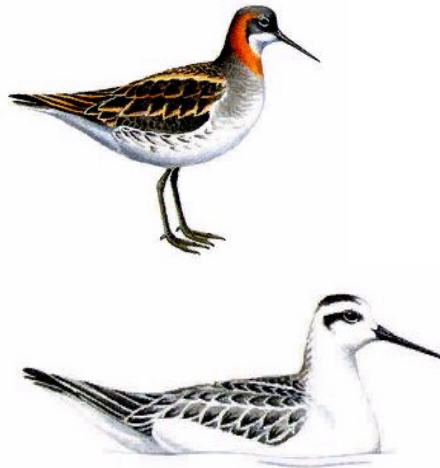


MOB-sårbarhet /80/: januar–mai (3), juni–august (-), september–desember (3).

I likhet med de andre andefuglartene hekker berganden i fjellvann i innlandet og trekker ut til kysten for å overvintre i september–november. Der

samles gjerne store flokker i grunt farvann og estuarer/brakkvann /42/. Den norske hekkebestanden utgjør ca. 1 000 par. Det er viktige overvintringsområder i sør. Ifølge UKDMAP /30/, Mitchell *et al*/55/ og Pollock *et al*. /75/ forekommer ikke denne arten i Storbritannia.

##### Svømmesnipe (*Phalaropus lobatus*)

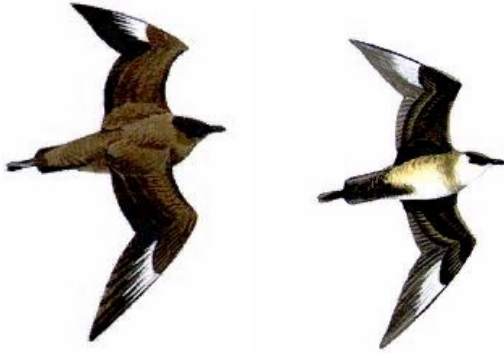


MOB-sårbarhet /80/: oktober–april (-), mai–juni (1), juli–august (2), september (1).

Svømmesnipen omfattes av vedlegg I (fugledirektivet).

Den geografiske utbredelsen av denne sjeldne arten ble undersøkt av Pollock *et al*. /75/. En liten gruppe på tre fugler ble registrert i august, like øst for Shetlandsøyene (60°05'N, 00°04'V), som er det viktigste hekkeområdet for denne arten i Storbritannia, med en bestand på nesten 40 hekkende hanner. I Norge er denne arten hovedsakelig en innlandsart som forekommer i Sør- og Midt-Norge. Kystnære hekkeplasser ligger først og fremst nord for Lofoten /42/.

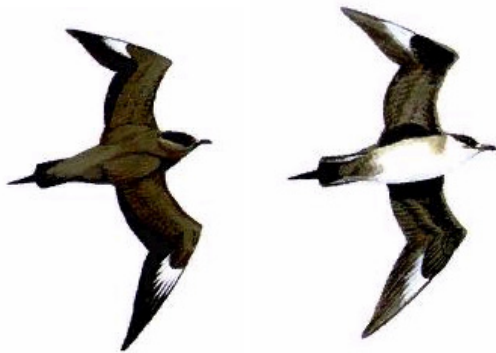
Polarjo (Stercorarius pomarinus)



MOB-sårbarhet /80/: desember–mars (-), april–november (2).

Data tyder på at trekkende polarjoer bruker farvannet over Færøy-Shetland-kanalen som trekkroute (UKDMAP /30/), selv om trekkende fugler har vært observert et par steder øst for Shetland/75/.

Tyvjo (Stercorarius parasiticus)

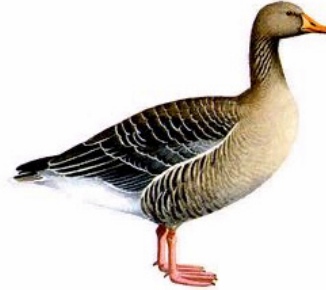


MOB-sårbarhet /80/: desember–mars (-), april (1), mai–august (2), september–november (1).

Fra mars til mai returnerer tyvjoen fra de sørlige overvintringsområdene til de viktigste britiske hekkeområdene på Shetland og Orknøyene /75/. I Norge hekker arten langs mesteparten av kystlinjen i analyseområdet og vender tilbake fra overvintringsområdene så sent som i april i Sør-Norge og i mai lenger nord. Den totale bestanden av hekkende tyvjoer i Norge utgjør ca. 5 000–10 000 par, og den har vært synkende siden 1970-årene /42/. I Skottland er hekkende par redusert med 37 % siden 1985–88, og i dag er det registrert 2 136 hekkende par i Skottland (inkludert Shetland). Den

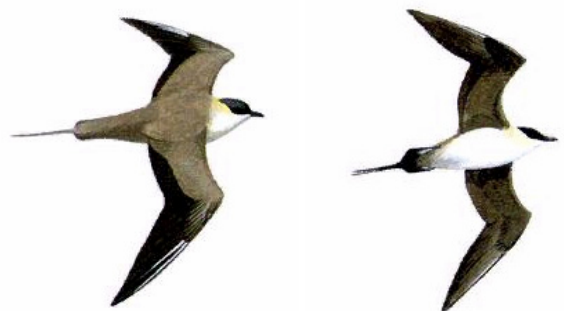
viktigste grunnen til reduksjonen i skotske områder antas å være konkurranse fra storjoen, som også tar tyvjoen som bytte /55/.

Grågås (Anser anser)



Grågåsens hekkeplasser i den norske delen av analyseområdet er vidt spredt langs kysten. Den norske bestanden er økende og er i dag anslått til 7000–10 000 hekkende par. /42/, /76/.). Myteområdene ligger hovedsakelig langs kysten fra Smøla til Helgeland /76/.

Fjelljo (Stercorarius longicaudus)



MOB-sårbarhet /80/: november–mars (-), april–oktober (2).

Fjelljoen hekker i innlandet i Sør-Norge /42/. Som arktisk hekkeart trekker den nordover og krysser de åpne havområdene langs grensen mot Atlanterhavet (Færøy-Shetland-kanalen) i mai og juni /75/.

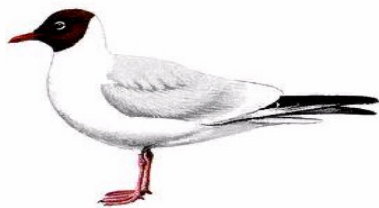
### Storjo (Stercorarius skua)



MOB-sårbarhet /80/: desember–februar (-), mars–mai (1), juni–august (2), september–november (1).

I Norge er det registrert hekkeplasser for storjoen på Sørøyane like nord for Stad, og for ti år siden var antallet hekkende par ca. 30–40 par /42/. Storjoen er spredt over store områder, men har lav tetthet i alt farvann nordvest for Skottland, inkludert Shetland og Orknøyene. Fuglen følger ofte fiskefartøyer /75/. 60 % av verdens storjobestand hekker i Storbritannia og Irland. Det er registrert 9 634 hekkende par i Skottland, deriblant fugler som hekker innenfor analyseområdet /55/. Verdens største storjokoloni ligger på Foula (Shetlandsøyene). Storjoen søker etter næring maksimalt 60 km fra kolonien. Ikke-hekkende storjo kan også forekomme over åpne havområder om sommeren (juni–juli). Fuglene starter avreisen i august /75/. Noen få voksne blir gjerne igjen. Fuglene som hekker på Shetland, trekker til Sørvest-Europa /42/.

### Hettemåke (Larus ridibundus)

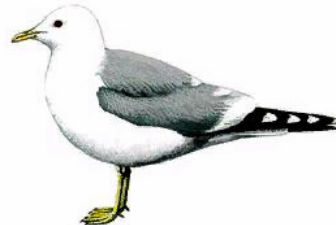


MOB-sårbarhet /80/: september–mars (1), april–august (2).

Hettemåkens hekkeplasser i analyseområdet strekker seg fra Sognefjorden og nordover /42/. Hettemåken er en vanlig fugl både i Norge og Storbritannia, og begge steder hekker mange fugler i innlandet. Den norske bestanden er voksende og

utgjorde ca. 20 000–30 000 hekkende par for ti år siden /42/. Arten har også økt i Skottland, hvor den nå utgjør 43 191 hekkende par /55/, men den er ikke registrert på Shetland /75/.

### Fiskemåke (Larus camus)



MOB-sårbarhet /80/: september–april (1), mai–august (2).

Fiskemåken, som er en trekkfugl, er den måkearten som har høyest forekomst i Norge. Den er både en kyst- og innlandsart. Gjershaug *et al*/42/ anslår bestanden til minst 150 000 par. Mer enn 25 % av verdens samlede bestand hekker i Norge. Av den britiske bestanden hekker 97 % i Skottland (48 113 hekkende par). 57 % av de britiske fiskemåkene hekker i innlandet. Det har vært en 65 % økning i fiskemåker med tilholdssted i kyststrøkene siden 1969–1970 og en 39 % økning siden 1985–88. Den geografiske utbredelsen av fiskemåkens reiområder er også i endring /55/. Tallene som ble registrert for arten var lave i alle månedene i studien av Pollock *et al.* /75/.

### Gråmåke (Larus argentatus)

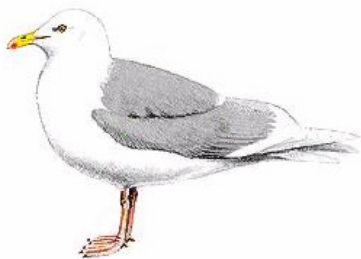


MOB-sårbarhet /80/: september–mars (1), april–august (2).

Gråmåken er en trekkfugl. Antallet gråmåker er i sterk vekst både i Norge og resten av Vest-Europa /76/, og i 1994 ble hekkebestanden anslått til ca. 150 000–200 000 par /42/. Det er 72 130 hekkende par i Skottland. Arten kan utnytte en rekke

hekkeplasser, og det ble registrert 20 000 par med reir på hustak i britiske byer – det dobbelte av det som ble talt 4–8 år tidligere. I naturlige hekkeområder har imidlertid bestanden gått ned med 50 % i Storbritannia siden 1969–70 /55/. Under hekkingen og etter hekkesesongen (mai til september) ble nesten samtlige observasjoner av Pollock *et al.* /75/ gjort i kyststrøk. Fra oktober til april foretrekker gråmåken havområdene øst og nord for Shetland, og enkelte av disse områdene samt området øst for Fair Isle har en tetthet på over 5,00 fugler/km<sup>2</sup>.

#### Polarmåke (*Larus hyperboreus*)



Polarmåken er en trekkfugl som er en sjelden, men regelmessig gjest fra Øst-Grønland og de arktiske strøkene av Europa. Det er gjort noen registreringer sørøst for Fair Isle-farvannet (ca. 2 observasjoner hvert år mellom november og mars) /75/. Forekommer ikke i Norge.

#### Svartbak (*Larus marinus*)



MOB-sårbarhet /80/: september–mars (1), april–august (2).

Svartbaken er en trekkfugl, og i Norge er bestanden økende etter tilbakegangen på begynnelsen av 1980-årene /76/. Det er en norsk rødliste- og ansvarsart /35/. 31 % av verdens samlede svartbakbestand hekker i Norge, og hekkeplassene

er fordelt langs hele den norske kystlinjen /42/. I Skottland består hekkebestanden av 14 776 par. Bestanden i hele Storbritannia er uendret /55/. Svartbaken er den minst vanlige av *Larus*-arten i Nordvest-Skottland, inkludert Shetland. Brorparten av de britiske hekkeplassene ligger på Shetland, Orknøyene og Hebridene. Fra januar til april er antallet svartbaker fra middels til høyt rundt Shetland – særlig utenfor nordøstkysten /75/.

#### Splitterne (*Sterna sandvicensis*)



Splitterne står oppført i vedlegg I til fugledirektivet. Arten har ingen hekkeplasser i den norske delen av analyseområdet /42/. Hekkeområdene ligger på Orknøyene, og splitterne observeres derfor noen ganger i kystnært farvann rundt Shetlandsøyene, selv om arten ikke hekker på Shetland /75/. Det har vært en økning av bestanden på 11 % i Storbritannia. Årsakene til dette er uklare. I Skottland er det 1 068 hekkende par /55/.

#### Makrellterne (*Sterna hirundo*)



MOB-sårbarhet /80/: oktober–mars (-), april (1), mai–august (2), september (1).

Makrellternen er en vanlig hekkeart langs hele den norske kystlinjen. Den norske bestanden er anslått til mellom 10 000–20 000 par, men kan være synkende på grunn av tap av egg og fugleunger til rovdyr /42/. Makrellternen besøker de De britiske øyer, inkludert flere områder på Shetland, mellom mai og august /75/. I Storbritannia ser den totale

bestanden ut til å holde seg stabil, men den geografiske utbredelsen varierer. Makrellternen bygger oftere reir i innlandet enn andre terner, men tallet på innlandshekkende fugler har gått ned med 51 % siden 1988–91. 4 784 hekkende par er registrert i Skottland /55/.

#### Rødnebbterne (*Sterna paradisaea*)



MOB-sårbarhet /80/: oktober–april (-), mai–august (2), september (1).

Rødnebbternen omfattes av vedlegg I (fugledirektivet). Den hekker i kolonier langs hele norskekysten fra Rogaland til Finnmark, så vel som i innlandet, selv om den først og fremst holder til i de ytre kyststrøkene. Den hekkende bestanden er anslått til rundt 40 000 par og ser ut til å være synkende i de fleste områder /42/. I Storbritannia ligger det viktigste tilfluktsstedet i forbindelse med hekking på Shetland, som sammen med Orknøyene har 80 % av den britiske hekkebestanden /75/. Den skotske bestanden utgjør til sammen 47 306 hekkende par, men det har vært en nedgang på 29 % som følge av redusert tilgang på sil rundt Shetland /55/.

#### Dvergterne (*Sterna albifrons*)



Dvergternen står oppført i vedlegg I til fugledirektivet. Arten hekker ikke i Norge, selv om det har vært gjort forsøk /42/. Et mindre antall har hekket på Orknøyene i senere år /75/, men den britiske bestanden har hatt en nedgang på 25 % som følge av redusert tilgang på sil rundt Shetland og tap av fugleunger til rev og falk /55/. Den skotske bestanden består i dag av 331 hekkende par /55/.

#### Storlire (*Puffinus gravis*)



Storliren hekker verken i Storbritannia eller Norge. Observasjonene i de britiske havområdene var hyppigst i august, og de fleste ble gjort i Færøy-Shetland-kanalen, langt vest for Shetland. Det ble ikke observert storlire nær Shetland i studien av Pollock *et al.* /75/ eller i UKDMAP /30/.

#### Grålire (*Puffinus griseus*)



MOB-sårbarhet /80/: januar–juli (-) august–desember (2)

Gråliren hekker verken i Norge eller Storbritannia, men er over spredt over store områder langs hele grensen mot Atlanterhavet, hovedsakelig i Færøy-Shetland-kanalen. Det er gjort observasjoner rundt Nord-Shetland mellom juli og oktober, med en tetthet på rundt 0,01–0,49 fugler/km<sup>2</sup> /75/. UKDMAP /30/ rapporterer om sporadiske observasjoner i Nordsjøbassenget og nærmere norskekysten i vårmånedene, men med lavere tetthet (0,01–0,09 fugler/km<sup>2</sup>).

Havsvale (*Hydrobates pelagicus*)



Havsvalen står oppført i vedlegg I til fugledirektivet. 125 000 par hekker i Storbritannia og Irland, og 21 370 av disse parene holder til i Skottland /55/. Det er bare et par bekreftede hekkeområder i Norge /42/. Ett mulig hekkeområde ligger på Runde, og ca. 4 000 individer er blitt registrert der. Registreringer i UKDMAP og Pollock *et al*/75/) tyder på at de viktigste områdene er farvannet vest for De britiske øyer. Et par observasjoner er registrert i analyseområdet i Nordsjøen om sommeren. Tettheten her er lavere enn vest for Irland (0,01–0,49 fugler/ km<sup>2</sup>) (UKDMAP, /30/).

Stormsvale (*Oceanodroma leucorhoa*)



Det er rundt 48 000 hekkende par av stormsvalen i Skottland, og 94 % av disse hekker på fire små øyer i St. Kilda-arkipelen (80 km vest for de ytre Hebridene). Den britiske bestanden utgjør mindre enn 1 % av verdens samlede stormsvalebestand, men arten står oppført i vedlegg I til fugledirektivet siden den er relativt sjelden. Stormsvalen er et bytte for storjoen /55/. Bare én gang er det blitt bekreftet at stormsvalen hekker i Norge, på Røst, der individer fanges sporadisk /42/.

*E.5.5.7 Sammenheng av sjøfugls sårbarhet*

Ifølge beskrivelsene ovenfor kan noen arter antas å være spesielt sårbare. Tabell E-2 gir en oversikt over disse artene. Utvalget er basert på følgende kriterier:

- Sårbar året rundt = 3
- Sårbarhet = 3 i periodene når de er til stede
- Sårbarheten er lavere, men arten er rødlistet og en norsk ansvarsart, eller den står oppført på rødlisten over hekkefugler med synkende kolonier i området.
- Sårbarheten er lavere, men de største hekkekoloniene ligger innenfor influensområdet.

**Tabell E-2: Oversikt over fokuserter i analyseområdet**

<b>Fokuserter</b>	<b>Lister</b>	<b>Merknader og status</b>	<b>J</b>	<b>F</b>	<b>M</b>	<b>A</b>	<b>M</b>	<b>J</b>	<b>J</b>	<b>A</b>	<b>S</b>	<b>O</b>	<b>N</b>	<b>D</b>
Lomvi, <i>Uria aalge</i> (Eng. Common guillemot)	Rødlisten for hekkefugler (Norge).	Ansamlinger på åpent hav. Synkende.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Alke, <i>Alca torda</i> (Eng. Razorbill)		Ansamlinger på åpent hav.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Lundefugl, <i>Fratercula arctica</i> (Eng. Atlantic puffin)	Rødlisten for hekkefugler (Norge). Norsk ansvarsart.	21–33 % av verdens hekkebestand i Norge. 12 % av verdens hekkebestand i Storbritannia. Ansamlinger på åpent hav.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Havhest, <i>Fulmarus glacialis</i> (Eng. Fulmar)		Største kolonien i influensområdet (Runde). Et høyt antall på åpent hav.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sule, <i>Morus bassanus</i> (Eng. Gannet)		68 % av verdens hekkebestand i Storbritannia. Eneste bekreftede norske hekkeområdet i influensområdet (Runde).	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Krykkje, <i>Rissa tridactyla</i> , (Eng. Kittiwake)	Rødliste over hekkefugler (Norge). Norsk ansvarsart.	40 % av verdens hekkebestand i Norge. Nedgang i sørlig hekkekoloni, hovedsakelig nord for Runde. Synkende.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Sildemåke, <i>Larus fuscus</i> (Eng. Lesser black-backed gull)	Rødliste over hekkefugler (Norge).	Synkende.	-	-	1	1	2	2	2	2	1	1	1	-
Smålom, <i>Gavia stellata</i> (Eng. Red-throated diver)	Rødliste over hekkefugler (Norge). Norsk ansvarsart. Vedlegg I (fugledir.)	Mange hekkeplasser sør for Sognefjorden og nord for Stad.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Islom, <i>Gavia immer</i> (Eng. Great northern diver)	Rødlistet ansvarsart i Norge. Vedlegg I (fugledirektivet).	25 % av verdens samlede bestand overvintrer i Norge/35/.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Storlom, <i>Gavia arctica</i> (Eng. Black-throated diver)	Rødlisten for hekkefugler (Norge). Vedlegg I (fugledirektivet).		3	3	3	3	3	3	-	-	3	3	3	3
Storskarv, <i>Phalacrocorax carbo</i> (Eng. Great cormorant)	Rødlistet ansvarsart (Norge).	30 % av verdens samlede bestand overvintrer i Norge.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Toppskarv, <i>Phalacrocorax aristotelis</i> (Eng. European shag)	Rødlistet ansvarsart (Norge).	25 % av verdens samlede bestand overvintrer i Norge (Møre). Synkende. Største hekkekolonien på Runde.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Havelle, <i>Clangula hyemalis</i> (Eng. Long-tailed duck)		Spesielt sårbar overfor oljeutslipp (ansamlinger langs kysten (overvintring)).	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Svartand, <i>Melanitta nigra</i> (Eng. Black common scoter)	Står oppført på rødlisten over norske hekkefugler samt på den britiske rødlisten.	Spesielt sårbar overfor oljeutslipp (ansamlinger langs kysten (overvintring))	3	3	3	3	3	-	-	-	3	3	3	3
Sjøorre, <i>Melanitta fusca</i> (Eng. Velvet scoter)	Står oppført på rødlisten over norske hekkefugler.	Spesielt sårbar overfor oljeutslipp (ansamlinger langs kysten (overvintring)), t.o.m. mer enn svartand), spesielt Rogaland/ Trøndelag. Noen kystnære hekkeplasser i Sogn og Fjordane.	3	3	3	3	3	3	-	-	3	3	3	3
Teist, <i>Cephus grylle</i> (Eng. Black guillemot)		Viktigste hekkeklassene ligger i ytre kyststrøk fra Møre og Romsdal og nordover. Synkende, usikre bestandtall.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Ærfugl, <i>Somateria mollissima</i> (Eng. Common eider)			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3



## E.5.6 Sjøpattedyr

### E.5.6.1 Generell sårbarhet

På samme måte som hos sjøfugl varierer sårbarheten hos sjøpattedyr med de årstidsbestemte variasjonene i geografisk og sesongmessig utbredelse. Oter og sel, som er avhengige av pelsen for isolasjon, er sårbare i parrings- og hårfellingsområdene. Arter som kan oppholde seg på havoverflaten, kan bli utsatt for giftstoffer ved innånding. Noen av de giftigere stoffene, BETX og n-heksan, er relativt flyktige og kan forårsake forgiftning ved innånding samt øyeirritasjoner. Flyktige hydrokarboner har dessuten en generell narkotisk effekt på hjernen. Fersk olje er derfor generelt betraktet som aller giftigst.

Noen arter (for eksempel havert) er følsomme overfor de toksiske effektene av olje inntatt gjennom munnen. Selv om de ikke steller pelsen, kan de få i seg olje gjennom forurenset mat. Selunger er mer utsatt for å miste pelsens isolerende egenskaper enn voksne seler.

Oteren kan få i seg olje når de steller pelsen etter oljeforurensing. Blant faktorene som gjør pattedyr mindre mottakelige for oljens forurensende virkninger, er avhengighet av andre varmeregulerende midler enn pels (f.eks. hvalspekk), utnyttelse av større områder (lavere sannsynlighet for oljeeksponering på havoverflaten), stort kroppsvolum eller hud som ikke adsorberer eller absorberer olje like lett. Dette reduserer sårbarheten hos blant annet hval og nise.

Det er blitt gjort overslag som indikerer at hval må innta store mengder olje før det fører til forgiftning /26/. Hval er derfor ikke blant fokusgruppene i miljørisikovurderingen, selv om det gis en kort beskrivelse av utbredelsen. Det redegjøres også for MOB-sårbarhet hos sjøpattedyr samt for årstidsavhengige endringer i sårbarhet /80/.

Det høyeste skadepotensialet for sel i Norge oppstår når dyrene samler seg i store kolonier til parring, kasting og hårfelling samt på hvileplassene. Disse områdene kan derfor identifiseres som spesielt miljøfølsomme områder (SMO) /60/. Oteren (*Lutra lutra*) er spredt over et svært stort område, og det er

lite sannsynlig at et oljeutslipp vil påvirke et stort antall otere i den norske delen av Nordsjøen.

Shetland kan ha tettere forekomst av havert, steinkobbe og oter, og den store andelen av bestanden/nye årskull i Storbritannia kan gi grunnlag for å klassifisere et område som et særskilt bevaringsområde i Storbritannia.

Det estimerte antallet sel, nise, delfin og vågehval i Nordsjøen som er oppgitt nedenfor i oversikten over de enkelte sjøpattedyrene er hentet fra OSPAR/73/ og Reid *et al.*/77/, med unntak av den estimerte bestanden av havert og steinkobbe i Norge, hvor det foreligger nyere data /67/. Legg merke til at det estimerte antallet fra ulike kilder kan være beregnet på grunnlag av ulike metoder. Generelt regnes antallet sjøpattedyr for å være synkende og kan være oppført på den nasjonale rødlisten og i vedlegg II i habitatdirektivet.

### E.5.6.2 Sel

#### Havert (*Halichoerus grypus*)



#### MOB-sårbarhet /80/:

jan.	feb.	mars	april	mai	juni	juli	aug.	sept.	okt.	nov.	des.
0	1	1	0	0	0	0	0	3	3	3	3

Havert opptrer i kolonier av forskjellig størrelse langs norskekysten fra Rogaland til Finnmark. Innenfor analyseområdet er Froan et viktig område, med 303 selunger født i perioden 2001 til 2003 /67/. I nye beregninger anslås den norske bestanden av havert til ca. 7 000 (K.T. Nilssen, HI, *pers. meddelelse*). OSPAR /73/ anslår bestanden i Norge til 2100 og bestanden i den britiske delen av Nordsjøen til 58 300 sel. (Se Figur E-17). Det nyeste estimatet fra Nilssen regnes for å være det nøyaktigste tallet for Norge.

Havert er oppført i vedlegg II til habitatdirektivet (nr. 1364) og er en av artene Storbritannia har særskilt ansvar for. Den britiske bestanden av havert representerer 40 % av den samlede

bestanden i verden, med ca. 124 000 havert ved inngangen av parringssesongen 2000. /75/; JNCC/140/.

Både norske og britiske havertpopulasjonene hører til den østatlantiske bestanden. Det finnes kasteplasser langs kysten av Shetland og Orknøyene, og dette kan føre til at et område utpekes som særskilt bevaringsområde (SAC) /50/. Det særskilte bevaringsområdet "Faray and Holm of Faray" på Orknøyene er en veletablert ynglekoloni for havert. Orknøyene har den nest største ynglekolonien i Storbritannia og bidrar med ca. 9 % av den årlige rekrutteringen av sel i Storbritannia. Før *Braer*-episoden representerte selkoloniene på Lady's Holm på Shetland ca. 1 % av den britiske bestanden av havert /43/. Disse regnes med i den skotske bestanden, som i 2000 besto av ca. 114 200 sel. Siden selfangsten ble innstilt på slutten av 70-tallet har antallet havert i Storbritannia økt. /50/.

Havert kan vandre over store områder, men holder seg i nærheten av kysten hele livet. De danner ynglekolonier fra september til desember og i hårfellingssesongen fra februar til mars. Resten av året er haverten mer spredt langs kysten på jakt etter føde. Utenom parringssesongen er de derfor mindre stedfaste enn f.eks. steinkobbe.

#### Steinkobbe (*Phoca vitulina*)

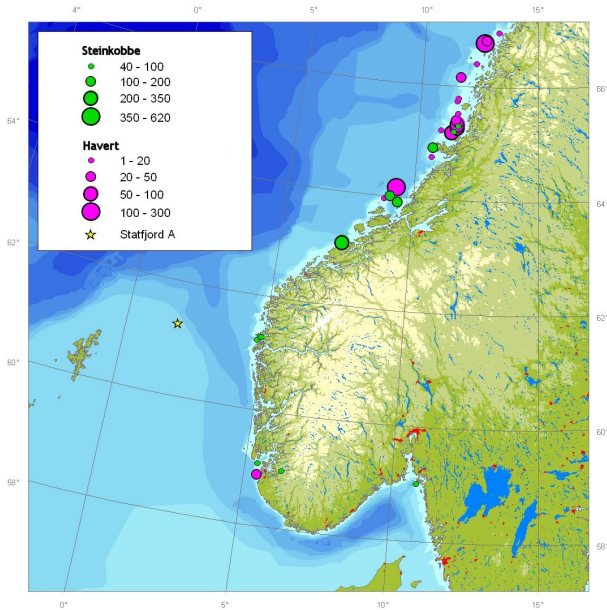


#### MOB-sårbarhet /80/:

jan.	feb.	mars	april	mai	juni	juli	aug.	sept.	okt.	nov.	des.
0	0	0	0	0	3	3	1	0	0	0	0

Steinkobbe finnes i kolonier langs hele norskekysten ( Figur E-17). Arten er relativt nært knyttet til permanente kystkolonier hele året gjennom, og bruker bare noen få hvileplasser. Den mest sårbare perioden er kasteperioden i juni og juli og hårfellingen i august. Steinkobben hviler med jevne mellomrom på land. Den totale norske bestanden av steinkobbe er nylig anslått til 6 800 dyr (/40;/74/). OSPAR /73/ anslår at det finnes 3 400 dyr på vestkysten av Norge, langs Nordsjøkysten og i Oslofjorden. Tilsvarende tall for Storbritannia er 14 100 dyr på Orknøyene og Shetland og 1 700 på østkysten av Skottland /73/.

Steinkobben står på den nasjonale norske rødlisten /35/. Steinkobben er oppført i vedlegg II til habitatdirektivet /50/ (nr. 1365), men valg av bevaringsområder for denne utbredte arten har vist seg å være vanskelig /143/. Det særskilte bevaringsområdet Sanday på Orknøyene har den største bestanden av *Phoca vitulina* på ett enkelt sted i Skottland. Det finnes ynglegrupper på hvileplasser i tidevannssonen langs hele Sandaykysten, og de representerer over 4 % av den britiske bestanden. Tangområdene nær kysten av Sanday er viktige beiteområder for sel, og kolonien er tilknyttet en svært omfattende bestand i området rundt Orknøy-skjærgården. Det finnes mange ynglesteder for steinkobbe, og det er gjort observasjoner på Shetland. I en undersøkelse som ble utført av /75/ ble det observert steinkobbe hele året unntatt i november. Det ble gjort flest observasjoner fra juni til august.



Kilde: /67/ og (59).

**Figur E-17. Lokalisering og estimat over bestandene i viktige områder for havert og steinkobbe**

### E.5.6.3 Oter (*Lutra lutra*)



MOB-sårbarhet /80/

jan.	feb.	mars	april	mai	juni	juli	aug.	sept.	okt.	nov.	des.
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

Oteren har vært fredet siden 1982, da antallet var på vei ned i svært mange av habitatene. Internasjonalt er oteren også oppført på rødlisten (truet art) og beskyttet av en rekke konvensjoner. 25 % av den europeiske bestanden av oter finnes i Norge, og den står derfor på den nasjonale rødlisten /35/ – listen over arter som skal overvåkes. Dette er en art Norge derfor har et spesielt ansvar for /35/. Den norske oterbestanden er økende. I 1990 ble bestanden anslått til 9 000-11 000 dyr, og tilsvarende tall for 1995 var 17 000-21 000 dyr. I følge Bjørn /20/ ville antallet bestanden omfattet ca. 30 000 dyr i år 2000 dersom den samme økningen fortsatte etter 1995.

Bestandene i Midt- og Nord-Norge ser ut til være spesielt levedyktige. Fra Sør-Trøndelag og nordover ser bestanden ut til å være jevnt fordelt.

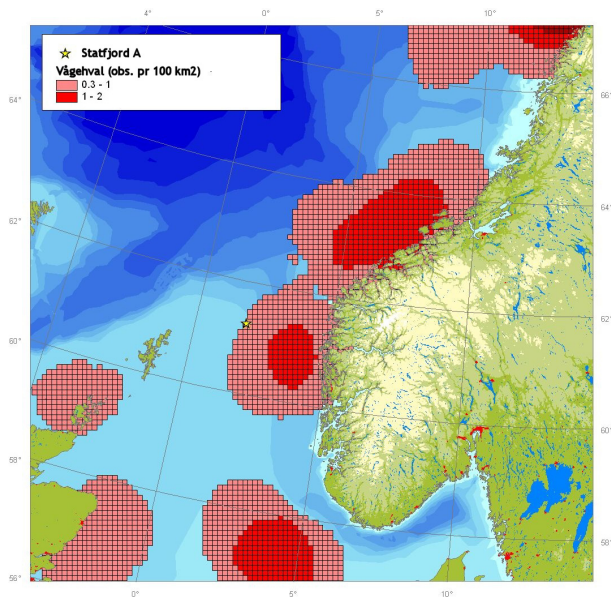
Oteren er oppført i vedlegg II (nr. 1355) til habitatdirektivet /50/ selv om det ikke er enighet om hvilke områder som skal være særskilte bevaringsområder. Forekomsten av otere i særskilte bevaringsområder på Shetland beskrives i Tabell E-5. Bestanden av *Lutra lutra* ved Yell Sound-kysten er anslått til over 2 % av den totale oterbestanden i Storbritannia, og man antar at denne bestanden er genetisk ulik bestanden på fastlandet./128/.

### E.5.6.4 Hval

#### Vågehval (*Balaenoptera acutorostrata*)

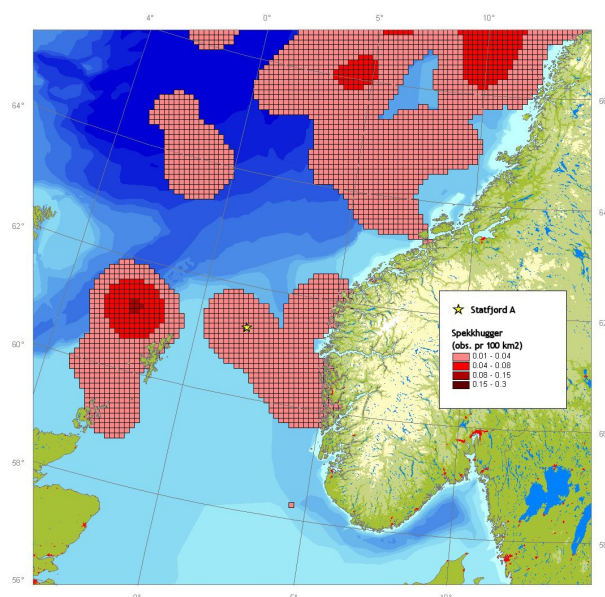


OSPAR /73/ anslår at nordsjøbestanden av vågehval er på 7 200-20 000 dyr. Observasjonsdata fra MRDB /62/ og UKDMAP /30/ framgår av Figur E-18. Det er gjort sporadiske observasjoner utenfor kysten av Nordvest-Skottland /77/ (data ikke i MRDB). De fleste observasjonene av vågehval er gjort mellom mai og september. Fra juli til september kan dyrene danne grupper på leting etter mat, særlig nær land /77/.



Kilde: (MRDB, 2004).

**Figur E-18. Observasjoner av vågehval**



Kilde: (MRDB, 2004)

**Figur E-19: Observasjoner av spekkhogger**

### Spekkhogger (*Orcinus orca*)

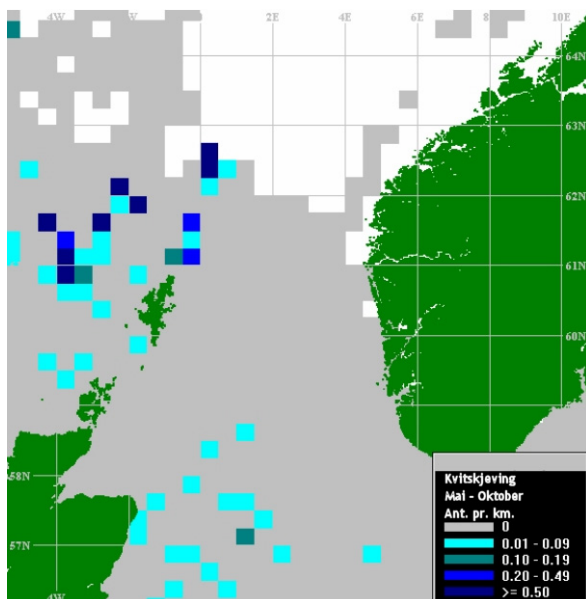


Spekkhoggere ser ut til å være den mest sårbare hvalarten i norsk farvann siden de samler seg i større flokker /76/. I UKDMAP er spekkhoggere hovedsakelig observert i farvannet mellom Shetland og Færøyene. Spekkhoggere er observert i farvannet rundt Statfjord. Spekkhoggere forekommer i britisk farvann hele året rundt /77/. I analyseområdet mellom Shetland og Norge er det gjort regelmessige observasjoner fra november til mars. Spekkhoggerne er konsentrert i områder langs kontinentalskråningen nord for Shetland i mai og juni. Dyrene følger byttet og vil f.eks. nærme seg land parringssesongen for sel (juni til oktober) og sildesesongen langs Møre-kysten (februar til mars) /77/. Fordelingen av observasjonene er vist på Figur E-19

### Kvitskjeving (*Lagenorhynchus acutus*)

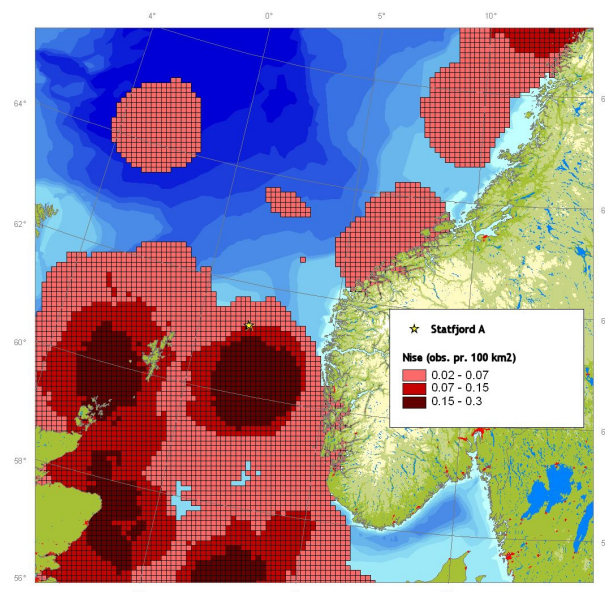


Data fra UKDMAP viser observasjoner av kvitskjeving ved analyseområdets nordlige og vestlige grenser (hyppigst fra juni til august på vestkysten av Shetland). Disse dataene har senere blitt oppdatert men er ikke digitalt tilgjengelige /77/. Vi har ikke mye kunnskap om de årstidsavhengige bevegelsene og størrelsen på bestanden av denne arten ettersom den lett kan forveksles med kvitnos /77/. OSPAR anslår at bestanden i Nordsjøen er på cirka 10 900 dyr./73/. Kvitskjeving står på den nasjonale rødlisten i Norge /35/.



Kilde: (UKDMAP/30/)

**Figur E-20: Observasjoner av kvitskjeving.**



Kilde: (MRDB, 2004).

**Figur E-21: Observasjoner av nise i Nordsjøen**

Nise (*Phocoena phocoena*)

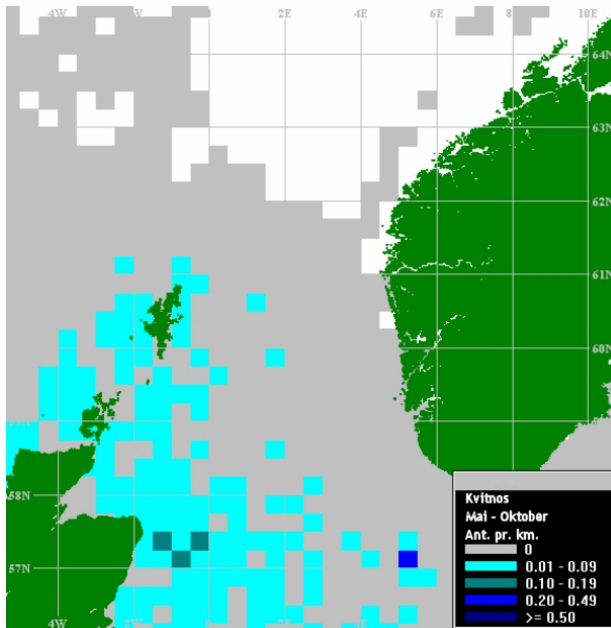


Denne arten opptrer i hele Nordsjøen og er en av de mest vanligst forekommende hvalartene, også i analyseområdet. OSPAR /73/ anslår at den totale bestanden i Nordsjøen er på 268 300 dyr, og arten er oppført på OSPARs liste over arter og/eller habitater som er truet eller i tilbakegang /72/. Antallet er rapportert til 82 000 for den nordlige delen av Nordsjøen og den sørlige delen av Norskehavet /77/. Nisen er oppført i vedlegg II (nr. 1351) til habitatdirektivet /50/, men valg av område i Storbritannia for denne arten, som vandrer over store avstander, er fortsatt til vurdering hos britiske vernemyndigheter, for siden arten er utbredt over hele Nord-Europa, er det vanskelig å velge ut ett område som særskilt viktig for å opprettholde en gunstig bevaringsstatus for nise. Ifølge rapporten er bestanden av nise synkende /77/. Arten står på den norske rødlisten som en art Norge har et særskilt ansvar for /35/. Fordelingen av observasjoner viser at nisen benytter analyse- og influensområdet (Figur E-21).

Kvitnos (*Lagenorhynchus albirostris*)



De fleste observasjoner er gjort i juli og august rundt Shetland, Orknøyene og kysten av Øst-Skottland. Hovedområdene for arten ligger sør for analyseområdet (størrelsen på bestanden i Nordsjøen og Fair Isle-kanalen er 7 800 dyr) /77/.; MRDB, 2004; UKDMAP /30/). Figur E-22 viser observasjoner av kvitnos fra UKDMAP/30/.



Figur E-22: Observasjoner av kvitnos

Kilde: UKDMAP /30/.

#### Andre hvalarter

Når det gjelder andre hvalarter enn de som er nærmere beskrevet her, melder UKDMAP /30/ og Reid *et al.* /77/ om visse observasjoner av følgende arter i analyseområdet:

Grindhval (*Globicephala melas*) (selv om den som oftest observeres nær Shetland og Færøyene, er det også gjort observasjoner nær Statfjord (/30/ ; /77/).



Følgende arter er ikke observert, eller opptrer sjelden i analyseområdet (UKDMAP /30/ og /77/):

- Rissodelfin (*Grampus griseus*). Det er gjort noen få observasjoner langs vest- og nordkysten

av Shetland, men de fleste observasjonene stammer fra Vest-Skottland.

- Ekte delfin (*Delphinus delphis*)
- Tumler (*Tursiops truncatus*) (habitatdirektiv nr. 1349). Denne arten er hovedårsaken til at Moray Firth (Skottland) ble valgt til særskilt bevaringsområde: Her finnes nemlig den eneste faste bestanden (130 dyr) /128/.
- Knølhval (*Megaptera novaeangliae*). Dette er en svært sjelden art. Det ble observert 54 knølhvaler mellom 1990 og 1999. De fleste observasjonene er gjort mellom mai og september /77/. Den står på den nasjonale norske rødlisten /35/.
- Nebbhval (*Hyperoodon ampullatus*)

#### Konfliktpotensial for hval

Som vist på figurene kan et oljeutslipp påvirke områder med forekomst av hval. De forskjellige hvalartene ser ut til å utvise ulik atferd for å unngå oljesøl. Den individuelle sårbarheten regnes som lav, og disse artene vurderes derfor ikke å være i faresonen. Følgelig er ikke hval blant artene det settes fokus på i denne rapporten, selv om influensområdet utgjør en del av området de ulike hvalartene benytter, for eksempel for arten nise, som er oppført på rødlisten.

Hvalens generelle sårbarhet overfor oljesøl er lav hele året.

jan.	feb.	mars	april	mai	juni	juli	aug.	sept.	okt.	nov.	des.
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

#### E.5.6.5 Oversikt over sjøpattedyrenes følsomhet

En oversikt over sjøpattedyrenes sårbarhet overfor oljesøl er å finne i Tabell E-3..

**Tabell E-3: Oversikt over hvilke sjøpattedyrarter som står i fokus innenfor sitt analyseområde\***

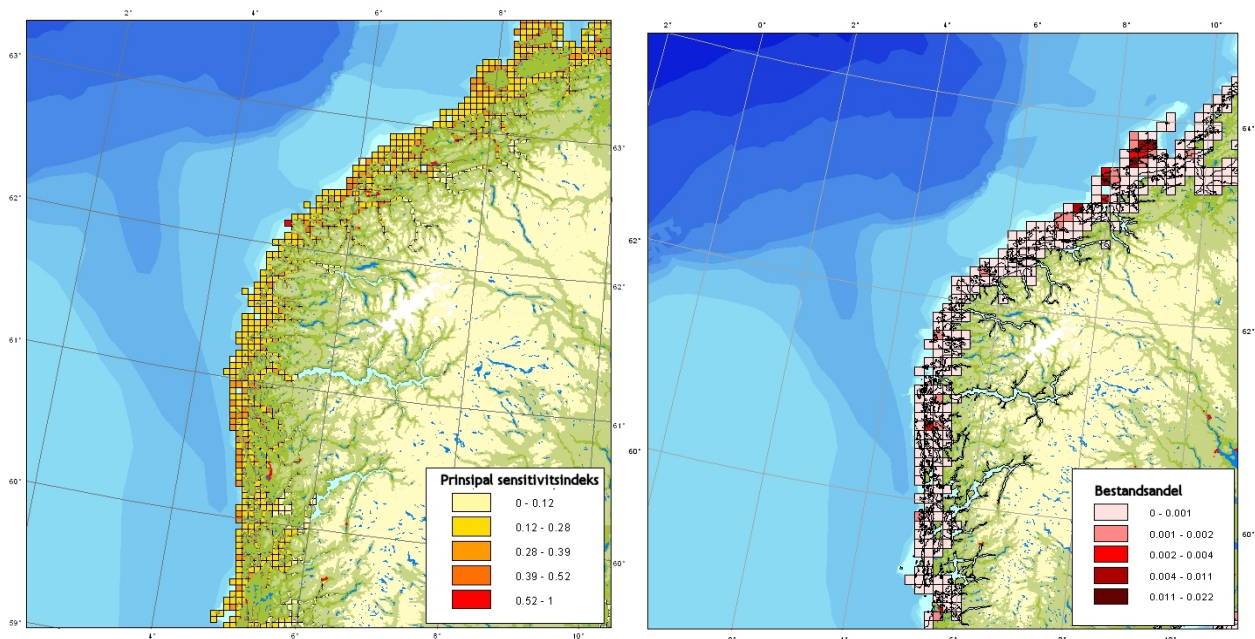
Fokuserter	Lister	Sårbarhetsmerknader og -status	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Havert <i>Halichoerus grypus</i>	Vedlegg II habitatdir.	Kolonier, lokale ansamlinger i parrings- og hârfellingsperioder fører til høy sårbarhet for bestanden.	0	1	1	0	0	0	0	0	3	3	3	3
Steinkobbe <i>Phoca vitulina</i>	Vedlegg II habitatdir. Norsk rødliste	Kolonier, lokale ansamlinger i parrings- og hârfellingsperioder fører til høy sårbarhet for bestanden.	0	0	0	0	0	3	3	1	0	0	0	0
Oter <i>Lutra lutra</i>	Vedlegg II habitatdir. Særskilt norsk ansvar. Rødliste	Høy individuell sårbarhet, men "jevnt fordelt".	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

\*Tabellen viser også angivelse av månedlig sårbarhet og kommentarer.

### E.5.7 Kystlinjen

Det er nylig utviklet en modell for å beskrive den norske kystlinjens følsomhet overfor oljesøl /25/, basert på Dam&Shore-modellen. Denne modellen utgjør et integrert konsept for en semikvantitativ analyse av skadepotensial ved akutte oljeutslipp på kysten, og kombinerer utførlig kartlegging av substrattypen, bølgeeksponering og biologiske ressurser som forventes å forekomme, med biologisk eksponeringsskala /25/, og fungerer som

modell for skadeomfang og potensiell restitusjonstid for den aktuelle kystlinjetypen. Resultatet er en fordeling av primærfølsomhetsindeks (Pi) langs kysten. Figur E-23 viser følsomhetsindeksen for den sentrale delen av analyseområdet. Det er generert et nytt datasett til bruk i risikokalkyler. Disse består av kystsegmenter med høye følsomhetsverdier ( $P_i > 0,5$ ); se Figur E-23.



**Figur E-23: Sensitivtetsindeks (Pi)\***

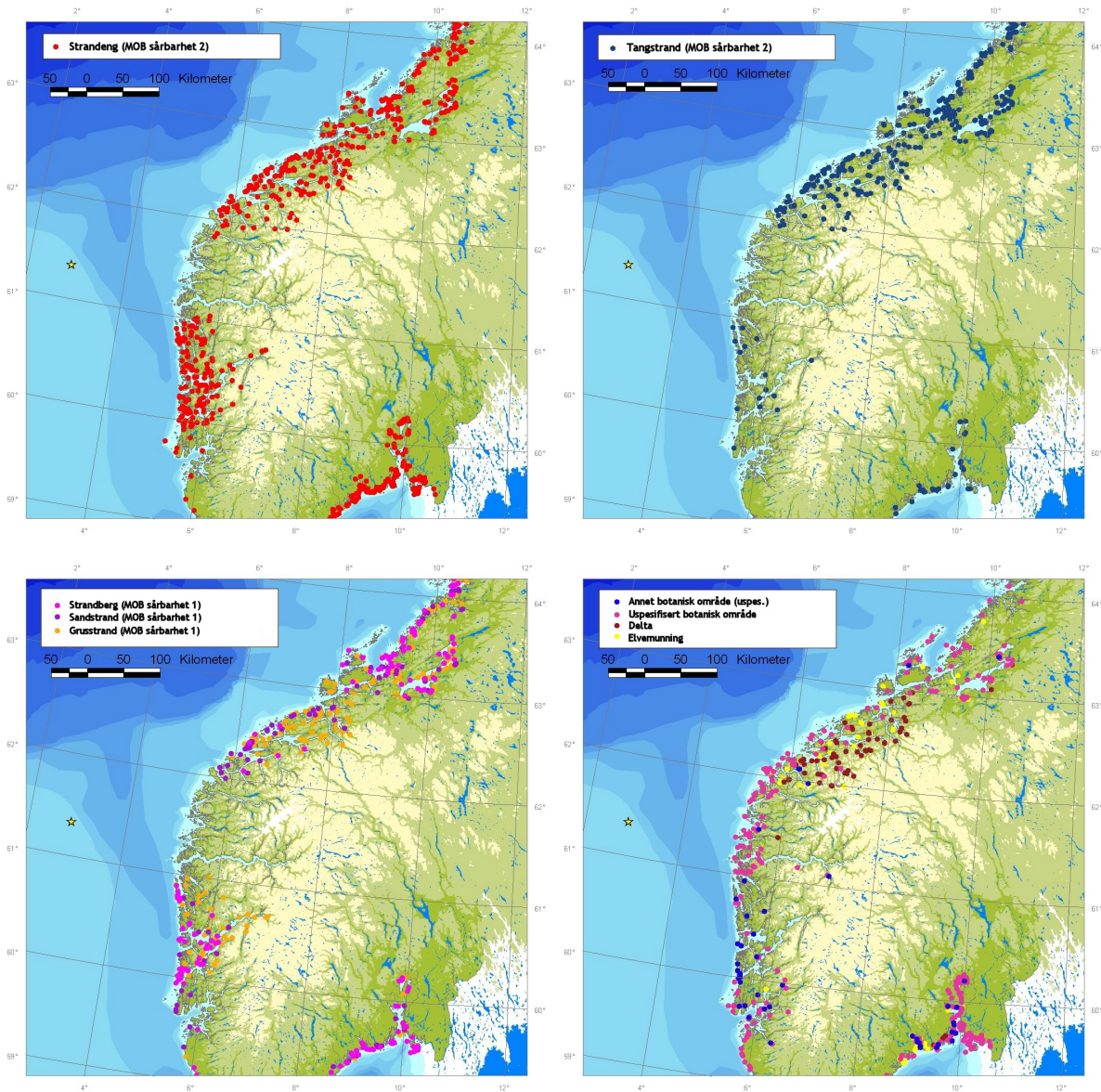
\*for kystbestander med hensyn til oljeforurensning (til venstre) og fordeling av de mest følsomme av disse bestandene ( $P_i > 0,5$ ) i rutenett på 10x10 km (til høyre (/25;/11/)).

Den mest dominante substrattypen i analyseområdet

er strandenger, som er en skjermet kystlinjetypen med høy sårbarhet (MOB-sårbarhet 2) /80/ Tangvoller er også sårbare og finnes i ganske store mengder i områdene som omfattes av datasettene og hvor kystlinjetypen er spesifisert. Disse to

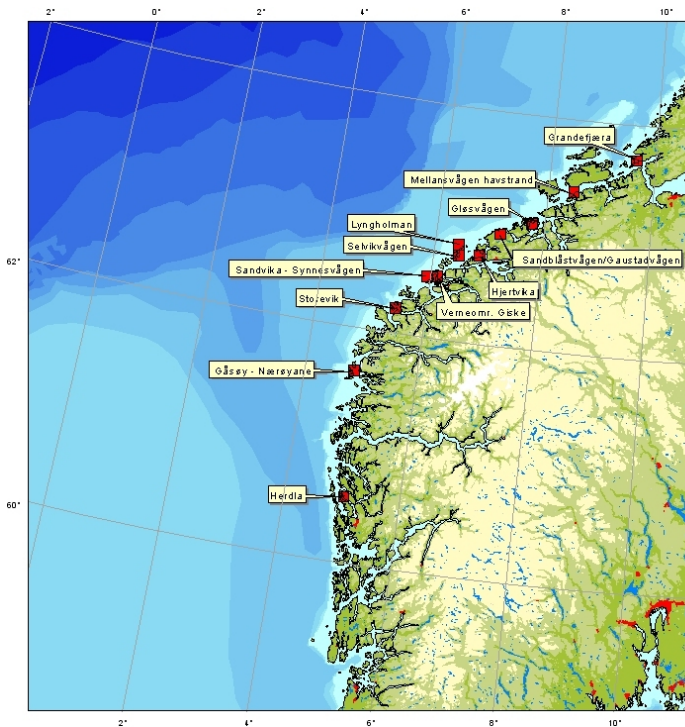
kystlinjetyperne er ikke spesifisert for Sogn og Fjordane, den sentrale delen av analyse- og influensområdet. Figur E-25a-d viser registreringer av ulike kystlinjetyper./62/. Legg merke til at datasett fra ulike fylker kan være registrert forskjellig, f.eks. "uspesifiserte botaniske områder" i Sogn og Fjordane.

De mest følsomme og unike (nasjonal eller internasjonalt verneverdige) av disse habitatene er valgt ut som områder med verdifulle økologiske komponenter (VØK) (Figur E-26)



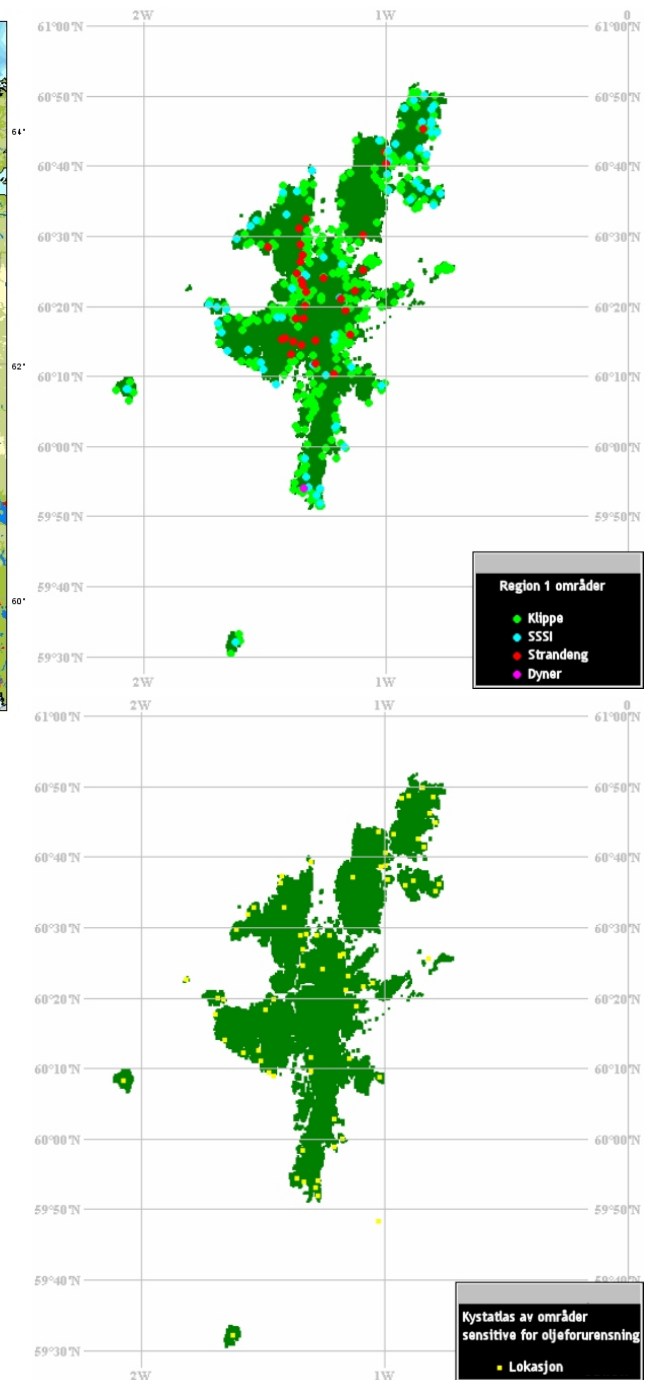
Figur E-24: Fordeling av registrerte kystlinjetyper i analyseområdet





**Figur E-25: Utvalgte områder som er verdifulle økologiske komponenter**

Substratkartet for kystlinjen i Storbritannia finnes i UKDMAP /30/. Figur E-26a viser at den mest utbredte kystlinjetypen på Shetland er klipper. Det finnes også mange saltenger. Sårbare områder med viktige kystlinjehabitater kan også oppfylle kriteriene for særskilte bevaringsområder, og disse to konseptene bør ses i sammenheng. Figur E-26b viser et kart over områder som regnes som følsomme overfor oljeforurensing /30/.



**Figur E-26: Kystlinjetyper og kystområder på Shetland og Fair Isle\***

Øverts: Kystlinjetyper på Shetland og Fair Isle.  
 Nederst: Kystområder på Shetland og Fair Isle som regnes som følsomme overfor oljeforurensing. Kilde: UKDMAP/30/.

Korallrev i norske farvann dannes av glasskorall/øyekorallen *Lophelia pertusa*, og finnes vanligvis på 200-500 meters dyp. *Madrepora oculata* er en annen koralltype som ofte forekommer sammen med *Lophelia*, men denne arten danner ikke rev på samme måte som *Lophelia*.

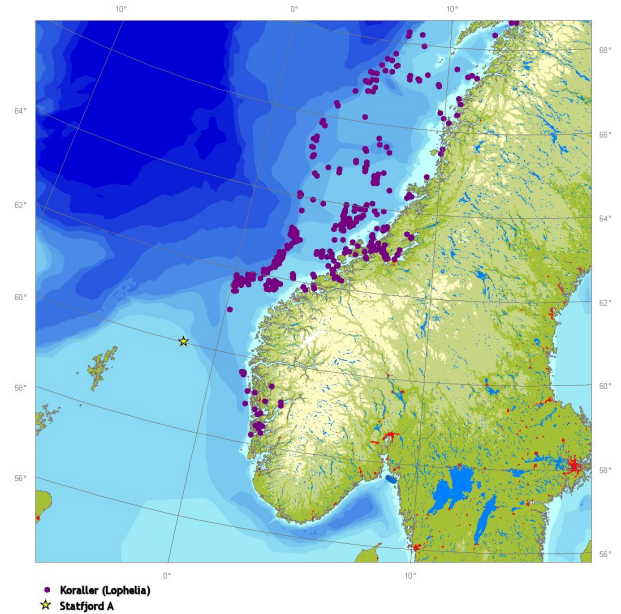
Det biologiske mangfoldet er vanligvis stort i korallrev, og de danner gunstige habitater for en rekke arter. Korallrev er derfor også viktige områder for fiskeriene.

I Storbritannia finnes det områder med korallrev dannet av *Lophelia* nord og nordvest i Skottland, på Rockall og de omkringliggende fiskebankene /39/. I norsk farvann finnes de største korallforekomstene i Norskehavet langs Norskerenna og Nord-Norge. Inntil nylig var Sula-revet i analyseområdet i denne rapporten regnet for å være det største korallrevet i Norge, men så sent som i 2002 utførte Havforskningsinstituttet en undersøkelse utenfor Røst av det som sannsynligvis er det største *Lophelia*-korallrevet som noensinne er registrert (Røst-revet). Det er også foretatt registreringer i godt undersøkte områder, som f.eks. områdene rundt Bergen /23/. Røst-revet og Sula-revet er blitt foreslått som et vernet havområde i Norges marine verneplan, det siste som et generelt referanseområde for utvidet forskning og langtidsovervåking /33/.

Forekomst av koraller kan føre til at et område får betegnelsen sårbart havområde. Rev med *Lophelia pertusa* står oppført (som habitate) på OSPAR-listen over arter eller habitater som er truet og/eller i tilbakegang /72/. Status for norske korallrev ble utredet i en rapport som er utarbeidet av Havforskningsinstituttet /39/. Mange forekomster av koraller er blitt ødelagt. Den norske bestanden av *Lophelia* er av stor forskningsmessig betydning og er unik i europeisk sammenheng/23/.

#### E.5.7.1 Konfliktpotensial for *Lophelia*-rev i området

Som dypvannskorall er *Lophelia* generelt ikke regnet som like sårbart overfor oljesøl som koraller på grunt vann (som tropiske koraller) /64/ med mindre oljetypen og værforholdene fører til at store mengder olje føres ned på havbunnen til dyp som er relevante for *Lophelia*. Da *Lophelia* ble eksponert for den vannløselige fraksjonen av Statfjord-oljen, (WSF) (28 ppb), oppdaget Havforskningsinstituttet at atferden til korallene endret seg mht. antallet utstrakte polypper. Etter 24 timers eksponering for uforurenset vann var forskjellen mellom kontrollgruppen og den eksponerte gruppen ikke lenger signifikant /27/.



**Figur E-27: Forekomster av koraller og områder med spesiell miljøstatus i Norge**

#### *E.5.7.2 Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) (Norge)*

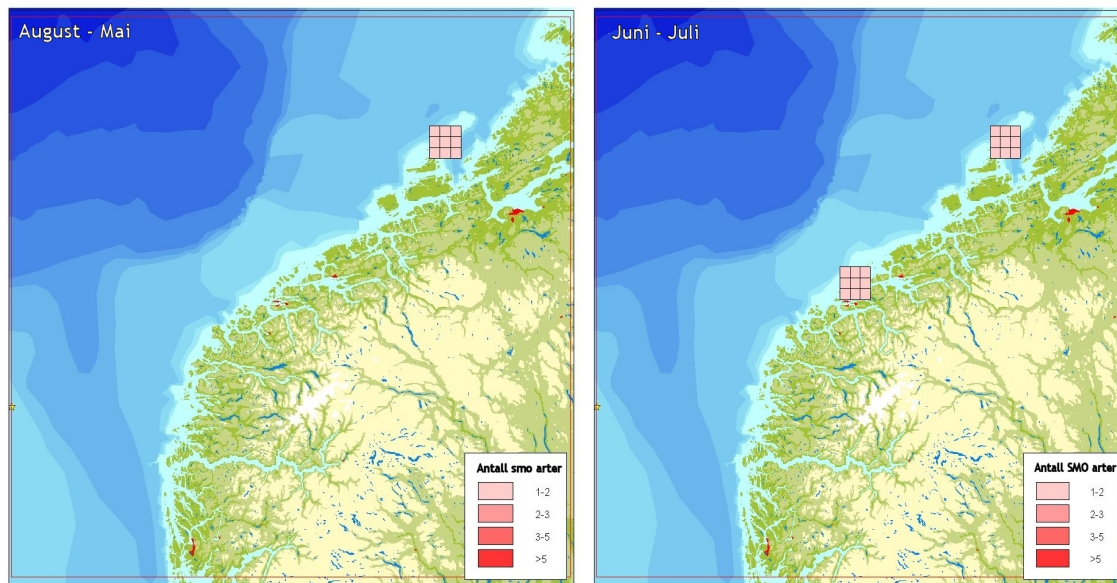
Direktoratet for naturforvaltning (Norge) og Statens forurensningstilsyn har foretatt en analyse for å identifisere spesielt følsomme områder (SMO) i norske kyst- og havområder/59/. Denne analysen identifiserer SMO-områdene etter regionale, nasjonale og internasjonale kriterier for en rekke arter og artsgrupper. Et SMO-område defineres som et geografisk avgrenset område som har en eller flere svært viktige forekomster av naturressurser som er sårbare overfor en spesifikk miljøfare – i denne sammenhengen oljeforurensning – og som trenger lang tid på å kunne gjenoppbygges til et naturlig nivå etter en betydelig påvirkning. "Betydelig påvirkning" innebærer at deler av bestanden vil gå tapt. Kriteriene for identifisering av de ulike SMO-områdene er som følger:

- 5 % reduksjon av den internasjonale bestanden (kvalifiserer til internasjonalt SMO-område)
- 10 % reduksjon av den nasjonale bestanden (kvalifiserer til nasjonalt SMO-område)
- 20 % reduksjon av den regionale bestanden (kvalifiserer til regionalt SMO-område).

Kriteriene gjelder utvalgte naturressurser i norsk farvann innenfor ressursgruppene kystlinje, fisk, sjøfugl og sjøpattedyr. Det finnes nasjonale

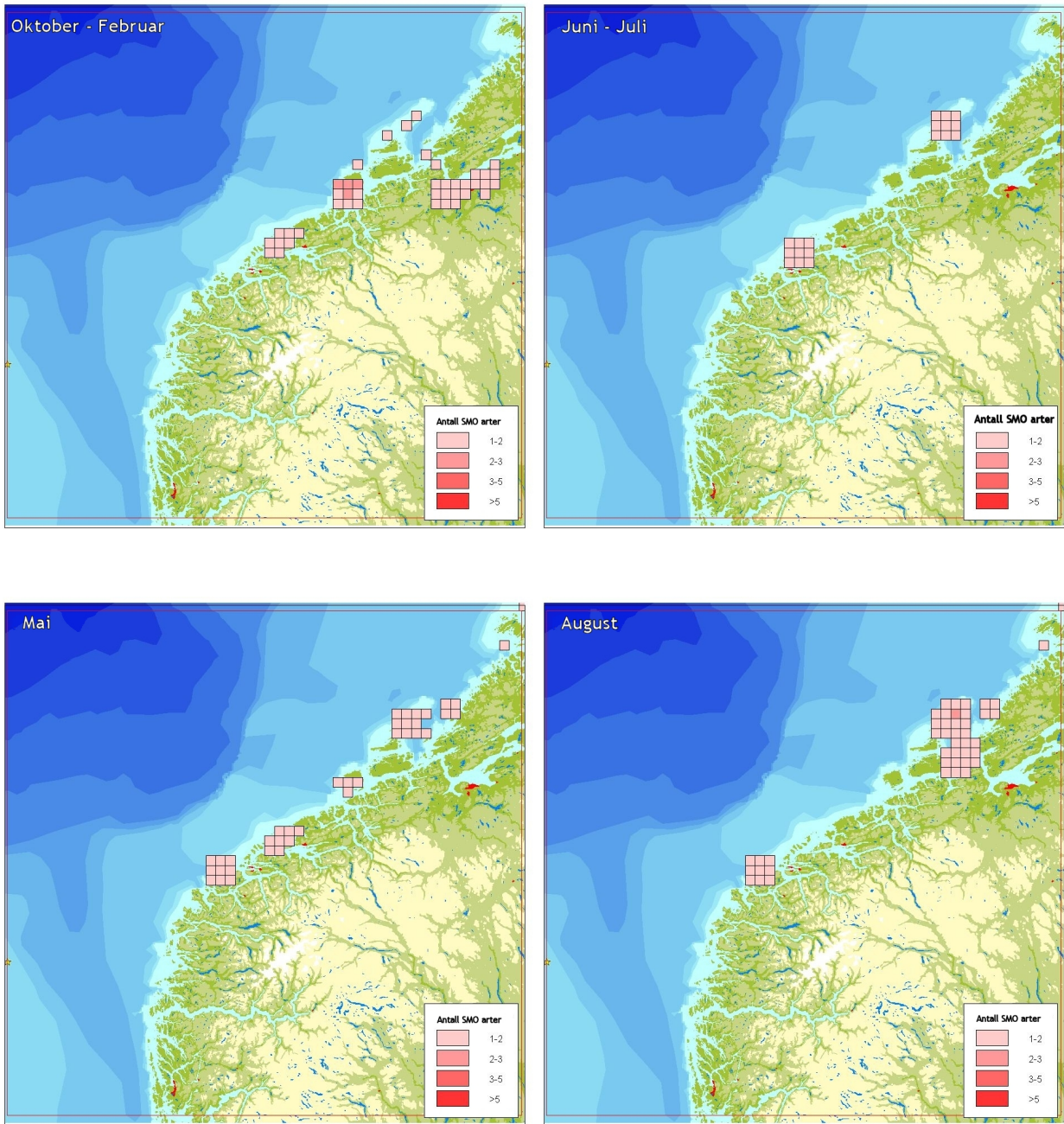
områder for sjøpattedyr (havert og steinkobber) (Figur E-28a-b) og sjøfugl (Figur E-29a-d) innenfor influensområdet. Under en oppdatering av en

regional konsekvensutredning for Norskehavet er et område utenfor Møre blitt utpekt som nasjonalt SMO-område for sild (Figur E-30).

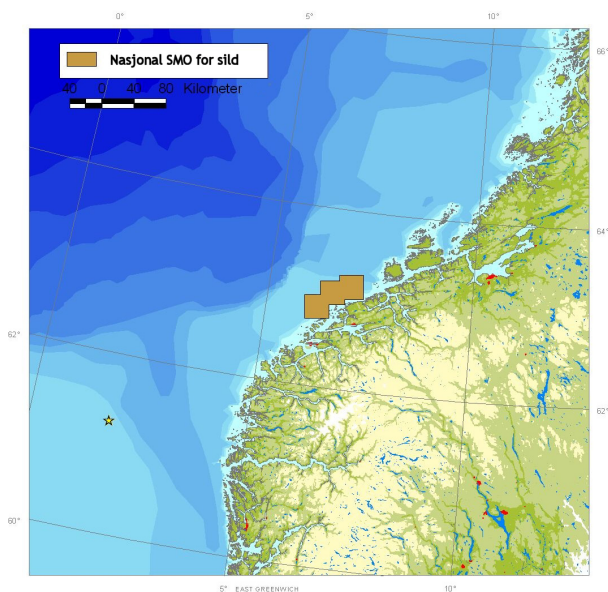


*Områder i regionen med bestand av havert kvalifiserer til SMO-område hele året, mens områder med bestand av steinkobbe er kvalifisert i juni og juli.*

**Figur E-28: Nasjonale SMO-områder for sjøpattedyr for august-mai og juni-juli.**



Figur E-29 Nasjonale SMO-områder for sjøfugl i særskilte perioder



Figur E-30: Nasjonal SMO for fisk (sild).

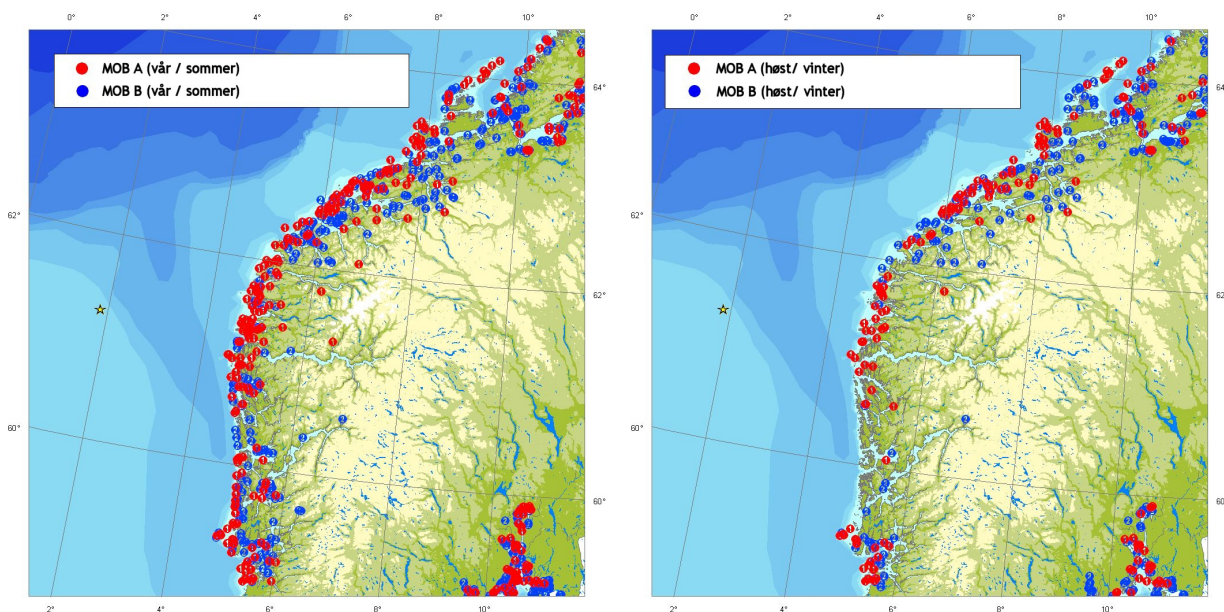
### E.5.7.3 MOB-områder (Norge)

MOB-områdene oppfyller kriteriene for miljømessig prioriterte områder i henhold til MOB-modellen. /80/. Datasett for områdene langs Norskekysten som er prioritert mht. beskyttelse og opprensning i henhold til kriteriene for MOB-modellen er å finne i MRDB /62/. Modellen tar hensyn til bevaringsverdien for ressursen i området, sårbarheten, hvorvidt arten/ressursen hører naturlig til der, og hvorvidt økonomisk kompensasjon er mulig.

1. Hvorvidt arten er en naturlig del av økosystemet eller er innført (1 (innført) – 2 (naturlig))
2. Sårbarhet (0 (ubetydelig sårbarhet) – 3 (høy sårbarhet))
3. Bevaringsverdi (0 (ubetydelig verdi) – 1 (lokal verdi) – 2 (regional verdi) - 3 (nasjonal/internasjonalt verdi))
4. Hvorvidt tap av ressursen kan kompenseres økonomisk (1 (kan kompenseres) – 2 (kan ikke kompenseres))

Hvert av disse attributtene ved en gitt ressurs er tilordnet en faktorverdi (se skalaen over). Alle faktorverdier for alle karakteristikkene multipliseres. Det endelige produktet angir prioriteringen på en skala fra A (36) – B (24) C (12) – D (8) – E (2), hvor MOB A viser høyeste prioriteringsstatus. MOB-statusen for et område varierer med årstidsendringene i forekomsten av ressurser.

Figur Figur E-31 a-b viser årstidsstatusen for områder innenfor analyseområdet for Norskekysten som har blitt tildelt en MOB-status. En sammenligning med informasjonen som er gitt i punkt E.5.5 om sjøfugl og E.5.6.2 om sel viser at områder med en konsentrasjon av parrings-, hårfellings-, overvintrings-/hvileplasser osv. for de mest sårbare fuglene og selene og internasjonal verneverdi gis høy verneprioritet. MOB-områdene brukes i beredskapsplanlegging og for å prioritere områder for beskyttelse/opprensning i tilfeller av oljesøl, hvor områder med MOB-status A og B vil bli prioritert. /80/. Flere detaljer framgår av nærbilde av områder innenfor analyseområdet.



**Figur E-31: Årstidsendringer i statusområder som er tildelt MOB-verdiene A eller B**

#### E.5.7.4 Marine verneområder i Norge

Tiltak for å opprette marine verneområder i Norge har pågått siden 1987. I 1995 la Brattegard & Holthe /22/ fram en rapport om kartlegging av potensielle marine verneområder i Norge, og det ble her foreslått kriterier for valg av mulige områder. Kartlegging av potensielle marine verneområder er basert på kunnskap om distribusjonen av bentiske habitater og organismer. Et rådgivende utvalg for marine verneområder i Norge har foreslått 36 steder i Norge som mulige marine verneområder. /34/; /33/. Disse områdene er valgt ut på grunnlag av visse kriterier skissert i en rapport om kartlegging av potensielle marine verneområder i Norge (representativitet for delregionen hvor området befinner seg, samt unike kvaliteter ved området /23/; /34/). I disse områdene kreves det mer forskning for å bringe på det rene hvordan bakgrunnsituasjonen for habitater og arter i området er. Denne forskningen vil spille en viktig rolle i kartleggingen av det biologiske mangfoldet. Mer informasjon om dette er å finne på nettsidene til Direktoratet for naturforvaltning (DN) /141/.

Disse områdene utgjør et representativt og balansert utvalg av undersjøiske områder. Den gjeldende

listen er basert på data som foreligger per i dag, og utvalget har derfor også foreslått å videreføre arbeidet. Fase 2 i arbeidet med marine verneområder vil være å anslå det samlede behovet for beskyttelse av marine naturområder i Norskehavet, inklusive havområder. Dette vil baseres på oppdatert kunnskap og nasjonale og relevante internasjonale målsettinger. Det pågår en utvelgelse av marine referanseområder også i andre sammenhenger enn gjennom den marine verneplanen, blant annet gjennom Norges oppfølging av internasjonale forpliktelser. Områdene er inndelt i følgende seks kategorier:

1. Poller (innelukkede fjorder) (5 områder)
2. Områder med sterke strømmer (5 områder)
3. Grunne havområder (5 områder)
4. Fjorder (8 områder)
5. Åpne kyststrekninger (6 områder)
6. Tverrsnitt av kontinentalsokkel og havområder (7 områder)

De ulike områdene som foreslås av det rådgivende utvalget for marine verneområder /33/ kan ha ulikt omfang av restriksjoner mht. menneskelig aktivitet

og utnytting. Noen foreslås som *referanseområder for utvidet forskning og langtidsovervåking, områder der det ikke høstes tang, områder av vitenskapelig interesse på grunn av pågående forskning osv.* (se Tabell E-4 ) Vedtak om nasjonale nettverk av marine verneområder er berammet til 2007. Den marine verneplanen skal koordineres med det nasjonale programmet for overvåking av biologisk mangfold og nasjonal iverksetting av EUs rammedirektiv for vann (2000/60/EF)/126/.

Av de 36 områdene som er oppført i liste A i rapporten fra det rådgivende utvalget /33/, ligger følgende innenfor analyseområdet. (Merk at det også finnes områder på liste B (alternative områder).) Områdene varierer i størrelse fra 5 til 3 450 km<sup>2</sup>, og de omfatter totalt nesten 16 000 km<sup>2</sup>. Se Figur E-32 og Tabell E-4



Figur E-32: Kart over foreslåtte marine verneområder (tilpasset fra DN/33.)

**Tabell E-4: Foreslåtte marine verneområder i forslag til norsk marin verneplan**

Oversikt over områder som overlapper andre områder som er foreslått for overvåking av biologisk mangfold og implementering av EUs rammedirektiv for vann

Sted	Nr. på listen	Status	Utvalgs kategorier
Ytre Hardangerfjord	120205		4 (fjorder)
Korsfjorden	120206	Generelt referanseområde for utvidet forskning og langtidsovervåking. Referanseområde: områder hvor det ikke høstes tang, trålstriksjoner Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i forbindelse med rammedirektivet for vann.	4 (fjorder)
Lurefjorden og Lindåspollene	120207	Vitenskapelig interesse	1 (poller)
Sognefjorden	140209	Vitenskapelig interesse. Overlapper områder som er foreslått i forbindelse med rammedirektivet for vann.	4 (fjorder)
Dalsfjorden	140210	Overlapper områder foreslått i forbindelse med rammedirektivet for vann, og er et alternativt foreslått område for overvåking av biologisk mangfold.	4 (fjorder)
Stad	140212	Referanseområde, område hvor det ikke høstes tang. Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold.	5 (åpne kystområder)
Giske	150213	Referanseområde, område hvor det ikke høstes tang. Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold.	3 (grunne havområder)
Griphølen	120217	Vitenskapelig interesse Referanseområde, område hvor det ikke høstes tang.	5 (åpne kystområder)
Rødberg	160219	Vitenskapelig interesse Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i forbindelse med rammedirektivet for vann	2 (områder med sterke strømmer)
Gaulosen	160220	Vitenskapelig interesse Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i forbindelse med rammedirektivet for vann.	3 (grunne havområder)
Tauraryggen (= Selligrunnen)	170243	Vitenskapelig interesse (verdens grunneste <i>Lophelia</i> -rev). Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i forbindelse med rammedirektivet for vann.	2 (områder med sterke strømmer)
Remman	160242	Vitenskapelig interesse Referanseområde, område hvor det ikke høstes tang.	3 (grunne havområder)
Skarnsundet	170122	Overlappende områder som er foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i sammenheng med rammedirektivet for vann.	2 (områder med sterke strømmer)
Borgenfjorden	170223	Referanseområde, vitenskapelig interesse. Overlapper områder foreslått for overvåking av biologisk mangfold og i forbindelse med rammedirektivet for vann.	1 (poller)
Kråkvågsvaet – Grandefjæra – Bjugn fjorden	160221	Generelt referanseområde for utvidet forskning og langtidsovervåking.	3 (grunne havområder)
Froan – Sularevet	160218	Generelt referanseområde for utvidet forskning og langtidsovervåking. Referanseområde, områder hvor det ikke høstes tang, trålstriksjoner	6 (tverrsnitt av kontinentalsokkelen samt havområder)
Iverryggen	170347		6 (tverrsnitt av kontinentalsokkelen samt havområder)
Borgan – Freløy	170244		3 (grunne havområder)



### **E.5.8 Områder med spesiell miljøstatus i Storbritannia**

JNCC (Joint Nature Conservation Committee) i Storbritannia er rådgivende organ for britiske myndigheter i saker hvor Storbritannia har ansvar for bevaring av arter og habitater i både nasjonal og internasjonal sammenheng. Generell referanse for punktene nedenfor er JNCCs nettsted: /128/ og nettstedet til Scottish Natural Heritage/129/. For å sikre og bedre vernet av arter og habitater (flora, fauna eller geologisk eller fysiografisk særpreg) i tråd med nasjonale og internasjonale avtaler er det ut fra bestemte kriterier opprettet nasjonale verneområder. Disse områdene er gjengitt nedenfor. Systemet med naturvernområder (særskilte bevaringsområder (SAC) og særskilte verneområder (SPA)) sikrer også lovfestet beskyttelse av land- og kystområder som er viktige i EU (NATURA 2000-nettverket) og internasjonalt. Det kan også opprettes lokale naturreservater (Local Nature Reserves). Bruk av egne landskapsbetegnelser tar sikte på å beskytte spesielle områder av nasjonal eller internasjonal betydning fordi de er spesielt naturskjønne eller har spesiell interesse (f.eks. spesielt naturskjønne områder og naturområder som er oppført på Unescos verdensarvliste). Disse verneområdene foreligger i et datasett fra JNCC i UKDMAP/30/, men på grunn av mange nye oppdateringer og tillegg av nye områder, er det nettstedet som inneholder de nyeste og mest ajourførte opplysningene om særskilte bevaringsområder og særskilte verneområder (McLeod, *pers. meddelelse*). Forskrifter for iverksetting av habitat- og fugledirektivene i britiske havområder vil tre i kraft tidlig i 2004. De særskilte marine bevarings- og verneområdene som for tiden er foreslått, er begrenset til britiske kystnære farvann (innenfor 12-milsgrensen).

I tillegg til den nasjonale lovgivningen som skal sikre iverksetting, foreligger det i denne sammenhengen også følgende viktige internasjonale avtaler (listen over beskyttede marine områder iht. OSPAR er under utarbeidelse og ennå ikke tilgjengelig.):

- Særskilte verneområder: EUs fugledirektiv /130/
- Særskilte bevaringsområder: EUs habitatdirektiv/131/
- RAMSAR (våtmarker) /132/

- Verdens naturarv /133/
- OSPAR-konvensjonene/ 134/
- Konvensjon om biologisk mangfold. /135/
- Forskrifter om marint naturvern i Storbritannia, herunder ordningen med marine verneområder, er for tiden til vurdering hos DEFRA (Review of Marine Nature Conservation) /32/. Referanse til nettstedet /136/

Scottish Natural Heritage (SNH) fører en liste over utpekte verneområder på Shetland (siste utgave 31. mars, 2003, John Uttley, SNH Northern Isles, Shetland, *pers. meddelelse*) /83/. Antallet områder innenfor hver kategori på Shetlandsøyene er oppført i parentes der dette er oppgitt av SNH.

Områdekategorier som omfattes av internasjonale bestemmelser (internasjonale konvensjoner og direktiver):

- (Kandidat) særskilte bevaringsområder (cSAC) (12)
- Særskilte verneområder (SPA) (12)
- Ramsar-områder (1)
- Områder på naturarvlisten (WHS)
- Biogenetiske reservater

Områder av internasjonal betydning som ikke er omfattet av internasjonale bestemmelser:

- Biosfærereservater
- Europeiske diplomområder

Følgende områdekategorier omfattes av nasjonal lovgivning:

- Steder av spesiell vitenskapelig interesse (Sites of Special Scientific Interest, SSSI) (81)
- Områder med spesiell beskyttelse (Areas of Special Protection, AoSP)
- Nasjonale landskapsvernområder (National Scenic Areas, NSA) (1)
- Nasjonalparker (NP) (0)
- Regionalparker (RP)
- Landskapsparker (Country Parks, CP) (0)
- Trekkruiter (Long Distance Routes, LDR)
- Lokale naturreservater (LNR) (0)
- Nasjonale naturreservater (NNR) (3)

Områdekategorier av nasjonal betydning i Skottland som ikke er vernet ved lov:

- Historiske parker og landskap med særskilt status (Historic Gardens and Designated Landscapes, HGDL) (4)
- Marine områder med særskilt rådføringsplikt (Marine Consultation Areas, MCA)

#### E.5.8.1 Kandidater til særskilte bevaringsområder (cSAC)

Det finnes flere områder som er foreslått som særskilte bevaringsområder i analyseområdet. Disse områdene er valgt ut etter kriteriene som er fastsatt som en del av Storbritannias iverksettelse av EUs habitatdirektiv av 1992 (Rådskolektiv 92/43/EØF om bevaring av habitater og ville dyr og planter) /139/ ;/50/. Foreslåtte områder sendes til EU av den skotske eksekutivkomiteen (Scottish Executive) /83/.

169 habitattyper og 623 arter som er oppført i vedlegg I og II til direktivet, er innstilt som de mest bevaringsverdige i europeisk målestokk. En rekke av de oppførte habitattypene og artene er gitt prioritert status i direktivet (artikkel 1d, artikkel 1h). Hver medlemsstat skal utarbeide og foreslå overfor EU-kommisjonen en nasjonal liste over områder for hvert av "elementene" (for eksempel arter) som forekommer på deres europeiske territorium, og som skal vurderes med tanke på å danne et europeisk nettverk av områder av fellesskapsinteresse (SCI). Britisk "europeisk territorium" omfatter kontinentalsokkelen og britisk farvann innenfor 200-milsgrensen. Disse vil senere bli utpekt av medlemsstatene som særskilte bevaringsområder (SAC) (artikkel 4.4). De særskilte bevaringsområdene og de særskilte verneområdene (SPA) som er klassifisert i fugledirektivet (79/409/EØF) utgjør til sammen Natura 2000-nettverket. Områder som betraktes som særlig sårbare og som hovedsakelig, eller utelukkende, er å finne innenfor EU, er betegnet som "prioriterte habitattyper iht. vedlegg I". Det antas at det i Storbritannia finnes 76 habitattyper iht. vedlegg I, og av disse er 23 definert som prioriterte habitattyper (landområder og kystnære marine habitater (britisk territorialfarvann)). Utvalget av marine habitater til havs vurderes nå på bakgrunn av NATURA 2000 /50/, JNCCs nettsted /128/ og "UK Biodiversity Action Plan" (britisk handlingsplan for biologisk mangfold) /137/. Se kart over særskilte bevaringsområder på Shetland på Figur E-33.

Direktivet iverksettes nå i britiske havområder (som også hører inn under influens- og analyseområdet), og det samme gjøres med fugledirektivet med sikte på å utpeke særskilte bevaringsområder/verneområder i britiske havområder. Marine habitater som er oppført i vedlegg I til habitatdirektivet, og som man vet forekommer eller kan tenkes å forekomme i britiske havområder (utenfor britisk territorialfarvann og kystlinje) (JNCC Natura 2000 i britiske havområder), er oppført nedenfor. Nummeret i vedlegg I står i parentes.

Habitater i åpent hav og tidevannssonen:

- Sandbanker som alltid er dekket av noe sjøvann (EU-nr. 1110)
- Områder med posidoniabunn (1120)
- Estuarier (1130) \*
- Mudder- og sandsletter som ikke dekkes av sjøvann ved lavvann (1140)\*
- Kystlaguner (1150)\*
- Store, grunne sund og bukter (1160)\*Rev (1170)
- Undersjøiske strukturer som dannes av gass som lekker fra bunnen (1180)
- Andre klipperike habitater
- Undersjøiske og delvis undersjøiske grotter (8330) (marine virvelløse dyr og alger)

De fire habitattypene rev, sandbanker, strukturer som dannes av gass som lekker fra bunnen samt undersjøiske grotter betraktes som marine havhabitater.

Marine arter i vedlegg II som kan forekomme i britisk farvann, er:

- Havert - *Halichoerus grypus*
- Steinkobbe - *Phoca vitulina*
- Nise - *Phocoena phocoena*
- Tumler - *Tursiops truncatus*
- Oter - *Lutra lutra*
- Havskilpadde - *Caretta caretta*
- Njøye - *Petromyzon marinus*
- Stør - *Acipenser sturio*
- Maisild - *Alosa spp.*

Tabell E-5 gir en oversikt over særskilte bevaringsområder på Shetland (inkl. Fair Isle). Både habitater som er hovedårsaken til statusen

som særskilt bevaringsområde og andre habitater iht. vedlegg II er oppført, både til lands og til sjøs.

**Tabell E-5: Særskilte bevaringsområder på Shetlandsøyene (inkl. Fair Isle).**

Område	EU-kode	Areal (ha)	Utvalgskriterier (primære og sekundære)
Keen of Hamar	UK0012815	38,52	Habitater i vedlegg I 6130 Galmei-gressletter med <i>Violetalia calaminariae</i> . 8120 Kalk- og karbonatholdige steinurer i fjell/alpine nivåer ( <i>Thlaspietea rotundifolii</i> ) 4030 Europeiske tørrheier Arter i vedlegg II: ingen
North Fetlar	UK0030226	1584,43	Habitater i vedlegg I 4030 Europeiske tørrheier 7230 Basiske myrdrag Arter i vedlegg II: ingen
Sullom Voe	UK0030273	2698,55	Habitater i vedlegg I 1160 Store, grunne sund og bukter 1150 Kystlaguner 1170 Rev Arter i vedlegg II: ingen
Mousa	UK0012711	530,6	Habitater i vedlegg I 1170 Rev 8330 Undersjøiske og delvis undersjøiske grotter Arter i vedlegg II 1365 Steinkobbe <i>Phoca vitulina</i> kasting, parring og hårfelling. Dette området danner livsgrunnlag for noe over 1 % av den britiske bestanden.
Fair Isle	UK0030149	561,27	Habitater i vedlegg I: 1230 Bevokste klipper ved atlanterhavs- og østersjøkystene (havlandskap) 4030 Europeiske tørrheier Arter i vedlegg II: ingen
Yell Sound-kysten	UK0012687	1540,55	Habitater i vedlegg I: Ingen Arter i vedlegg II: 1355 Oter <i>Lutra lutra</i> . Det antas at området gir livsgrunnlag for mer enn 2 % av hele oterbestanden i Storbritannia, og populasjonen her antas å være genetisk forskjellig fra populasjonen på fastlandet. 1365 Steinkobbe <i>Phoca vitulina</i> . Yell Sound-kysten danner livsgrunnlag for en koloni som står for 1 % av bestanden i Storbritannia.
Hascosay	UK0019793	164,92	Habitater i vedlegg I 7130 Torvmyrer (nedbørmyrer) Arter i vedlegg II: 1355 Oter <i>Lutra lutra</i>
Papa Stour	UK0017069	2076,69	Habitater i vedlegg I 1170 Rev 8330 Undersjøiske og delvis undersjøiske grotter Arter i vedlegg II: ingen

Område	EU-kode	Areal (ha)	Utvalgskriterier (primære og sekundære)
Ronas Hill – North Roe (området ligger nær kysten)	UK0019797	4900,9	Habitater i vedlegg I: 3130 Næringsfattig/middels næringsholdig brakkvann med vegetasjon av <i>Littorelletea uniflorae</i> og/eller <i>Isoeto-Nanojuncetea</i> Vegetasjonshabitat som danner livsgrunnlag for <i>Gavia stellata</i> (smålom) 3160 Naturlige myrvannsjøer og dammer 4060 Alpine og boreale heiområder 7130 Torvmyrer (nedbørsmyrer) 4010 Nordatlantiske heiområder med klokkelyng 4030 Europeiske tørrheier 8110 Fattige rasmarker (Siliceous scree of the montane to snow levels, <i>Androsacetalia alpinae</i> and <i>Galeopsietalia ladani</i> ) Arter i vedlegg II: ingen
The Vadills	UK0017068	62,43	Habitater i vedlegg I 1150 Kystlaguner Arter i vedlegg II: ingen
Tingon	UK0019799	569,3	Habitater i vedlegg I 7130 Torvmyrer (nedbørsmyrer) 3160 Naturlige myrvannsjøer og dammer
East Mires og Lumbister	UK0019795	620,32	Habitater i vedlegg I 7130 Torvmyrer (nedbørsmyrer) 4010 Nordatlantiske heiområder med klokkelyng

#### E.5.8.2 Særskilte verneområder (SPA)

Særskilte verneområder er klassifisert iht. kriteriene som er fastsatt for iverksettelse av fugledirektivet. Viktige områder for fugler listet i vedlegg I til fugledirektivet kan klassifiseres som særskilte

bevaringsområder (SPA). Se Figur E-33 som viser områder på Shetland som i dag er klassifisert som særskilte bevaringsområder (JNCCs nettsted (/128/).

**Tabell E-6: Særskilte verneområder på Shetland (inkl. Fair Isle) klassifisert iht. fugledirektivet**

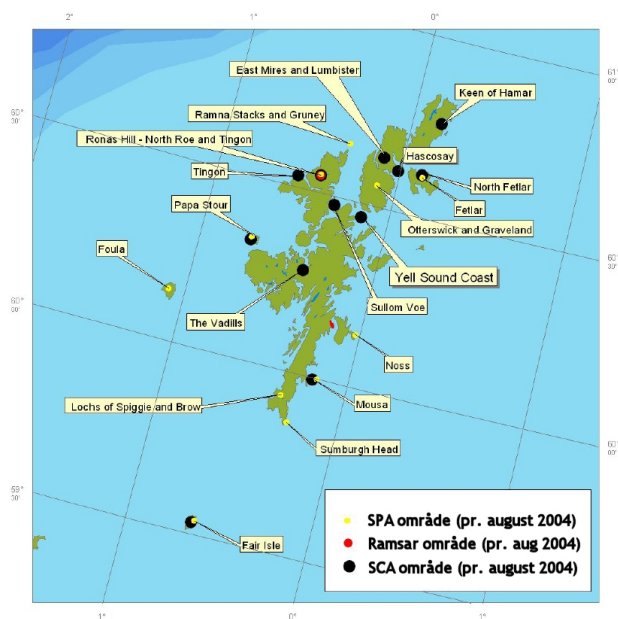
Område	Område-kode	Areal (ha)	Bredde-grad	Lengdegrad	Status
Fair Isle	UK9002091	561,27	59 32 15 N	01 37 00 V	Klassifisert
Fetlar	UK9002031	2594,91	60 36 35 N	00 51 20 W	Klassifisert
Foula	UK9002061	1323,31	60 08 20 N	02 05 00 W	Klassifisert
Lochs of Spiggie and Brow	UK9002651	141,48	59 56 00 N	01 20 00 V	Klassifisert
Mousa	UK9002361	197,98	60 00 00 N	01 10 20 W	Klassifisert
Noss	UK9002081	343,82	60 08 40 N	01 01 00 W	Klassifisert
Otterswick og Graveland	UK9002941	2241,41	60 33 35 N	01 06 30 W	Klassifisert
Papa Stour	UK9002051	569,03	60 20 10 N	01 42 00 V	Klassifisert
Ramna Stacks and Gruney	UK9002021	11,59	60 39 10 N	01 18 10 W	Klassifisert
Ronas Hill – North Roe og Tingon	UK9002041	5470,2	60 33 00 N	01 25 00 V	Klassifisert
Sumburgh Head	UK9002511	39,04	59 51 55 N	01 16 05 W	Klassifisert

### E.5.8.3 RAMSAR-områder

Det utvidede området Ronas Hill–North Roe og Tingon på Shetland utgjør det eneste RAMSAR-våtmarksområdet på Shetland. (Jfr. tidligere punkt: Området har også status som særskilt bevaringsområde / særskilt verneområde). RAMSAR-området danner livsgrunnlag for følgende arter av nasjonal betydning: Den høyerestående planten *Hieracium*, som er stedegeen for Shetland, steinkobbe (*Phoca vitulina*), oter (*Lutra lutra*) og det virvelløse dyret *Eurycercus glacialis*. Stedet er også overvintringssted for 50 smålom-par (*Gavia stellata*), dvs 5,5 % av smålombestanden i Storbritannia (/128/, /83/.)

**Tabell E-7: Særtrekk ved RAMSAR-våtmarkene Ronas Hill–North Roe og Tingon på Shetland**

Område	Stedskode	Land	Areal (ha)	Breddegrad	Lengdegrad	Status
Ronas Hill – North Roe og Tingon	7UK113	Skottland	5470,2	60 33 00 N	01 25 00 V	Utpekt



**Figur E-33 Verneområder på Shetland og Fair Isle\***

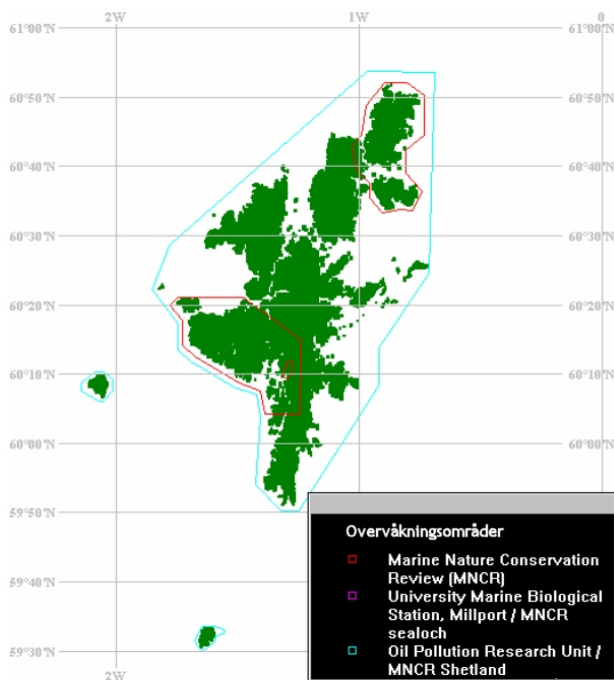
\* særskilte verneområder, -bevarings-områder og RAMSAR-områder.

### E.5.8.4 Områder beskyttet iht. Geological Conservation Review (GCR-områder)

GCR-områder på Shetlandsøyene omfatter: Balta Island, Cullivoe, Hagdale Chromite Quarry, Ham Ness, Lunda Wick, Nikka Vord, Norwick, Queyhouse Talc Quarry, Qui Ness til Pund Stacks, Skelda Ness, Skeo Taing til Clugan, The Punds til Wick of Hagdale, Tonga - Greff Coast, Wick of Hagdale /128/.

### E.5.8.5 Marine verneområder (MPA)

En foreløpig rapport fra Review of Marine Nature Conservation (RMNC) ble lagt frem i mars 2001. Dette arbeidet ble etterfulgt av pilotprosjektet i Irskesjøen ("Irish Sea Pilot Project") som gjennomførte en klassifisering av det marine miljøet i økologiske enheter og videreutviklet forslagene til kriterier som ble lagt fram av Connor *et al.* (2002) med sikte på å peke ut marine naturvernområder av nasjonal betydning. Sluttrapporten fra pilotprosjektet i Irskesjøen med resultatene fra utprøving av kriteriene vil bli offentliggjort sommeren 2004 (pr. august 2004). Av den grunn er det ennå ikke valgt ut noen områder på Shetland (se Figur E-34 som viser de kartlagte områdene).



Kilde: UKDMAP /30/

**Figur E-34: Områder som er kartlagt ifm. Marine Nature Conservation Review**

#### E.5.8.6 Områder av spesiell vitenskapelig interesse (Sites of Special Scientific Interest, SSSI)

Kystområder med spesiell vitenskapelig interesse (SSSI) er med i UKDMAP /30/. Det finnes retningslinjer for utvalg av disse, blant annet for marine habitater i tidevannssonen og saltvannslaguner /47/. Slike områder kan være gjenstand for reguleringsbestemmelser, f.eks. "Nature Conservation Orders" eller "Special Nature Conservation Orders". Det er meldt om skader på disse stedene. Kilde: /30/

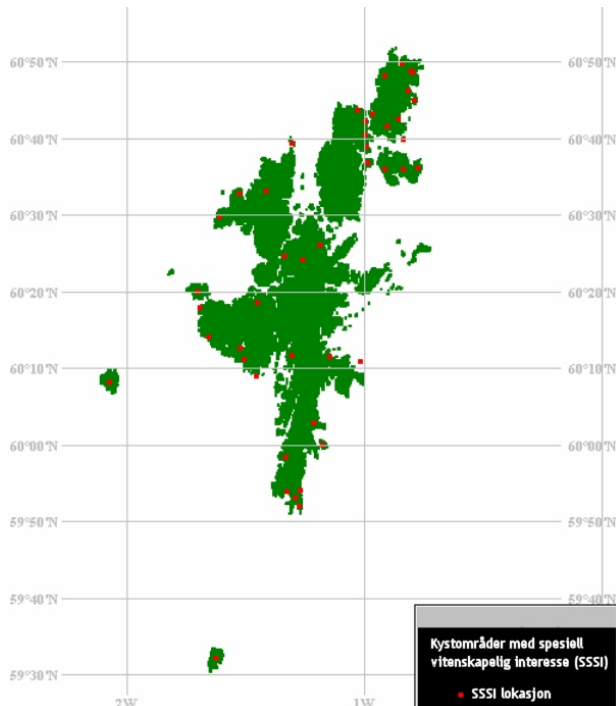
Figur E-35 viser SSSI-områder langs kysten av Shetland pr. 1998. Et dokument fra Scottish Natural Heritage/142/, "Facts and Figures 2002-2003" /83/, viser følgende SSSI-områder på Shetland, der noen er av geologisk vitenskapelig interesse (G) og noen av biologisk vitenskapelig interesse (B). Steder merket med (M) omfatter en blanding av biologiske og geologiske interesser.

I teksten finnes en oppdatert liste fra SNH med alle områdene på Shetland. Listen skiller ikke mellom kyst- og innlandsområder:

- Burn of Aith (G), Balta (G), Clothister Hill

Quarry (G), Easter Rova Head (G), Eshanness Coast (G), Fidlar Geo to Watsness (G), Foula Coast (G), Fugla Ness – North Roe (G), Funzie (G), Gutcher (G), Ham Ness (G), (G), Melby (G, Ness of Clousta – The Brigs (G), Ness of Cullivoe (G), North Sandwick (G), Norwick (G), Punds to Wick of Hagdale (G), Qui Ness to Pund Stacks (G), Quoys of Garth (G), Ronas Hill – North Roe (M), Sel Ayre (G), Skelda Ness (G), Skeo Taing to Clugan (G), St. Ninians's Tombolo (G), The Ayres of Swinister (G), The Cletts, Exnaboe (G), Tonga Greff (G), Tressa Ness to Colbinstoft (G), Ueya, North Roe Coast (G), Villians of Hamnavoe (G), Virva (G), Voxter Voe & Valayre Quarry (G)

- Aith Meadows (B), Breckon (B), Burn of Lunklet (B), Burn of Valayre (B), Culswick Marsh (B), Catfirth (B), Dales Voe (B), Dalsetter (B), East Mires and Lumbister (B), Easter Loch (B), Foula (B), Graveland (B), Hill of Colvadale and Sobul (B), Kergord Plantations (B), , Mousa (B), Muckle Roe Meadows (B), North Fetlar (B), North Roe Meadow (B), Pool of Virkie (B), Norwick Meadows (B), Noss (B), Quendale (B), Ramna Stacks and Gruney (B), Sandness Coast (B), Sandwater (B), Saxa Vord (B), South Whiteness (B), Tingon (B), Trona Mires (B), Valla Field (B), Ward of Culswick (B) og Yell Sound Coast (B)
- Crussa Field and the Heogs (M), Hascosay (M), Hermaness (M), Keen of Hamar (M), Otterswick (M), Papa Stour (M), Sumburgh Head (M), Fair Isle (M)



Kilde: /30/

**Figur E-35: Kystområder av spesiell vitenskapelig interesse (SSSI) på Shetland pr. 1998**

#### *E.5.8.7 Særskilte verneområder (Areas of Special Protection, AoSP)*

Særskilte verneområder (AoSP) er områder som er utpekt av ministeren for Skottland som fuglereservat iht. skotsk lov av 1954 om vern av fugl (Protection of Birds Act (1954)) eller skotsk lov av 1981 om Lov om dyre- og planteliv og landdistrikter (Wildlife and Countryside Act (1981)). Island of Fetlar, som dekker 683,6 hektar, er eneste AoSP på Shetland. /83/.

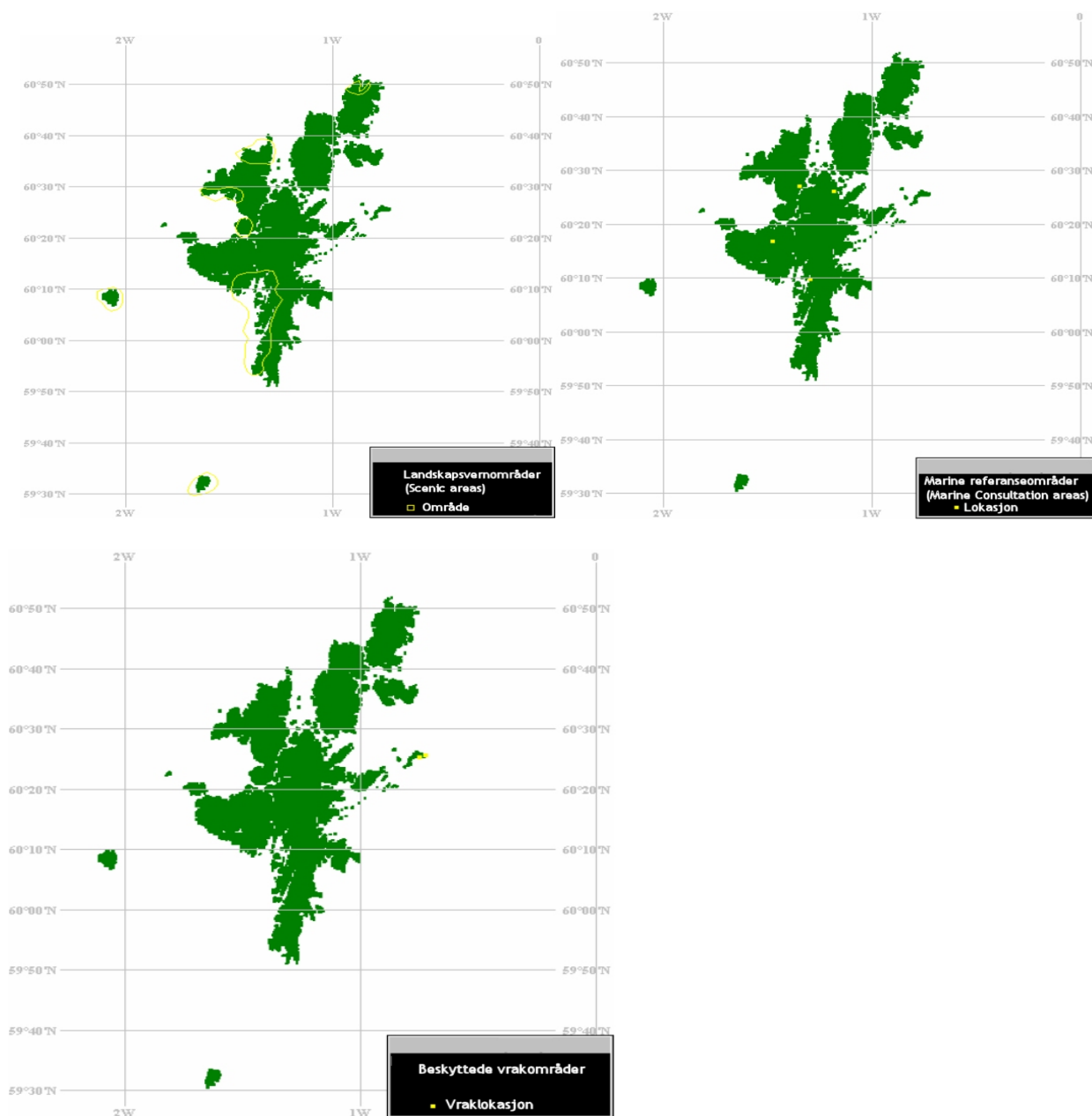
#### *E.5.8.8 Andre områder med spesiell status*

Det finnes for øyeblikket ingen verdensarvområder, biogenetiske reservater, biosfærereservater, nasjonalparker, regionalparker, landskapsparker, trekkruiter eller lokale naturreservater på Shetland.) /83/. Fair Isle er blitt tildelt et diplom fra Europarådet for "forbilledlig forvaltning og beskyttelse av områder med enestående bevarings- og landskapsmessig betydning" /83/.

11 600 hektar er utpekt til nasjonale landskapsområder (*National Scenic Areas*) på Shetland.) /83/. Kartet i Figur E-36a er hentet fra UKDMAP /30/.

Marine områder underlagt rådføringsplikt (*Marine Consultation Areas*) på Shetlandsøyene er Brindister Voe og Vadills (131 ha), Swinister Voe og Houb of Fora Ness (32 ha), The Houb, Fugla Ness (30 ha) og Whiteness Voe (338 ha). Disse var alle oppført som marine områder underlagt rådføringsplikt i 1990, kartet på Figur E-36 b/30/ er derfor oppdatert.

*Nasjonale naturreservater* på Shetland er: Hermaness, Keen of Hamar og Noss.) /83/. Det finnes ett *vernet vraksted* på Shetland (Figur E-36 c /30/).



**Figur E-36: Kart over nasjonale landskapsområder, marine områder underlagt rådføringsplikt og vernede vraksteder på Shetland og Fair Isle**

Kilde: UKDMAP /30/)



## Vedlegg F Utslipp til luft-Utslppsreducerende tiltak og prosess for utvelgelse

### F.1.1 Miljømyndighetenes rammebetingelser

Selskapenes rammebetingelser for utslipp til luft er først og fremst bestemt ut fra målsetninger om å oppfylle internasjonale forpliktelser og direktiver, samt øvrig norsk forurensningslovgivning. Følgende internasjonale avtaler og reguleringer er av spesiell relevans:

- Gøteborg-protokollen
- Kyoto-protokollen
- IPPC-direktivet

De internasjonale forpliktelsene er implementert i nasjonal miljøvernpolitikk, og har resultert i følgende målsetninger:

- NO<sub>x</sub>: Norge skal i henhold til Gøteborg-protokollen oppnå 29% reduksjon i NO<sub>x</sub>-utslipp innen 2010 basert på utslipp i 2001.
- CO<sub>2</sub>: Norge skal oppfylle Kyoto-Protokollen, og dermed ikke øke utslipp av klimagasser med mer enn 1% i perioden 2008-2012 basert på 1990-nivå.

I tillegg må krav i IPPC-direktivet oppfylles. Direktivet omfatter alle nye installasjoner fra og med 1999 og alle eksisterende installasjoner innen 2007.

IPPC krever:

- Integrert vurdering av miljøkonsekvenser (vann, luft, jord, avfall, energieffektivitet osv.)
- Bruk av BAT (Best Available Techniques)-Beste tilgjengelige teknikker

Definisjon av BAT er basert på en evaluering av tiltakets effekt på ulike miljøaspekt, en evaluering av kostnader versus miljønytte og tiltakets egnethet i forhold til tekniske og operasjonelle forhold som plass, vekt, teknologiens modenhet, tilgjengelighet osv. IPPC direktivet er implementert i Forurensningsloven.

I forbindelse med direktivet er det utarbeidet såkalte BREF-dokumenter (BAT Reference Documents)

som lister mulig teknologi som kan defineres som BAT. Statfjord senfase vil omfattes av BREF-dokumentet for store forbrenningsanlegg. Det er i dette dokumentet ikke gitt noen klar anbefaling om teknologi, spesielt ikke for eksisterende installasjoner hvor det er flere forhold som bestemmer om teknologiene kan defineres som BAT.

IPPC-direktivet er med andre ord en målbasert regulering som krever en spesifikk vurdering i hvert enkelt tilfelle, og hvor kost/nytte for miljøet av tiltak i forhold til andre hensyn blir vektlagt. En integrert vurdering av tiltak versus miljønytte er etter Statoils forståelse også vektlagt av miljøvernforvaltningen.

### F.1.2 Metodikk

Tiltak er vurdert for Statfjord med og uten senfaseproduksjon med utgangspunkt i:

- Myndighetenes rammebetingelser for miljø
- tilgjengelig og lovende teknologi,
- tekniske, operasjonelle og økonomiske rammebetingelser
- miljønytte og kostnadseffektivitet

Kost-nytte av tiltak er uttrykt som NOK/tonn redusert CO<sub>2</sub> og NOK/kg redusert NO<sub>x</sub>. Statoil/UPN miljøstrategi, gir følgende retningslinjer for miljøkostnadseffektive tiltak:

- Kostnad lavere enn 40 NOK/ kg NO<sub>x</sub> redusert
- Kostnad lavere enn 300 NOK/ tonn CO<sub>2</sub> redusert.

Hvis EU's kvotehandel system for CO<sub>2</sub> utslipp blir implementert i 2008 for å oppfylle Kyoto protokollen, vil nåværende CO<sub>2</sub> skatt bli erstattet av kvoter. Prisen på kvoter vil i så fall være samfunnets mål for nyten av å redusere CO<sub>2</sub>. Det er antatt at CO<sub>2</sub> kvotene vil ligge på et sted mellom 50-150 NOK/tonn CO<sub>2</sub>.

### F.1.3 Avbøtende tiltak som har vært vurdert

#### F.1.3.1 SF-referansealternativ (dagens drift)

Følgende utslippsreducerende tiltak utover de som allerede er implementert er vurdert for eksisterende drift av Statfjord (CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> utredning for SFT, Statoil 2003)

- Utskiftning av innmat i kompressorer på SFB og SFC for å redusere energibehov og oppnå mer optimal drift.
- Varmegjenvinningsenhet på SFB.
- Degassing av produsert vann på Statfjord B og C med gjenvinning av gassen (reduisert fakkalgass).

Det to sistnevnte tiltakene også vurdert for senfase. Videre er gjenvinning av fakkalgass på SFB vedtatt implementert og ligger derfor inne som nevnt i kapittel 4 som forutsetning i beregningene. Utskiftning av innmat i kompressorer på SFA, SFB og SFC vil gjennomføres som følge av Statfjord senfase.

#### F.1.3.2 Vurderte tiltak for Statfjord senfase for konseptvalg

##### Lav - NO<sub>x</sub> turbiner (DLE teknologi)

Lav NO<sub>x</sub> turbiner med DLE teknologi har blitt vurdert for senfase, basert på en nasjonal studie utført av OD, 2001, ref. /71/. Investeringskostnad for DLE turbiner på Statfjord ble i denne studien estimert til 474 millioner kroner (2003) pr turbin. Statfjord er ikke tilpasset etterinstallasjon av DLE turbiner. Etterinstallasjon vil kreve omfattende modifikasjonsarbeid på plattformene. I tillegg, på grunn av begrenset løftekapasitet på feltet, må eksterne kranfartøyer leies inn for å løfte tunge komponenter på plattformene. Basert på dette ble kostnaden for offshore arbeid estimert til 350 millioner kroner av den totale installasjonskostnaden for en DLE turbin.

Den miljømessige kostnaden pr DLE Dual Fuel turbin ble i studien estimert til ca 200 kroner pr kg redusert NO<sub>x</sub> på SFA og 173 kroner på SFB og SFC. Beregningene i studien har ikke samme detaljeringsnivå som senere vurderte tiltak, og kan derfor ikke sammenlignes direkte. Prosjektet har

derfor utført egne beregninger for å vurdere den miljømessige kostnadseffektivitet av å etterinstallere DLE turbiner på feltet. Beregningene er basert på kostnadsestimater fra studien, nedstengning av SFA i 2012 og siste oppdaterte profiler for elektrisk kraft generering og komprimeringsarbeid.

For senfase vil det i perioder med maksimalt kraftbehov være seks generator og seks kompressorturbiner i drift på Statfjord feltet. Basert på gjennomsnittlig kraftbehov vil 10 turbiner være i drift, med følgende fordeling på plattformene:

- SFA: 1 generator og 2 kompressorturbiner
- SFB: 1 generator og 2 kompressorturbiner
- SFC: 2 generatorer og 2 kompressorturbiner

Antall nye DLE turbiner vil da være 3 på SFA og SFB og 4 på SFC. Følgende perioder er benyttet for nåverdidibetraktninger:

- Investeringsår: 2005-2007 (40% i 2005, 40% i 2006 og 20% i 2007)
- Kostnader for drift: 2008-2012 for SFA, 2008-2018 for SFB og SFC

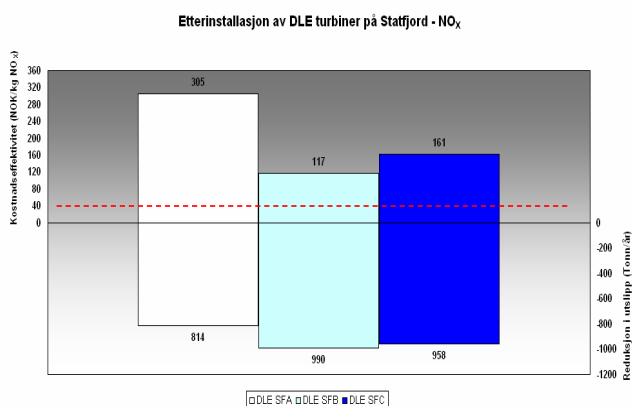
Tabell F-1 viser kostnadsprofiler for tiltakene i 2004 kroner.

**Tabell F-1 Kostnader for etterinstallasjon av DLE turbiner på Statfjord (MNOK)**

Tiltak (- kostnad, + kostnadsbesparelse)	Nåverdi (2004) av Investering	Nåverdi (2004) av Driftskostnad*
Etterinstallasjon av 3 DLE på SFA	-1 200	- 42
Etterinstallasjon av 3 DLE på SFB	- 1 200	- 73
Etterinstallasjon av 4 DLE på SFC	-1 600	-95

\* CO<sub>2</sub>-avgiften er ikke medregnet i driftskostnadene. Inneholder kun drifts og vedlikeholdskostnader

Figur F-1 viser kostnadseffektiviteten (positiv y-akse) av tiltaket for NO<sub>x</sub>. Utslipp i Statfjord senfase er definert som basis, og er representert ved x-aksen (y=0). Årlige utslippsreduksjoner av eventuelle tiltak er illustrert som tillegg til de reduksjonene som følger av Statfjord senfase (negativ y-akse)



**Figur F-1: Miljøkostnadseffektivitet for etterinstallasjon av DLE turbiner på Statfjord**

Miljøkostnaden for NO<sub>x</sub> beregnet av prosjektet er i samme størrelsesorden som resultatet av studien utført av OD i 2001. Basert på gjennomsnittlig årlige utslipp vil etterinstallasjon av DLE turbiner redusere utslipp av NO<sub>x</sub> i senfase med ca 2300 tonn per år for hele feltet, men på grunn av den høye investeringskostnaden har dette tiltaket likevel lav miljøkostnadseffektivitet for NO<sub>x</sub>. Dersom en NO<sub>x</sub> - avgift på 30 kroner pr kg NO<sub>x</sub> inkluderes i beregningene, blir miljøkostnaden 288, 104 og 147 kroner pr redusert kg NO<sub>x</sub> for henholdsvis SFA, SFB og SFC. De sparte avgiftskostnadene er små sammenlignet med det totale kostnadsbildet, og dette medfører derfor ingen vesentlige endringer på miljøkostnaden for dette tiltaket.

Miljøkostnaden for CO<sub>2</sub> er ikke vist i Figur F-1, men denne er høy sammenlignet med andre utslippsreducerende tiltak som prosjektet har vurdert. Dette skyldes at virkningsgraden til lav - NO<sub>x</sub> turbiner er lavere sammenlignet med tradisjonelle turbiner med opptil 13 prosentpoeng når disse opererer med del last, ref. /71/. I beregningene utført av prosjektet er det antatt at virkningsgraden for lav - NO<sub>x</sub> turbiner er 5 % lavere sammenlignet med eksisterende turbiner på Statfjord feltet. For installasjon av 10 DLE turbiner medfører dette en gjennomsnittlig økning av CO<sub>2</sub> utslippene i senfase på 30 000 tonn pr år.

Installasjon av en DLE turbin på SFB og en DLE turbin på SFC har også blitt evaluert, med basis i kostnadsestimatene fra ref /71/ og elektrisk kraftprofil for senfase. Nåverdi av investeringskostnaden for dette tiltaket vil være 400 millioner kroner pr plattform, med en miljøkostnad på 128 og 131 kroner pr redusert kg NO<sub>x</sub> for

henholdsvis SFB og SFC. Tiltaket vil i gjennomsnitt redusere de årlige NO<sub>x</sub> utslippene i senfase med 595 tonn pr år, men som for vurderingen av 10 DLE turbiner kan ikke utslippsreduksjonene forsvare investeringskostnaden, slik at dette tiltaket også har lav miljøkostnadseffektivitet. Sparte kostnader tilknyttet en fremtidig NO<sub>x</sub> avgift er små sammenlignet med det totale kostnadsbildet, og inkludering av avgift i beregningen medfører derfor ingen vesentlig endring på miljøkostnaden for tiltaket.

Et krav om lav - NO<sub>x</sub> teknologi for Statfjord senfase vil innebære en investering med nåverdi på 4 milliarder kroner for 10 DLE turbiner. I dette estimatet er ikke synergi effekter av å installere flere turbiner samtidig inkludert, men investeringskostnaden er likevel så stor at den vil være en prosjektstopper. Driftserfaring fra andre lav - NO<sub>x</sub> turbiner viser at disse har lavere pålitelighet sammenlignet med konvensjonelle SAC turbiner. I tillegg er kostnadene ved å vedlikeholde et lav - NO<sub>x</sub> system betydelig høyere enn for et SAC system, ref /71 / . Etterinstallasjon av DLE turbiner ble derfor forkastet som et utslippsreducerende tiltak i en tidlig fase av prosjektet.

#### Dampkraftverk/kombinert syklus

Dampkraftverk/kombinert syklus (CC) ble evaluert for Statfjord plattformene i en tidlig fase i prosjektet. Tiltaket ble forkastet for SFA og SFC på grunn av plass og vektbegrensninger. I tillegg er varmegjenvinnings enheter (WHRU) allerede installert på disse plattformene, slik at energi gevinsten ble ansett som liten sammenlignet med SFB.

Gjennomsnittlig elektrisk kraftbehov på SFB er 14 MW i senfase. Dette betyr at hovedsakelig en kraftturbin vil være i drift på plattformen, med relativ høy virkningsgrad. Kun i perioder med høyere kraftbehov vil begge generatorene på SFB være i drift. Beregningene for dampkraftverk på plattformen ble basert på å utnytte eksosvarme fra de to kompressorturbinene på plattformen, med en maksimal ytelse på 12 MW fra dampgeneratoren. Dette er ikke tilstrekkelig for å dekke plattformens elektriske kraftbehov, og ekstra kraft må suppleres fra eksisterende kraftgenerator, som da vil operere på del-last og med lavere virkningsgrad og høyere utslipp.

Investeringskostnadene for kraftgenerering fra dampturbin på SFB ble estimert til å ha en negativ nåverdi på 621 millioner kroner (2003), og en miljøkostnad på 593 kroner per redusert tonn CO<sub>2</sub> og 772 kroner per redusert kg NO<sub>x</sub>. Tiltaket ble forkastet pga høye investeringskostnader og lav miljøkostnadseffektivitet.

### Kraftkabel fra land

OD og Norges vassdrags og Energidirektorat (NVE) utarbeidet på vegne av Olje- og Energidepartementet en rapport som evaluerte mulighetene for elektrifisering av norsk sokkel. (NVE 1997). Konklusjonen fra denne studien var at dette ikke var relevant med dagens (1997) teknologi på grunn av høye investeringskostnader sammenlignet med potensielle utslippsreduksjoner.

Nyere studier har blitt gjennomført og teknologien har gjort fremgang, blant annet tilknyttet langdistanse overføring av likestrøm. Nåverdien er beregnet til å være minus 5.538 millioner kr. På grunn av uforholdsmessig høye investeringskostnader og lav miljøkostnadseffektivitet har dette ikke vært et aktuelt tiltak for Statfjord senfase prosjektet.

**Tabell F-2 Kostnader for dampkraftverk på SFB og for kabel fra land (MNOK)**

Tiltak (- kostnad, + kostnadsbesparelse)	Nåverdi (2003) av Investering	Nåverdi (2003) av Driftskostnad*
Dampkraftverk – Combined Cycle (CC)	-621	+ 192
Kabel fra land	-5 538	+ 650

\* CO<sub>2</sub>-avgiften er ikke medregnet i driftskostnadene

### *F.1.3.3 Vurderte tiltak for Statfjord senfase ved beslutning om gjennomføring*

Kraftkabel mellom plattformene, STIG (Steam Injected Gas Turbine) på SFB, varmegjenvinningsenhet (WHRU) på SFB, og gjenvinning av gass fra produsert vann på SFC ble nærmere utredet.

I tillegg er ny elektrisk kompressor på SFB vurdert. De miljømessige kost nytte beregningene for disse tiltakene har videre blitt oppdatert basert på nye utslippsprofiler og for å gjenspeile nedstengning av SFA i 2012

### Kraftkabel mellom plattformene

På Statfjord feltet er det installert totalt 8 kraftgeneratorer, hvorav 3 er installert på SFA og SFC og 2 på SFB. Tabell F-3 viser antall kraftgeneratorer i drift for senfase, basert på gjennomsnittlig elektrisk kraftbehov. I perioder med høyere kraftbehov, for eksempel i forbindelse med boreaktiviteter og lasting av råolje, vil antallet generatorer i drift øke fra en til to på SFA og SFB.

**Tabell F-3 Generator konfigurasjon for senfase, last pr turbin og virkningsgrad**

År	Antall turbiner i drift			Last pr turbin [MW]			Virkningsgrad pr turbin [%]		
	SFA	SFB	SFC	SFA	SFB	SFC	SFA	SFB	SFC
2008	1	1	1	12	11	18	32	31	36
2009	1	1	1	11	10	17	31	30	36
2010	1	1	1	11	14	19	31	34	37
2011	1	1	2	11	17	10*	30	36	30
2012	1	1	2	9	15	10*	28	35	29
2013		1	1		15	13		35	33
2014		1	1		15	13		35	33
2015		1	1		14	13		34	33
2016		1	1		15	13		34	33
2017		1	1		14	13		34	33
2018		1	1		14	13		34	33
2019		1	1		14	13		34	33
2020		1	1		14	13		34	33

Basert på kraftbehovet vil den mest optimale generatorkonfigurasjonen velges for å oppnå optimal drift av generatorene samt for å redusere utslippene tilknyttet kraftgenerering. Ved økende kraftbelastning på generatorene, økes virkningsgraden og medfører at den relative mengden av utslipp per produsert kraftenhet reduseres. På Statfjordfeltet i dag og i senfase innebærer dette at det for et gitt kraftbehov i størst mulig grad velges en kraftturbin på høy last i stede for to turbiner på dellast.

En videre optimalisering av kraftbehovet kan være å koordinere kraftbehovet på Statfjord feltet gjennom en intern kraftkabel. Den miljømessige gevinsten med intern kraftkabel er representert i at overføring av tilgjengelig kraft mellom plattformene gir høyere kraftbelastning og dermed høyere virkningsgrad på generatorene i kraftnettet. I tillegg kan intern kraftkabel i perioder redusere antall turbiner i drift. For senfase gjelder dette for tidsrommet 2011-2012 som representerer perioden med høyest kraftbehov. Tabell F-3 viser at gjennomsnittlig elektrisk effektbehov på feltet i denne perioden vil være henholdsvis 48 MW og 44

MW. Dette kraftbehovet medfører drift av 4 generatorer dersom plattformene ikke er knyttet i et felles kraftnett. Gitt en maksimal ytelse på 18.6 MW per generator, vil en intern kraftkabel medføre at kun 3 generatorer er nødvendig for å dekke kraftbehovet i perioden.

I tillegg til å oppnå en bedre koordinering av kraftdistribusjonen på feltet, vil en intern kraftkabel også redusere antall generatorer i "stand-by" modus på feltet og dermed redusere driftskostnadene knyttet til disse. Kraftkabelen kan også designes til å supplere eller erstatte eksisterende nødgeneratorer på Statfjord feltet. Dette vil gi en reduksjon i driftskostnadene tilknyttet dette systemet. For revisjonsstanser og i nedstengningsperioden av Statfjord feltet, vil en intern kraftkabel kunne erstatte dagens kraftgenerering med diesel til fordel for gass. Dette vil gi en reduksjon av utslipp til luft samt reduksjon av brennstoffkostnader. Miljøkostnadseffektiviteten for intern kraftkabel er imidlertid for lav til å gjennomføre dette tiltaket og er nærmere omtalt i F.1.3.4.

#### STIG på SFB

STIG (Steam Injected Gas Turbine) oppgraderinger på eksisterende gassturbiner innebærer injeksjon av høytrykksdamp. Dampen reduserer temperaturen i turbinens brennkammer og reduserer utslippene av NO<sub>x</sub>. NO<sub>x</sub> utslippene til en typisk LM 2500 PC turbin er ca 180 ppm. Med dampinjeksjon kan utslippet reduseres til 25 ppm /94 . Utslippene av CO<sub>2</sub> vil også bli noe redusert ved at den termiske virkningsgraden til turbiner øker.

Damp til injeksjon genereres fra sjøvann som blir rensert og ionisert før det varmes opp gjennom varmevekslere koplet til turbinenes eksos utløp. Hovedutfordringen med STIG teknologi offshore er å produsere tilstrekkelige mengder med vann/damp med rett kvalitet som kreves av turbinene. Renseanlegget representerer derfor de største vekt og arealbeslagene tilknyttet et slikt anlegg.

Prosjektet har evaluert installasjon av STIG på SFB som et utslippsreduserende tiltak i senfase. Dette ble også vurdert for SFA og SFC, men forkastet på grunn av plass og vektbegrensninger. Miljøkostnadseffektiviteten for STIG på SFB er nærmere omtalt i F.1.3.4.

#### WHRU på SFB

Varmegjenvinningsanlegg (Waste Heat Recovery Unit) bygger på prinsippet å utnytte eksosvarmen fra turbiner til å generere energi til varmemediet som benyttes i prosessanlegget på plattformene. WHRU er et energieffektiviserende tiltak, fordi tiltaket kan erstatte varmegenerering fra gassfyrte kjeler.

WHRU er allerede installert på SFA og SFC. På SFC dekkes det totale varmebehovet av WHRU, mens på SFA dekkes ekstra varmebehov av en gass fyrte kjele. Ytterligere installasjon av WHRU på SFA har blitt evaluert av prosjektet, men er blitt forkastet pga plass- og vektbegrensninger.

På SFB brukes i dag to gassfyrte kjeler som energikilde for oppvarming av varmemedium, og prosjektet har derfor evaluert installasjon av WHRU på SFB for å erstatte disse. WHRU, designet kapasitet på 20 MW, vil kunne utnytte varmen fra eksosen til kompressorturbinene på plattformen. Miljøkostnadseffektiviteten for WHRU på SFB er nærmere omtalt i F.1.3.4.

#### Gjenvinning av gass fra produsert vann fra SFC

Gass fra produsert vanntankene på SFC sendes i dag til fakkell, og representerer i størrelsesorden 40 % av totale fakkellrater på plattformen. Tilsvarende fordeling vil også gjelde for senfase, og gjenvinning av denne gassen vil dermed være et utslippsreduserende tiltak som reduserer utslippene både av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

På SFB installeres gjenvinning av gass fra produsert vann i 2005. Gjenvunnet gass sendes til eksport kompressorene på plattformen via en inline separator som står oppstrøms produsert-vanntankene. Tilsvarende teknisk løsning for SFC har blitt evaluert. Miljøkostnadseffektiviteten av tiltaket er nærmere omtalt i F.1.3.4.

#### Ny elektrisk kompressor på Statfjord B

Den nedadgående oljeproduksjonen i senfase vil medføre at mengden assosiert restgass fra olje reduseres. Denne gassen dampes av i de siste separatortrinnene på plattformene, og føres inn på 1. og 2. kompressortrinn (lavtrykkstrinn) for videre eksport. På SFB vil disse gassratene bli lavere enn det driftsområdet kompressortrinnene på

plattformen er designet for, og basert på foreløpige vurderinger vil dette inntreffe i 2011. På SFA og SFC vil ikke dette være en problemstilling, siden SFA får delvis prosessert olje fra Snorre A og SFC får olje fra satellittproduksjonen.

De lave ratene for assosiert restgass på SFB etter 2011 kan ikke tas opp i kompressortøyet, men vil bli sendt til avbrenning i fakkelen. Siden 1. og 2. kompressortrinn faller ut, vil også tidligere gjenvunnet gass fra produsert vannet bli sendt til avbrenning i fakkelen. Dette fordi sammensetningen til denne gassen er utenfor driftsområdet til kompressoren, og den vil ikke kunne komprimeres alene uten sammenblanding av assosiert gass fra oljen.

Prosjektet har derfor evaluert et tiltak for å redusere de økte fakkeleratene på SFB etter 2011. Dette tiltaket innebærer installasjon av en ny elektrisk kompressorenhet som erstatter 1. og 2. kompressortinn i senfase. Miljøkostnadseffektiviteten av tiltaket er nærmere omtalt i F.1.3.4

#### F.1.3.4 Miljøkostnadseffektivitet

For å estimere miljøkostnadseffektiviteten til de ulike tiltakene som har blitt vurdert av prosjektet frem mot BOV, har følgende perioder blitt benyttet for nåverdibetraktninger:

- Investeringsår:
  - o 2005-2007 (40% i 2005, 40% i 2006 og 20% i 2007) for Intern kraftkabel, WHRU på SFB og STIG på SFB
  - o 2006 for gjenvinning av gass fra produsert vann på SFC
  - o 2009 for ny kompressorenhet på SFB
- Kostnader for drift: 2008-2018 (11 år).

Beregningene for intern kraftkabel tar også hensyn til nedstengnings - og fjerningsperioden fra 2019 – 2026 på feltet. For SFA er det antatt at etter produksjonsstans i 2012 vil plattformen være i ”fyrlykt modus” frem til 2019.

Tabell F-4 viser kostnadsprofiler for tiltakene i 2004 kroner.

**Tabell F-4 Utslippsreducerende tiltak modnet fram mot BoG (MNOK)**

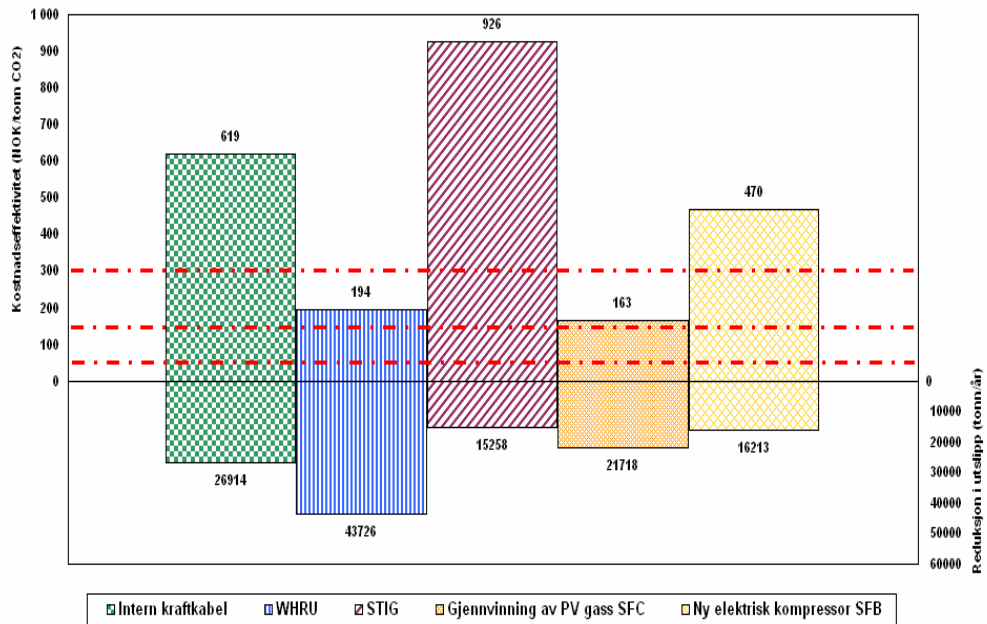
Tiltak (- kostnad, + kostnadsbesparelse)	Nåverdi (2004) av Investering	Nåverdi (2004) av Driftskostnad*
Kraftkabel mellom Statfjord-plattformene (SFB-SFA-SFC)	-673	+356
WHRU på SFB	-94	+0.8
STIG på SFB	-135	-20.9
Gjenvinning av gass fra produsert vann på SFC	-49	+10.0
Ny elektrisk kompressor på SFB	-93	+9.4

\* CO<sub>2</sub>-avgiften er ikke medregnet i driftskostnadene

Miljøkostnadseffektivitet (utslippsreduksjon per krone) er beregnet for CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> basert på netto nåverdi (2004) av tiltakene og utslippsreduksjoner over levetiden av tiltakene. Kostnadseffektivitet av tiltakene for CO<sub>2</sub> er uttrykt som NOK/tonn redusert CO<sub>2</sub> og NOK/kg NO<sub>x</sub> redusert. De ulike ”målene” for å uttrykke miljøkostnadseffektivitet (referert til i kapittel 5.1) er lagt inn som horisontale streker.

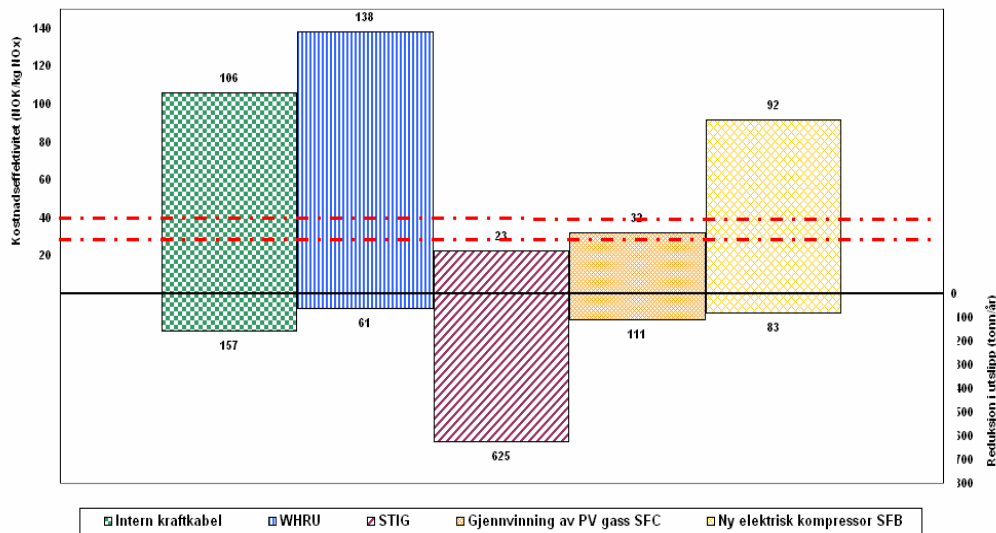
Figur F-2 og Figur F-3 viser kostnadseffektiviteten (positiv y-akse) av utslippsreducerende tiltak for henholdsvis CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>. Utslipp i Statfjord senfase er definert som basis, og er representert ved x-aksen (y=0). Årlige utslippsreduksjoner av eventuelle tiltak er illustrert som tillegg til de reduksjonene som følger av Statfjord senfase (negativ y-akse). Gode tiltak har lave kostnader i forhold til utslippsreduksjoner (liten søyle på positiv y-akse) i kombinasjon med store utslippsreduksjoner (stor søyle på negativ y-akse)

Driftsperioden 2008-2018 (11 år) er benyttet for å beregne gjennomsnittlig reduksjon i utslipp for tiltakene per år. For intern kraftkabel viser figuren gjennomsnittlige utslippsreduksjoner per år i perioden 2008-2026, mens årlige utslippsreduksjoner for driftsfasen og nedstengningsfasen er vist under figurene.



Intern feltkabel (2008-2018): 0,008 mill. tonn CO<sub>2</sub>/år,  
 Intern feltkabel (2019-2023): 0,031 mill.tonn CO<sub>2</sub>/år,

Figur F-2: Miljøkostnadseffektivitet for CO<sub>2</sub> og årlige utslippsreduksjoner for vurderte tiltak



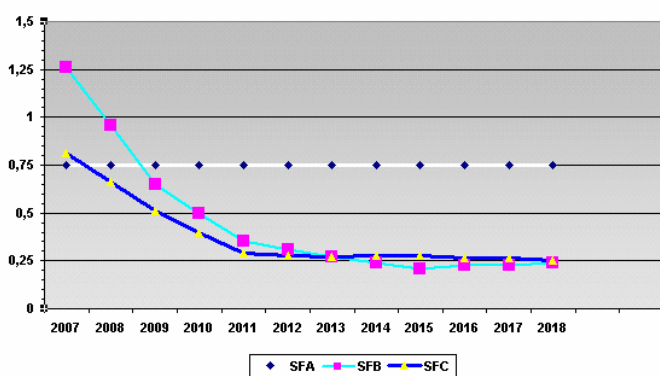
Intern feltkabel (2008-2018): 34 tonn NO<sub>x</sub>/år  
 Intern feltkabel (2019-2023): 187 tonn NO<sub>x</sub>/år

Figur F-3: Miljøkostnadseffektivitet for NO<sub>x</sub> og årlige utslippsreduksjoner for vurderte tiltak

## Vedlegg G Produsert vann

### G.1 Kondensatprofiler

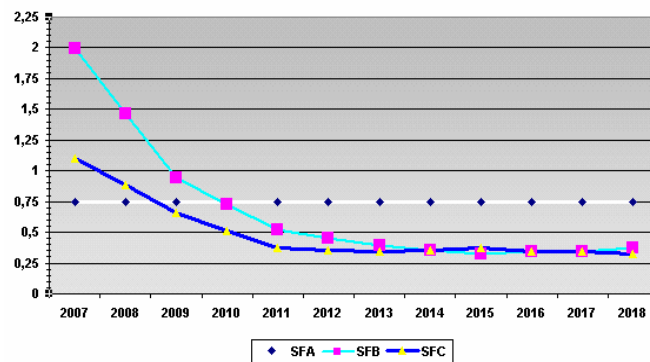
Tilgjengelighet av kondensat i senfase er hovedsakelig beregnet ut fra oljeprofilene. Figur G-1 viser kondensattilgjengelighet på SFA, SFB og SFC. Det er rikelig med kondensat på Staffjord A, men tilgjengelighet på SFC og SFB avtar i senfase.



**Figur G-1: Kondensattilgjengelighet (vol %)**

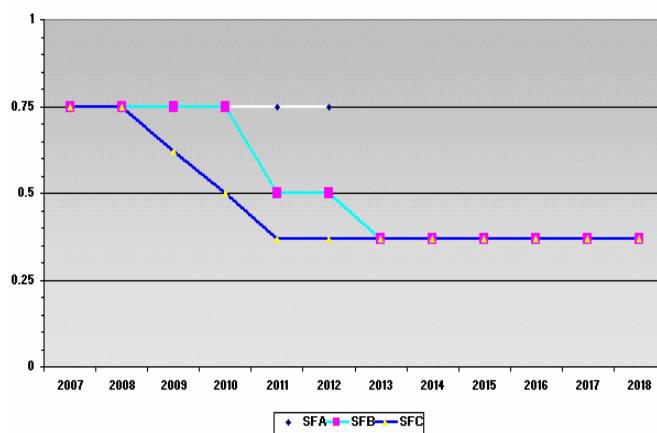
Det er vurdert flere alternative tiltak for å øke kondensattilgjengelighet.

Figur G-2 viser kondensattilgjengelighet forutsatt at det implementeres kjøletiltak på SFC og SFB.



**Figur G-2: Kondensattilgjengelighet (vol%) m/kjøling av kondensat på SFB og SFC**

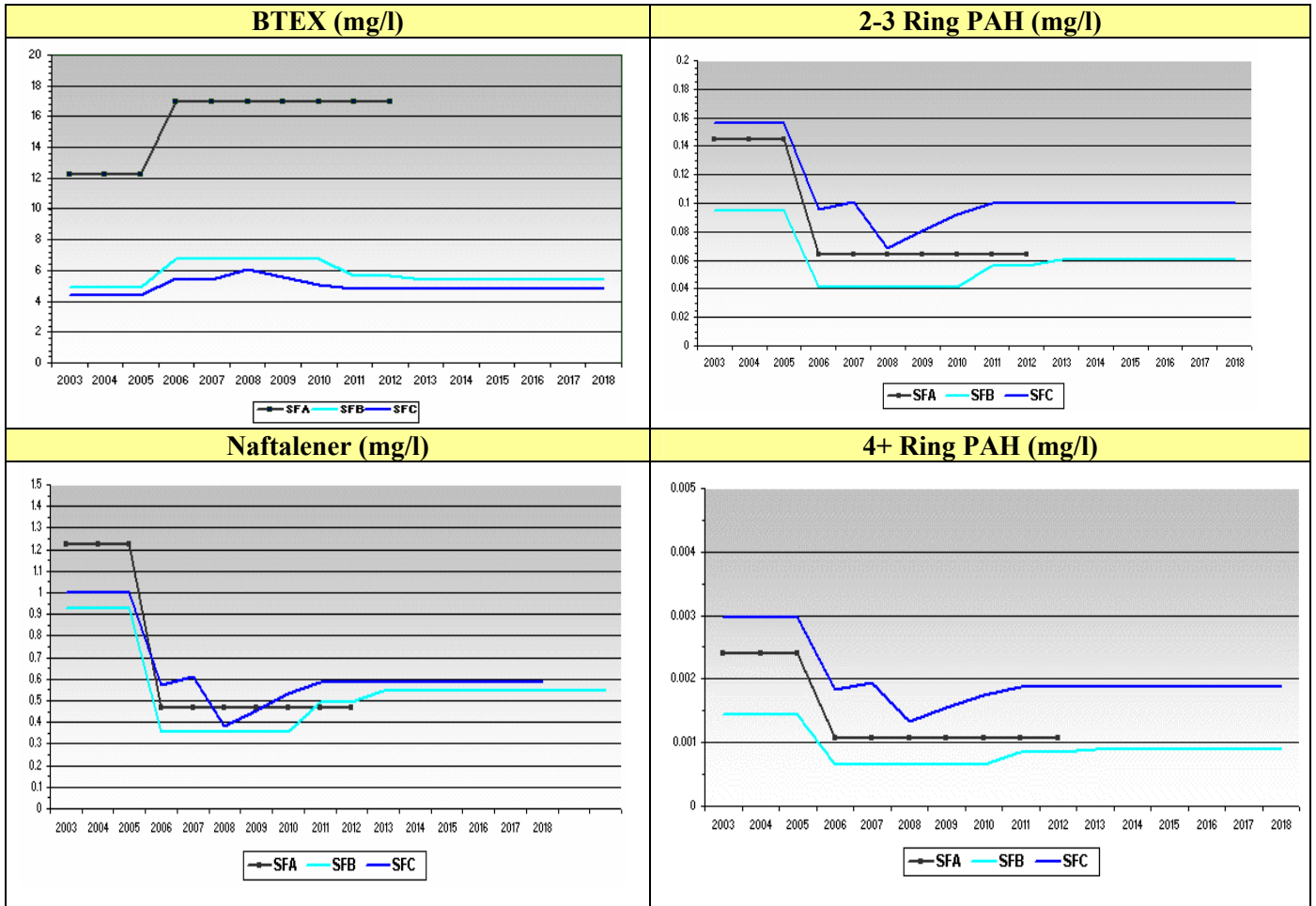
Det er bestemt å implementere kjøletiltak på SFB og SFC som del av oppgradering av CTour teknologien for senfase produksjon. Modellprofilen benyttet for SFA, SFB og SFC for beregning av utslipp og miljørisiko er vist i Figur G-3, og er konstruert basert på tall som er vist i Figur G-2. I staffjord referansealternativ er det 0.75 vol% eller mer kondensat for det vannet som behandles i CTour.



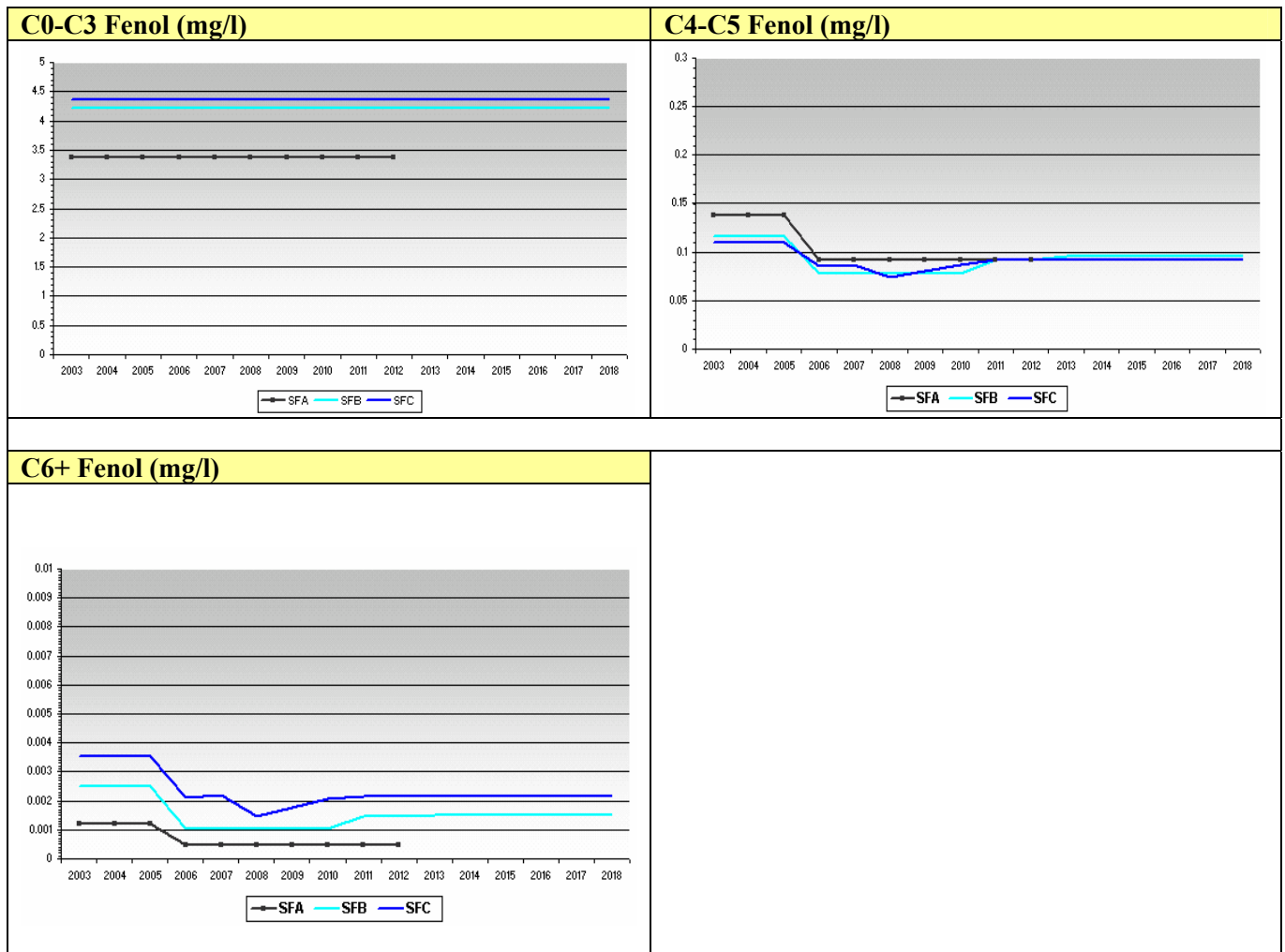
**Figur G-3: Modellprofiler for kondensat på SFA og på SFB og SFC**



**G.2 Utvikling i utslippskonentrasjon av naturlige komponenter i produsert vann**



**Figur G-4: BTEX, Naftalener, 2-3 ring PAH og 4+ring PAH i produsertvann, mg/l**



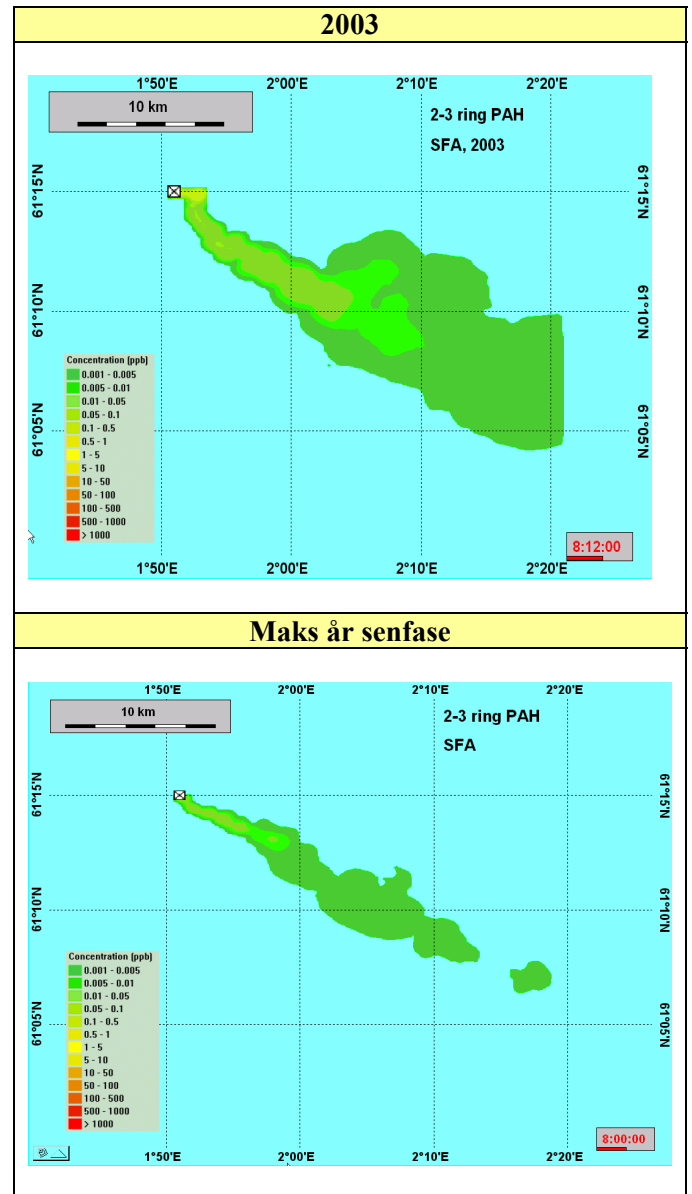
Figur G-5 Fenoler i produsertvann, mg/l

### G.3 Spredningskart for naturlige komponenter

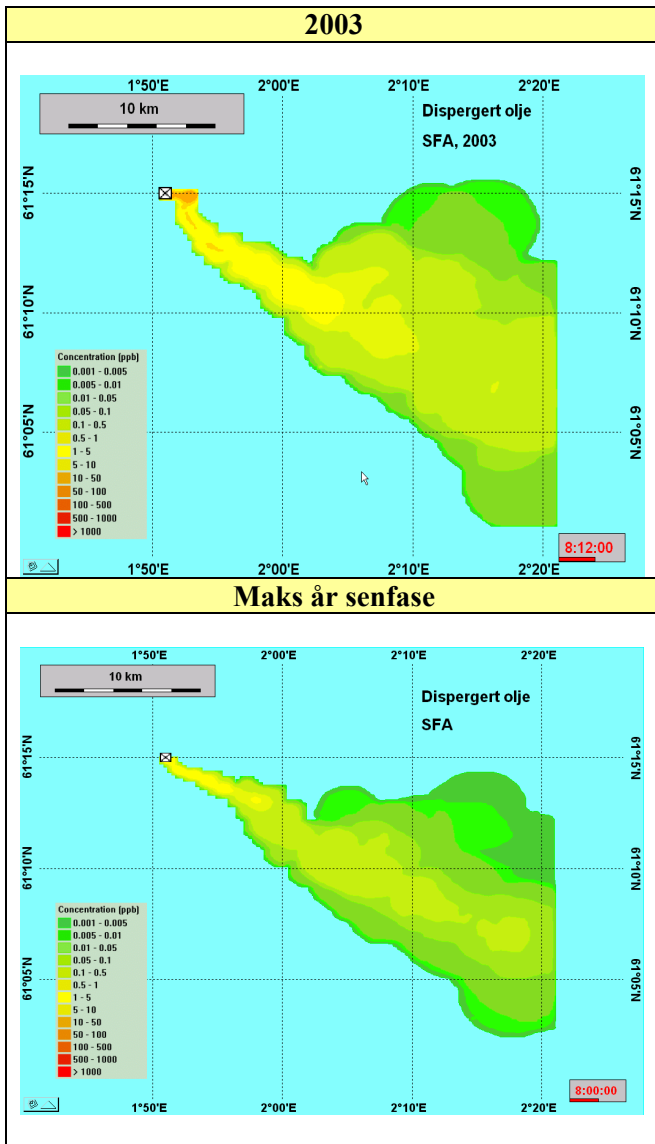
Spredning av de naturlige komponentene som bidrar mest til EIF ved Staffjord er vist i Figur G-6- Figur G-14(2-3 ring PAH, Dispergert olje og C4-C5 fenoler) Tabell G-1 viser PNEC verdier for de samme komponentene.

**Tabell G-1: PNEC verdier for 2-3 ring PAH, C4-C5 fenoler og dispergert olje.**

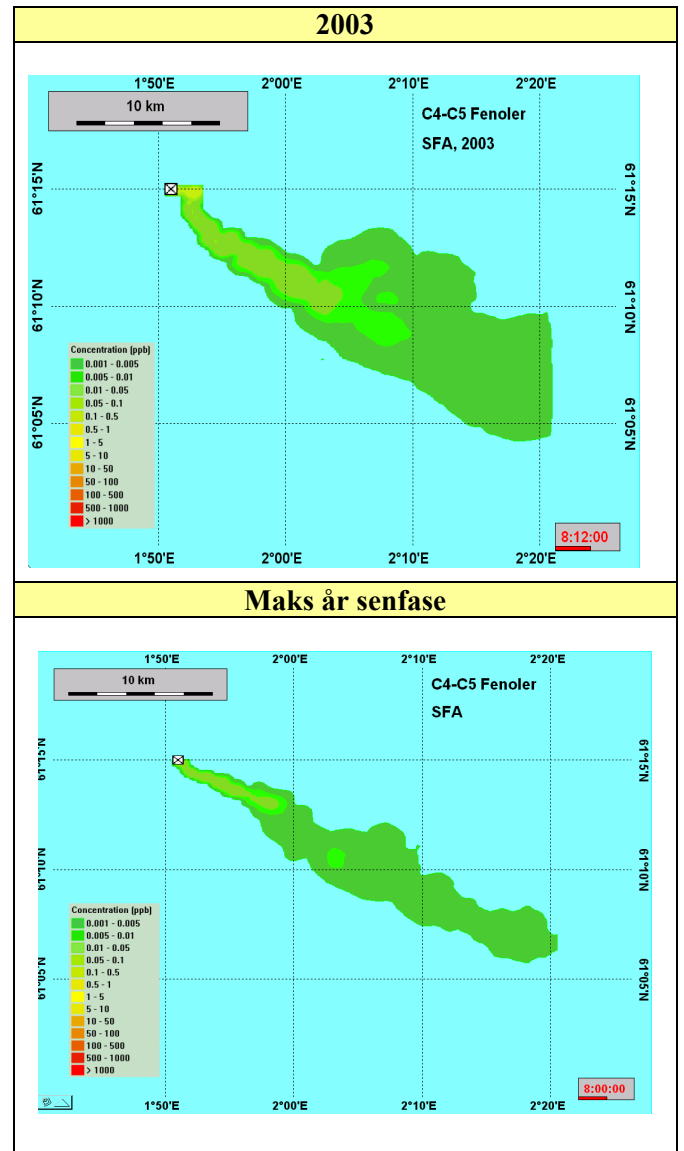
Komponent	PNEC verdier (ppb)
2-3 ring PAHs	0.15
C4-C5 fenoler	0.36
Dispergert olje	40.4



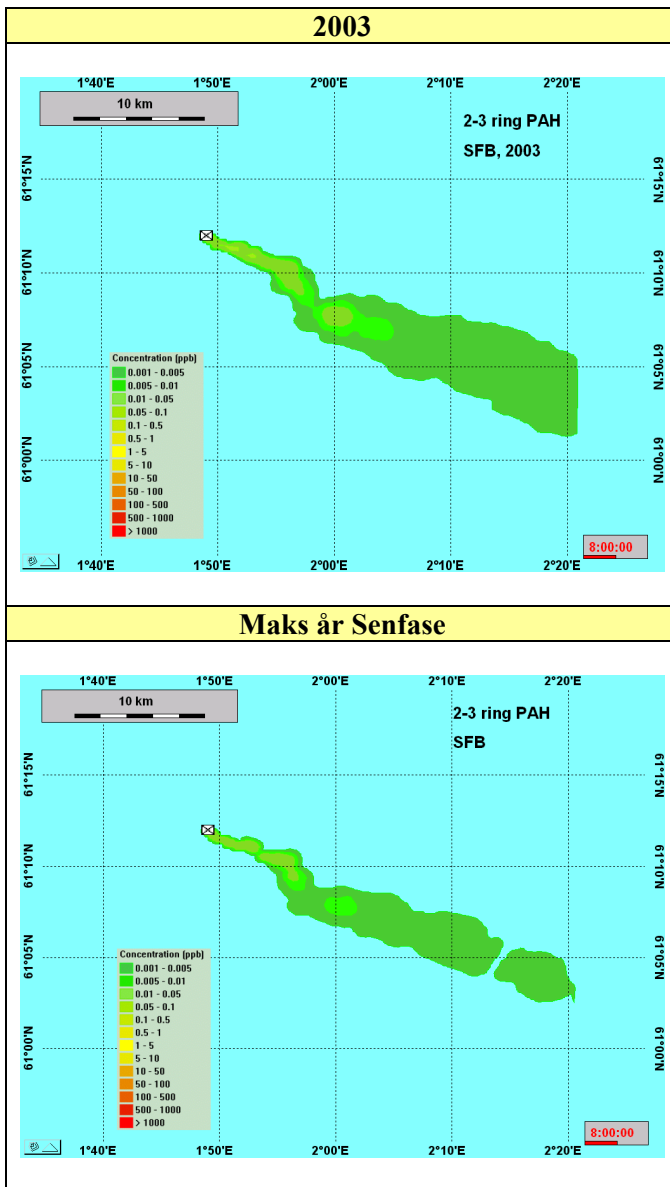
**Figur G-6: SFA, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb)**



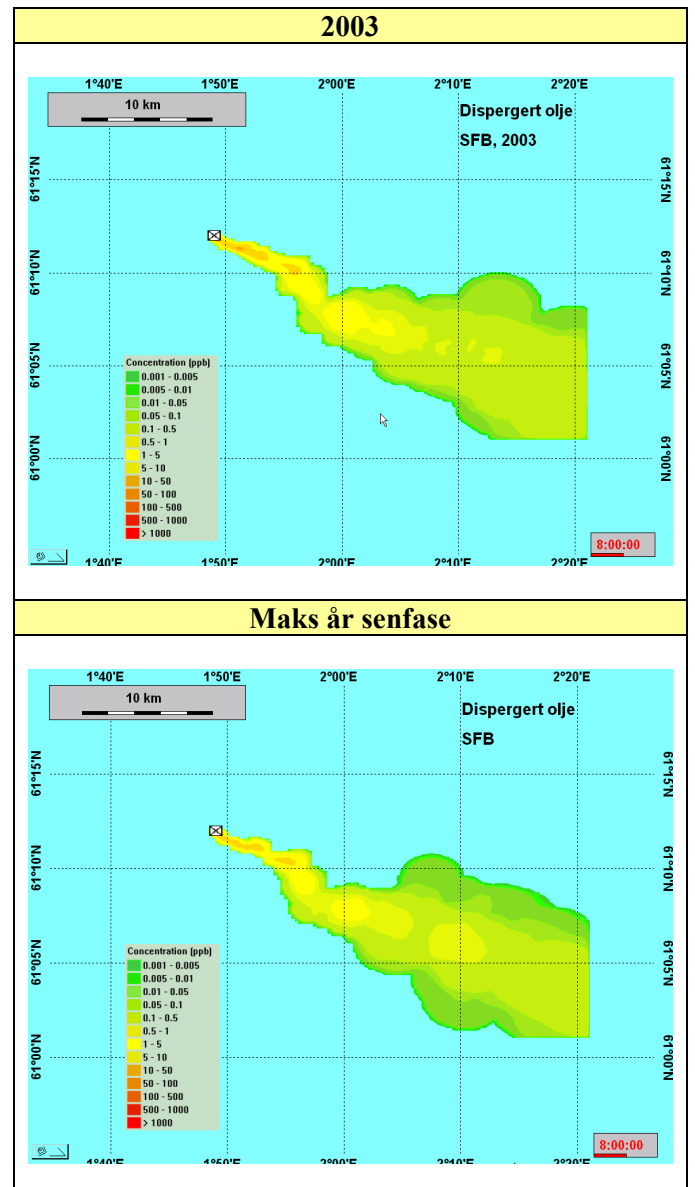
Figur G-7: SFA, Spredning av Dispergert olje (PNEC=40.4 ppb)



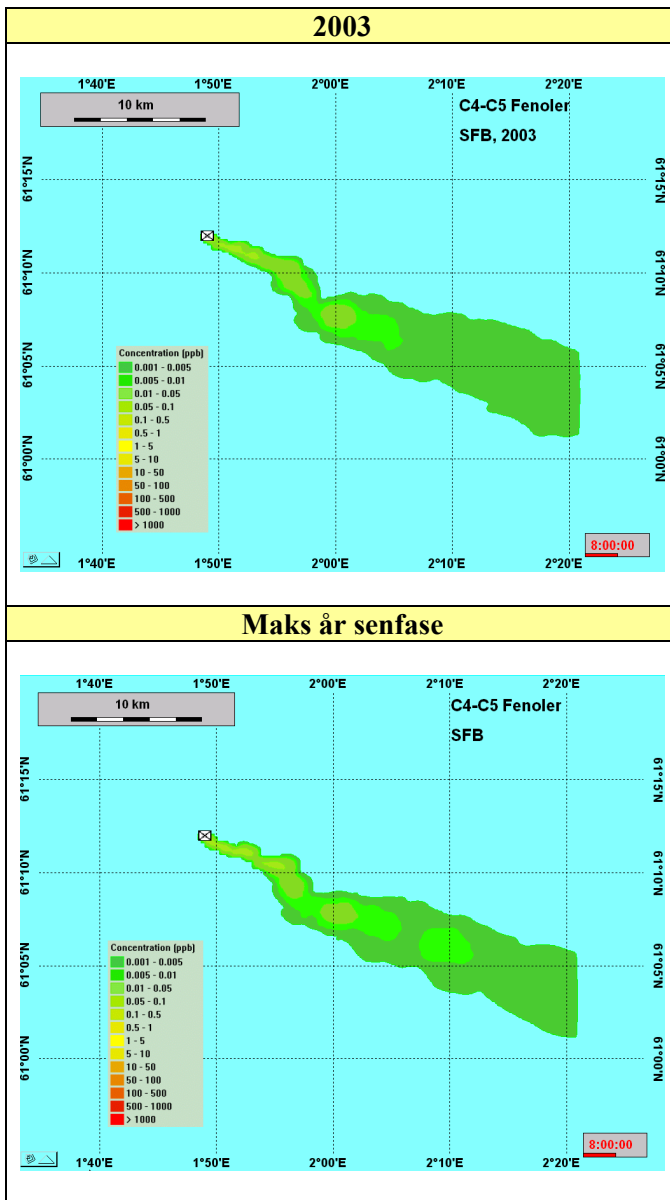
Figur G-8: SFA, C4-C5 fenoler (PNEC=0.36 ppb)



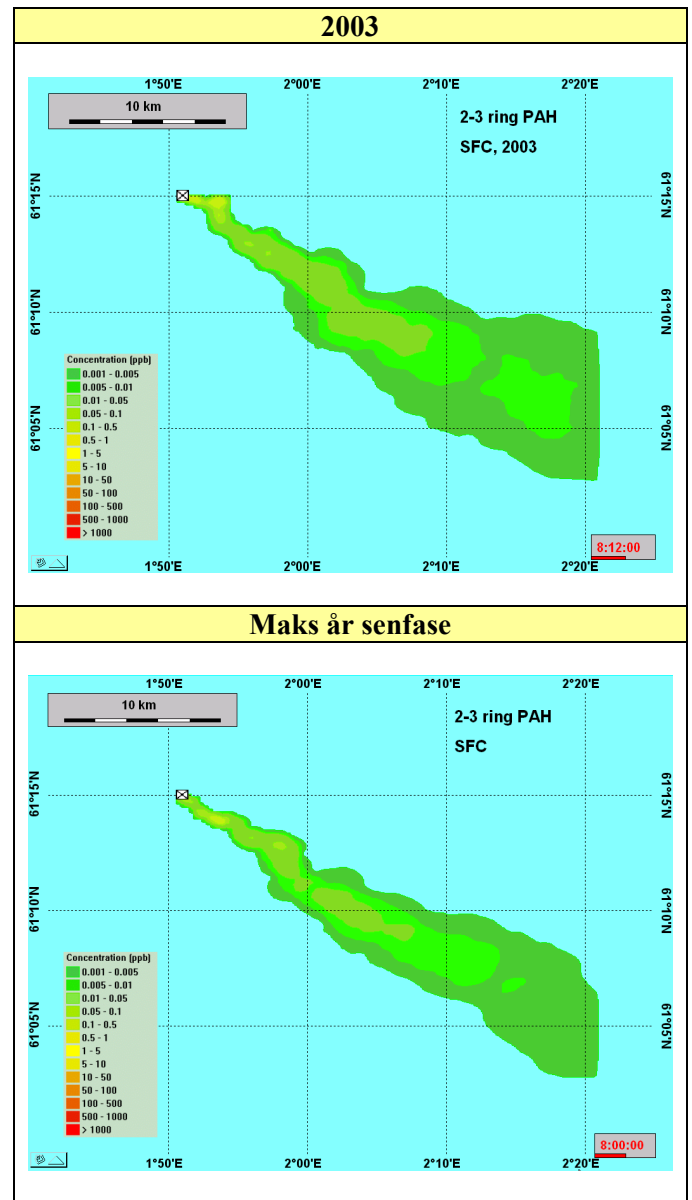
Figur G-9: SFB, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb)



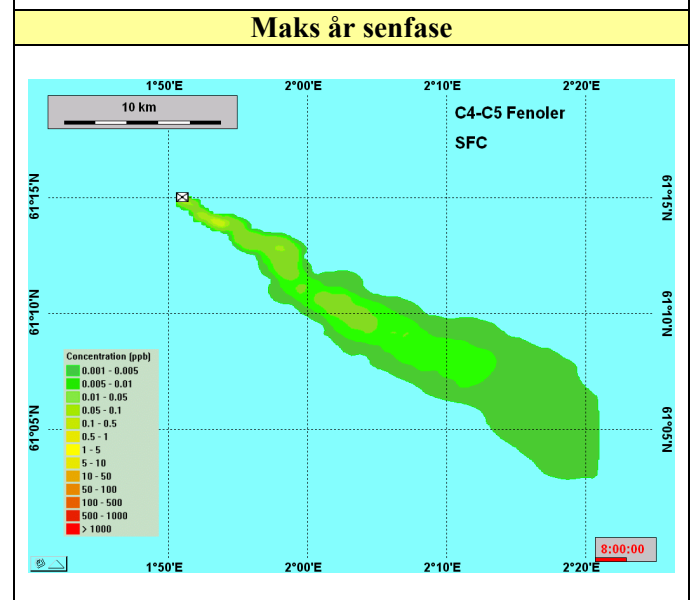
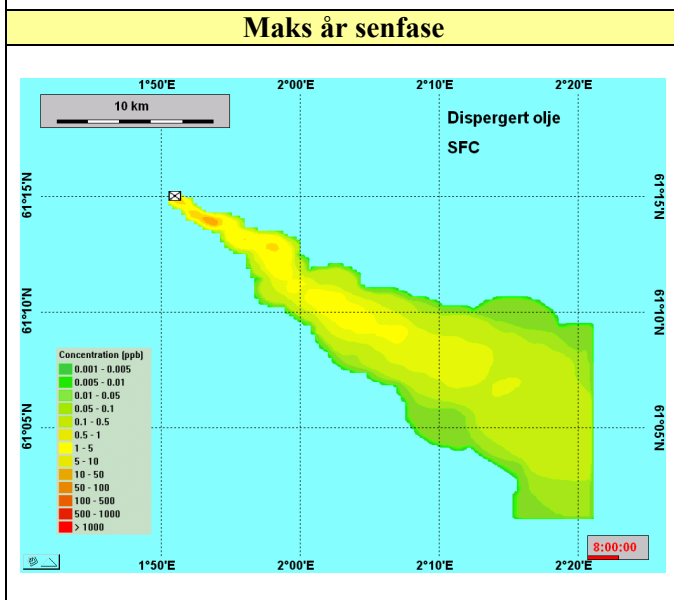
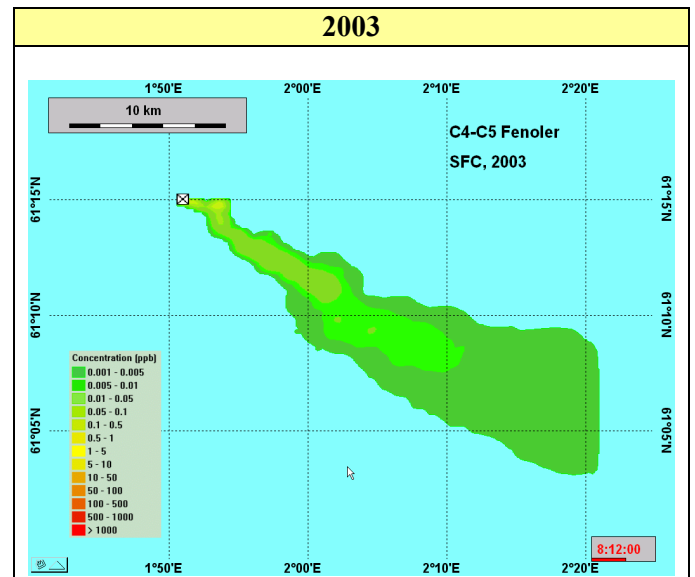
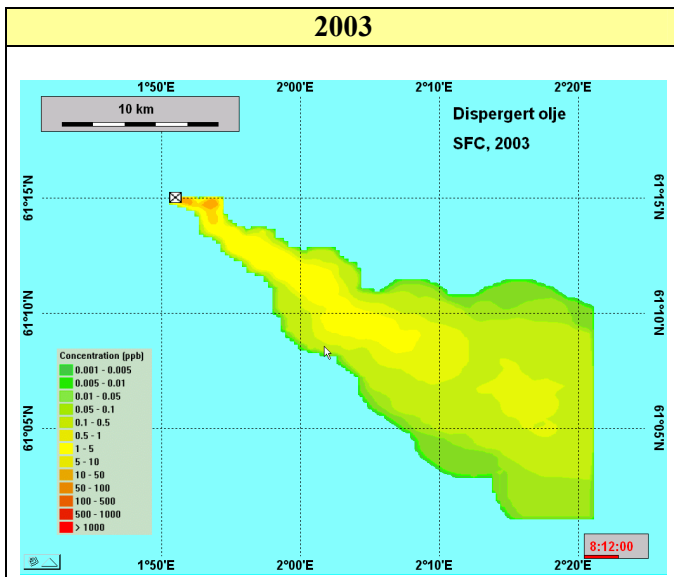
Figur G-10: SFB, Spredning av Dispergert olje (PNEC=40.4 ppb)



Figur G-11: SFB, spredning av c4-c5 fenoler (PNEC=0.36 ppb)



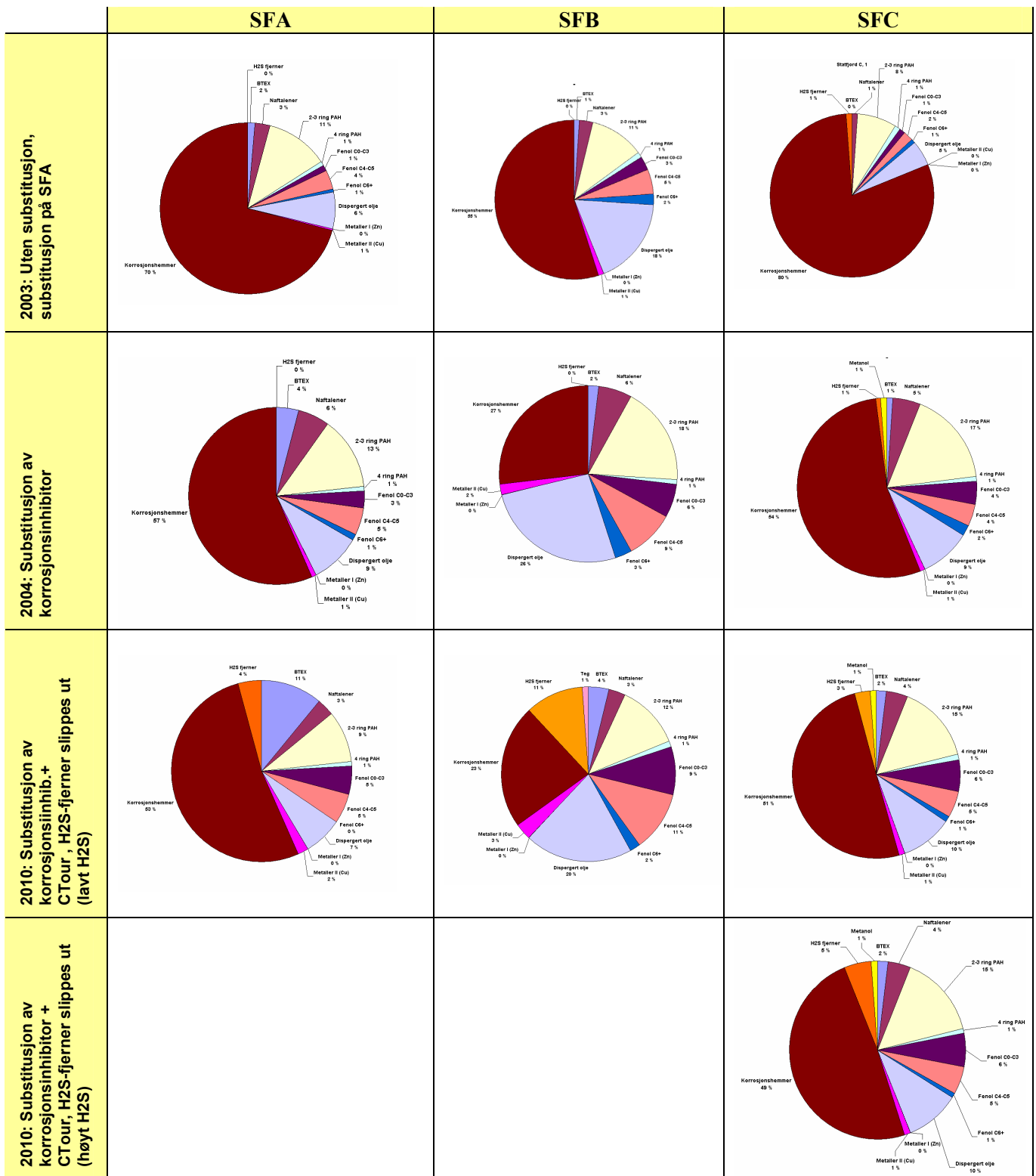
Figur G-12: SF C, Spredning av 2-3 ring PAH (PNEC=0.15 ppb)



Figur G-13: SF C, Spredning av dispergert olje (PNEC=40.4 ppb)

Figur G-14: SF C, Spredning av C4-C5 fenoler (PNEC=0.36 ppb)

G.4 Bidrag til EIF



Figur G-15: Komponenter som bidrar til EIF på Staffjord



## G.5 Avbøtende tiltak som har vært vurdert og prosess for utvelgelse av tiltak

### G.5.1 Miljømyndighetenes rammebetingelser

Selskapenes miljørammebetingelser for produsert vann er bestemt av OSPARs reguleringer samt norske myndigheters målsetning om "null utslipp" innen 2005.

#### OSPAR

OSPAR sine målsetninger er:

- Redusere innhold av dispergert olje fra 40 mg/l til 30 mg/l innen 2006.
- Redusere utslipp av total-hydrokarboner fra norsk sokkel med 15% innen 2006, basert på utslippsnivå i 2000

#### "Nullutslipp" innen 2005

Myndighetenes krav om "Nullutslipp" innen 2005 fra stortingsmelding nr. 25 (2002/2003)

[Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand:](#)

Miljøfarlige stoffer:

- Ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av resultatmål 1 for helse- og miljøfarlige kjemikalier. Jmfør [tabell 8.1](#) i stortingsmelding nr. 25.
- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte kategori (i utgangspunktet forbudt å bruke og slippe ut) og SFTs røde kategori (høyt prioritert for utfasing ved substitusjon). Jmfør forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten ([aktivitetsforskriften](#)).

Andre kjemiske stoffer:

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

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

For å kvantifisere potensiell skade/miljørisiko, benyttes EIF (Environmental Impact Factor), og

ved vurdering av tiltak tas det hensyn til kost-nytte av tiltak.

En integrert vurdering av tiltak inkludert miljønytte står også sentralt i norsk forurensningslovgivning. § 2 i Forurensningsloven stadfester at loven skal nyttes for å oppnå en miljøkvalitet som er tilfredstillende ut fra en samlet vurdering av helse, velferd, naturmiljøet, kostnader forbundet med tiltakene og økonomiske forhold.

### G.5.2 Metodikk

Flere avbøtende tiltak for å redusere risikoen av produsert vann ved Statfjord er implementert, og ytterligere tiltak er vurdert for å imøtekomme selskapets "null skade filosofi", miljømyndighetenes målsetning om "nullutslipp" innen 2005 og krav fra OSPAR.

Tiltak er vurdert for Statfjord med og uten senfaseproduksjon med utgangspunkt i:

- tilgjengelig og lovende teknologi,
- tekniske, operasjonelle, og økonomiske rammebetingelser
- miljønytte og kostnadseffektivitet

Nytten av tiltak er uttrykt som reduksjon i miljørisiko/potensiell skade, og uttrykkes ved EIF over tiltakets levetid. Kostnadseffektivitet er definert som kroner per redusert EIF over tiltakets levetid. Statoil operer med en grense på 200.000 NOK per reduksjon i EIF som en øvre grense for hvilke tiltak som kan anbefales. Dette er beskrevet i dokumentet PB019, Miljøstrategi for UPN 2003-2010/93 /.

Vurdering av mulig teknologi for Statfjord samt valg av tiltak, er nærmere dokumentert i notat om teknologivalg for produsert vann /98 / og i Statfjord sin nullutslippsrapport til myndighetene/90/.

EIF kakediagram som viser bidrag fra ulike komponenter (ref G.4 over) benyttes sammen med EIF for å synliggjøre hvilke komponenter som bør fokuseres til enhver tid og dermed prioritering av forskningsinnsats og tiltak.

### G.5.3 *Begrunnelse for valg av CTour framfor injeksjon i Utsira-formasjonen*

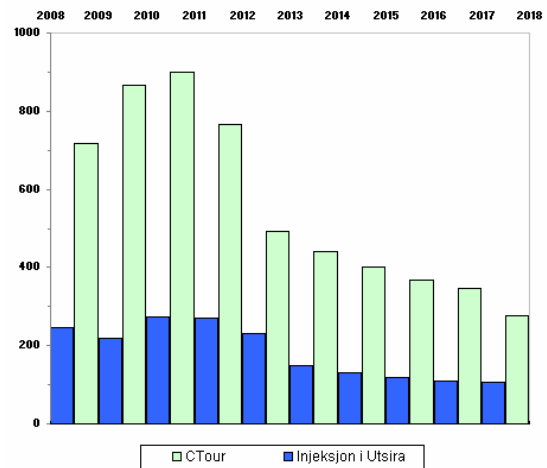
Utsira-formasjonen er et grunt vannførende sandsteins-reservoar som strekker seg over store deler av Nordsjøen. Utsira reservoaret er ansett som en mulig lagringsplass for produsert vann ut fra en teknisk- og operasjonell vurdering, men det er en viss risiko forbundet med lokal trykkoppbygging i reservoaret pga store vannmengder. Dette kan føre til lokal oppsprekking av reservoaret med påfølgende fare for utlekking av produsert vann.

Det er også andre utfordringer ved injeksjon i Utsira som er spesifikt for Statfjord. Basert på dagens utfordringer med produsert vann injeksjon på SFC, er det en risiko for driftsproblemer også i senfase. Partikler og utfelling har skapt problemer for prosess teknisk utstyr som følge av erosjon og tilstopping. I tillegg er det en viss risiko for tilstopping av injeksjonsbrønner. På grunn av Statfjordvannets høye innhold av organiske syrer og sulfat kan det også under anarobe forhold oppstå H<sub>2</sub>S dannelse. Problemstillingen rundt eventuell lokal trykkoppbygging og H<sub>2</sub>S er ikke utredet i detaljer som følge av at løsningen ble forkastet.

Ved injeksjon i Utsira er det antatt en regularitet på 70% som følge av dagens PWRI erfaringer. Ved dagens PWRI er regulariteten kun 50% pga som nevnt problemer med prosess teknisk utstyr. Det er for Statfjord urealistisk å tenke seg en regularitet på 90% ved injeksjon i Utsira som det vanligvis refereres til for injeksjonsløsninger. EIF er imidlertid også beregnet for injeksjon i Utsira-formasjonen forutsatt 90% regularitet.

Figur G-16 viser utvikling i total-EIF på Statfjord forutsatt injeksjon i Utsira (70% regularitet) versus CTour (90% regularitet).

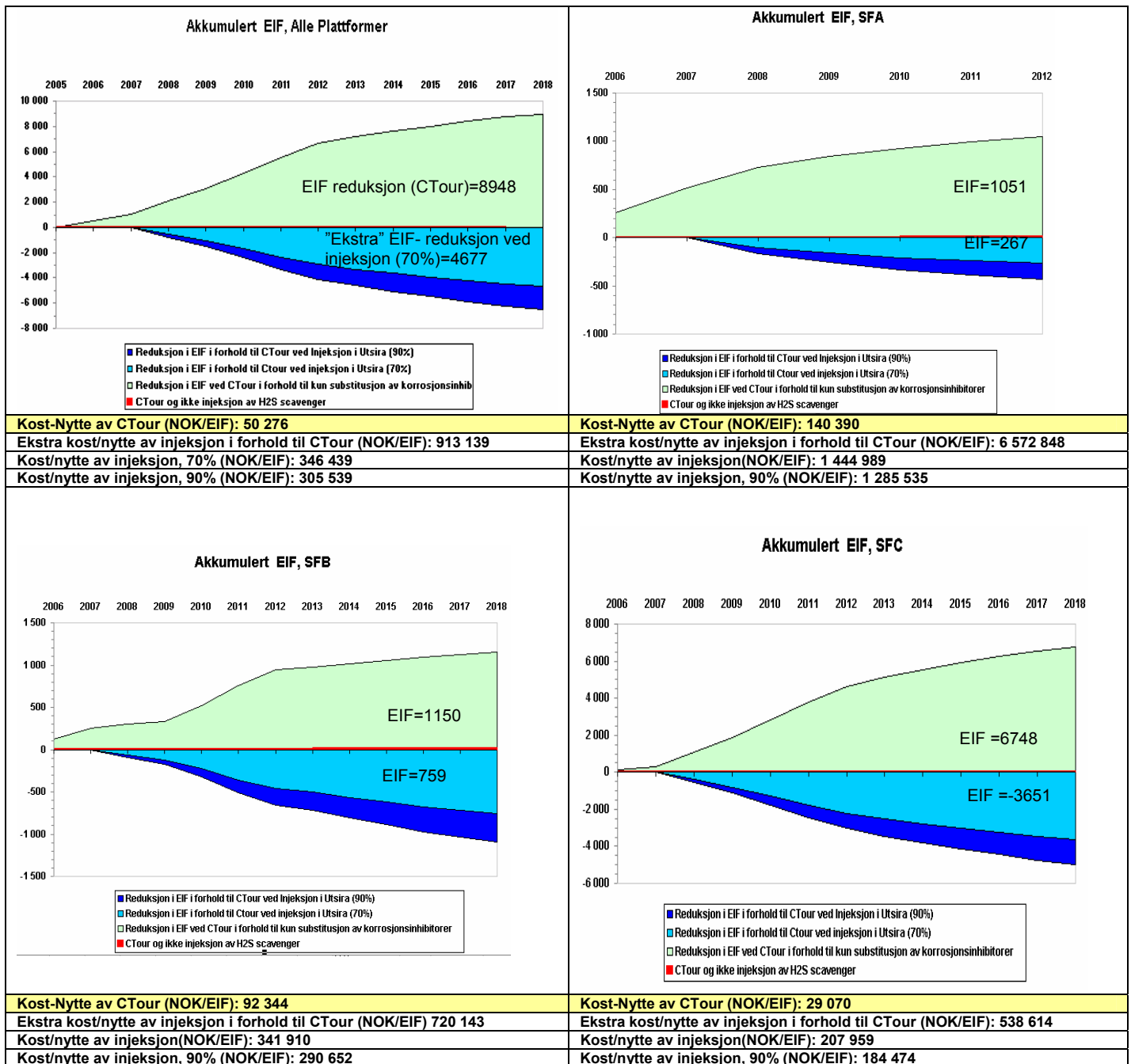
Injeksjon i Utsira (70% regularitet) representerer en miljørisiko som utgjør ca en 1/3 sammenlignet med at CTour legges til grunn.



Figur G-16: Total-EIF i senfase ved injeksjon i Utsira versus EIF ved bruk av CTour

Kostnadseffektiviteten av injeksjon i Utsira-formasjonen er lav sammenlignet med CTour. I Figur G-16 er tiltak som er lagt til grunn av Statfjord og SFSF-prosjektet(modifikasjoner av CTour samt substitusjon av korrosjonshemmere) representert ved  $y=0$ . Figuren viser;

- 1) Akkumulert nytte av CTour over feltets levetid (grønt felt over x-aksen),
- 2) Ekstra nytte av injeksjon i Utsira i forhold til CTour forutsatt henholdsvis 70% og 90% regularitet for injeksjon i Utsira-formasjonen (lyseblå og blå felt under x-aksen),
- 3) Miljøkostnadseffektivitet uttrykt som NOK/EIF samlet for alle plattformene og for hver av plattformene for:
  - a) CTour, (Grønt felt kombinert med kostnader for CTour)
  - b) Injeksjon i Utsira som et alternativ til CTour for henholdsvis 70 og 90% regularitet (grønt+ blå felt kombinert med kostnader for injeksjon)
  - c) "Ekstra" kost-nytte av injeksjon i Utsira i forhold til CTour (blå felt kombinert med kostnader for injeksjon)



Figur G-17: Akkumulert EIF og kost/nytte av CTour og injeksjon i Utsira -formasjonen

Injeksjon i Utsira forutsetter bygging av to havbunnsrammer med tilhørende rørledning på ca 24 km, og krever en investering på 4.2 milliarder kroner. I tillegg kommer driftskostnader over tiltakets levetid på ca 500 millioner. Totalinvesteringer og driftskostnader for CTour inkludert modifikasjoner av CTour for senfase beløper seg til 450 millioner.

Investerings- og driftskostnadene for CTour og injeksjon på de tre plattformene er vist i Tabell G-2 og Tabell G-3 som NPV.

**Tabell G-2: Kostnader for CTour (Millioner NOK)**

NPV(2004)	SFA	SFB	SFC	Totalt
<b>Investering</b>	132	85	161	378
<b>Drift</b>	16	21	35	72
<b>Totalt</b>	<b>148</b>	<b>106</b>	<b>197</b>	<b>450</b>

**Tabell G-3: Kostnader for injeksjon (Millioner NOK)**

NPV(2003)	SFA	SFB	SFC	Totalt
<b>Investering</b>	1709	563	1966	4237
<b>Drift</b>	197	89	197	483
<b>Totalt</b>	<b>1905</b>	<b>652</b>	<b>2162</b>	<b>4720</b>

Begrunnelsen for å velge CTour og ikke injeksjon i Utsira er den samme som kommunisert program for konsekvensutredning:

- Injeksjon i Utsira vil medføre en investering på 4,2 milliarder NOK, betydelige driftskotnader og vil føre til at senfase- prosjektet ikke blir økonomisk gjennomførbart. En betydelig verdiskapning for samfunnet vil gå tapt.
- Injeksjon i Utsira er lite miljøkostnadseffektivt i forhold til CTour, og øker utslippene til luft sammenlignet med CTour. Økningen representerer i størrelsesorden 90 000 tonn CO<sub>2</sub>/år og 375 tonn NO<sub>x</sub> /år.
- Utsira reservoaret er ansett som en mulig lagringsplass for produsert vann ut fra en teknisk- og operasjonell vurdering, men det er en viss teknisk og operasjonell risiko forbundet med løsningen
- CTour vil sammen med andre tiltak som gjennomføres før senfase (spesielt substitusjon av korrosjonsinhibitorer), gi betydelig reduksjon av miljørisiko sammenlignet med risiko nivå i 2003. Det vil si ≈ 85% reduksjon fra 2003 til maksimalår i SFSF.
- CTour har god renseseffekt for de naturlige komponentene det knyttes miljømessig størst usikkerhet til.

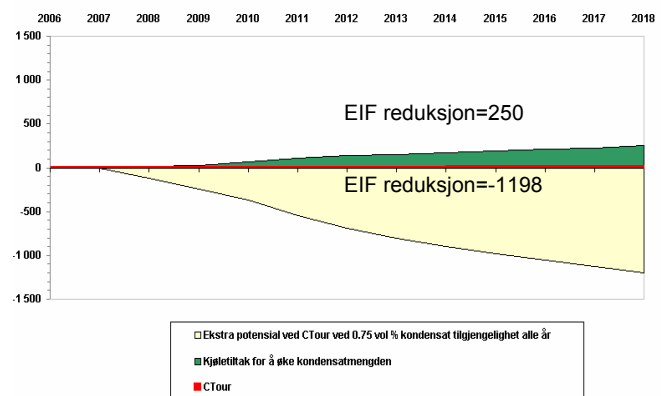
### G.5.4 Tiltak for å øke kondensatmengde på SFB og SFC og optimalisering av CTour

Vann og kondensat blir ført via hydrosyklonen tilbake i prosessen via siste trinns separator. Mye av kondensatet benyttet til CTour blir dermed resirkulert i prosessanleggene. Allikevel er kondensattilgangen som vist over lav ved Statfjord B og Statfjord C.

#### Kjøletiltak

Kjøling av kondensat, som endrer likevektsbetingelsene og medfører økt kondensatmengde, er lagt inn som tiltak for å optimalisere effektiviteten av CTour. Tiltaket innebærer å redusere kondensatets temperatur fra 31°C, 34°C og 32°C til hhv. 25°C, 25°C og 30°C. Dette er planlagt utført ved å utnytte kapasiteten til eksisterende 1 og 2 trinns rekompresjonskjølere og de nye 3 trinns rekompresjonskjølere som installeres av SFLL

Figur G-18 viser effekt av kjøletiltak samt ”Ekstra” potensial ved CTour dersom kondensattilgjengeligheten øker (akkumulert EIF over feltets levetid). Tiltak som er lagt grunn (CTour modifikasjoner og substitusjon av korrosjonsinhibitorer) er representert ved y=0.



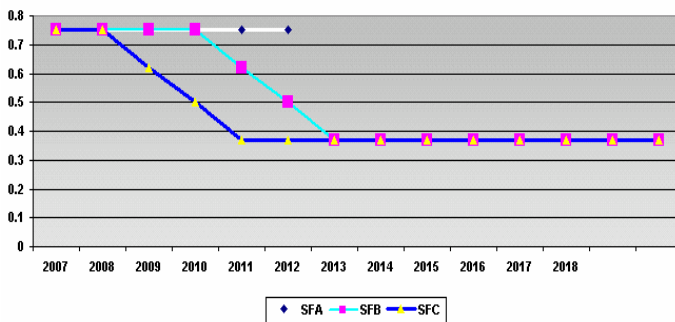
**Figur G-18: Effekt av kjøletiltak og 0.75 vol% kondensat for CTour**

CTour har et ”ekstra” potensial dersom kondensattilgjengeligheten øker ved Statfjord B og Statfjord C. Denne ”ekstra” effekten (≈1200 EIF) er langt lavere enn den reduksjonen som oppnås med CTour og allerede tilgjengelig kondensat ( seFigur G-17 ≈9000 EIF).

### Oppvarming av aquifer vann

Ytterligere tiltak utover kjøling av kondensat er vurdert for å øke kondensattilgangen, blant annet oppvarming av aquifer vann. I senfase vil produsert vann delvis komme fra aquifer sonen. Dette vannet har en lavere temperatur enn normalt produsert vann som igjen kan påvirke mengde kondensat pga. endrede likevektsbetingelser. For å redusere denne negative temperatureffekten, kan dette vannet varmes opp fra 60 °C til 82°C. I så fall krever dette installasjon av nytt utstyr; innløpsvarmer på SFC og ny innløpsoppvarmer og eksoskjele på SFB. Kostnaden for dette tiltaket er estimert til ca. 100 millioner NoK på SFC og ca. 200 millioner på SFB.

Oppvarming av aquifervannet gir en svært liten økning av kondensat, og vil ikke gi noe ekstra nytte uttrykt som EIF.



Figur G-19: Kondensatprofil ved oppvarming av aquifervann

### Tiltak for videre optimalisering av CTour

Renseeffektiviteten av CTour er uansett svært god med det kondensatet som er tilgjengelig og kjøletiltak som allerede er vedtatt. I tillegg må det understrekes at tester i perioden vår 2004-dd (kapittel 6.2) indikerer at renseseffektiviteten er mindre avhengig av kondensatmengder. Dette skyldes en sekundær renseseffekt i avgassingstanken etter hydrosyklonen. Disse avgassingstankene er store med tilstrekkelig oppholdstid slik at en får en medrivningseffekt (stripping). Det vil igjen si at renseseffektiviteten sannsynligvis er bedre, potensialet av CTour er høyere og at "ekstra" potensial ved økt kondensattilgjengelighet er mindre enn det som er vist i Figur G-18

Det arbeides imidlertid aktivt med videre optimalisering av CTour, blant annet:

- Optimalisering av mikseroppsett for å utnytte kondensatet mer effektivt
- Det forskes på trykktap over mikserne for å kunne optimalisere betingelsene for dråpevekst, og dermed øke effektiviteten av hydrosyklonene.
- Optimal mengde kondensat i forhold til gassdannelse studeres for å øke effektiviteten til hydrosyklonene.
- Forskjellige typer sykloner er under testing

I tillegg jobbes det som ved dagens drift aktivt med optimal drift og vedlikehold av hydrosyklonene.

### G.5.5 Behandling av satellittvann i senfase

På grunn av redusert kondensattilgjengelighet er det også gjort en vurdering vedrørende behandling av satellitt vann.

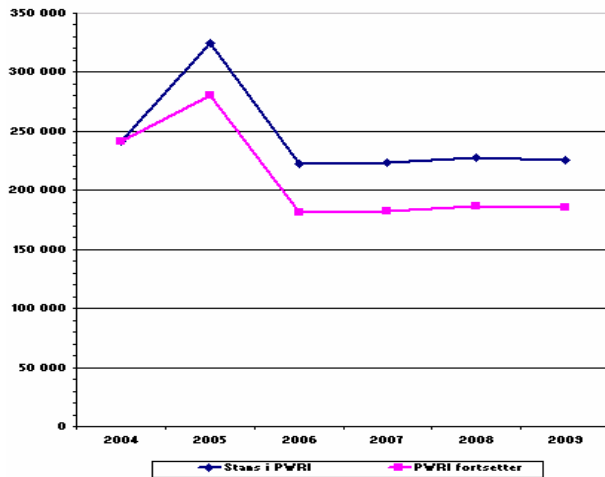
Utvidelse av CTour på SFC til også behandle satellittvann er det største modifikasjonstiltaket av CTour i SFSF. Dette tiltaket beløper seg til ca 63 millioner kroner. Tiltaket gir ingen store reduksjoner av naturlige komponenter, men en reduksjon av EIF i senfase i forhold til om dette tiltaket ikke implementeres. Reduksjon i EIF over senfase sin levetid er ca 1500 EIF. Reduksjonen skyldes først og fremst at CTour også fjerner korrosjonsinhibitorer. Tiltaket som er en del av de avbøtende tiltakene i SFSF, har derfor isolert sett en kostnadseffektivitet på ca 40.000 NOK/EIF.

### G.5.6 Stans i PWRI på Statfjord C

Fortsatt drift av PWRI på Statfjord C medfører som delvis omtalt i kapittel 6.2; en ytterligere forsuring av reservoaret og økt forbruk av H<sub>2</sub>S-fjerner kjemikalier sammenlignet med at injeksjon opphører. Økt H<sub>2</sub>S produksjon gir også økt belastning på prosessanlegget i forhold til sikkerhet og arbeidsmiljø

- Statfjord drift har anbefalt å avslutte PWRI på SFC i løpet av høsten 2004.

Konsekvenser av å stanse PWRI i 2004 er vurdert opp mot at PWRI fortsetter til SFSF starter i 2007.



Figur G-20: Utslipp av alifiater (kg/år) med og uten reinjeksjon på SFC (2004-2009)



Figur G-21: EIF på Statfjord C med og uten stans i PWRI på Statfjord C

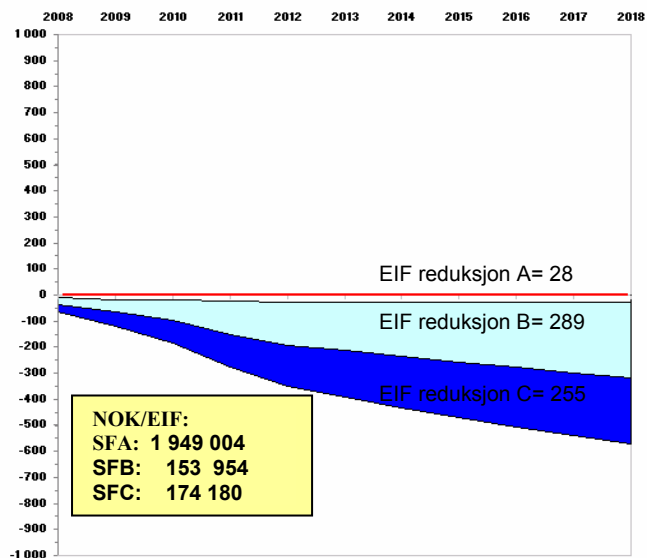
Stans i PWRI (Figur G-20) medfører økte utslipp på ca 50 tonn dispergert olje per år for referansealternativet i perioden 2005-2007.

Det er også utført EIF beregninger (Figur G-21) for de to alternativene 1) Stans av PWRI i 2004 og 2) Stans av PWRI i 2007. Disse beregningene viser at økt miljørisiko som følge av bortfall av PWRI i årene 2005-2007 langt på vei oppveies av lavere utslipp av H<sub>2</sub>S-fjerner i årene 2008-2018.

### G.5.7 Injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner i separat brønn

Det er utredet hvorvidt H<sub>2</sub>S-fjerner bør injiseres i en separat brønn. Potensialet for reduksjon i EIF samt miljøkostnadseffektivitet av et slikt tiltak er vist i Figur G-22.

Injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner i separat brønn i senfase, er vurdert ut fra at PWRI stanser i 2004



Figur G-22: Kostnadseffektivitet ved injeksjon av rest produkt fra H<sub>2</sub>S fjerner

Injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner i separat brønn har svært lav miljøkostnadseffektivitet på SFA og relativt lav kostnadseffektivitet på SFB og SFC. Prosjektet anbefaler ikke å injisere H<sub>2</sub>S-fjerner på SFA, og foreløpig ikke på SFB og SFC. Tiltaket vil bli videre vurdert på SFB og SFC.

Tabell G-4: Kostnader for injeksjon av H<sub>2</sub>S-fjerner (Millioner NOK)

NPV(2004)	SFA	SFB	SFC	Totalt
Capex	48	35	35	118
Opex	6	9.5	9.5	25
<b>Totalt</b>	<b>54</b>	<b>44.5</b>	<b>44.5</b>	<b>143</b>

## **G.5.8 Substitusjon av kjemikalier**

### *G.5.8.1 Videre arbeid med substitusjon av korrosjonsinhibitorer*

Bidraget fra korrosjonsinhibitorer på Statfjord plattformene til EIF er fortsatt relativt stort (ref. kEIF kakediagram over). Det jobbes imidlertid med å finne frem til enda mer miljøvennlige kjemikalier.

Statoil har pågående et samarbeidsprosjekt med kjemikalieleverandøren MI Production Chemicals for å utvikle nye miljøvennlige korrosjonshemmere. Dette FoU-prosjektet ble startet i 2003, og det ble i 2003 utviklet ny lovende produkter. Disse produktene ble testet på Statfjord C i mars i 2004, og resultatene var oppløftende. En overgang til disse nye produktene gir en signifikant reduksjon av EIF, men produktene gir dessverre ikke tilstrekkelig korrosjonsbeskyttelse til at de på nåværende tidspunkt kan implementeres på Statfjord feltet. Statoil og MI har lagt opp et løp for å videreutvikle det miljøvennlige produktet, og det vil bli gjennomført en ny felttest i årsskifte 2004/2005.

Arbeidet med å substituere korrosjonshemmere ser lovende ut, og det er mulig at korrosjonsinhibitorene vil bli erstattet i løpet 2005. Dette vil i så fall føre til en ytterligere reduksjon i EIF, spesielt på Statfjord C, sammenholdt med EIF i Figur 6-24.

### *G.5.8.2 Miljøvennlige emulsjonsbrytere*

Testing av nye miljøvennlige emulsjonsbrytere i kombinasjon med flokkulant har vist potensial for en ytterligere forbedring i separasjonsevne og dermed renere utslippsvann. Dette vil bli videre utprøvd av Statfjord drift i 2004 og 2005.

## Vedlegg H Produsert sand

### H.1 Modellsценарier

Akutte effekter og langtidseffekter på det pelagiske miljø (vannsøylen) og bentiske miljø (havbunn) er studert som følge av utslipp fra "jetting" på Staffjord. Både effekter av dispergert olje og vedheng av olje på sand er vurdert.

Potensielle konsekvenser er studert for perioden før og etter implementering av Staffjord senfase for hver av de tre plattformene SFA, SFB og SFC. Tre hovedalternativer for sandhåndtering, ulike jettefrekvenser for "normal" drifts-jetting og jetting i forbindelse med brønntesting er vurdert.

Det tre hovedalternativene for håndtering av sand som er studert er:

- 1) Utslipp som ved dagens drift uten avbøtende tiltak
- 2) Forenklet sandbehandling inkludert bruk av sandsyklon for å separere sand og vann
- 3) Komplet sandbehandling inklusiv sandsyklon og vasking av sand

Det er kun alternativ 3 som vil kunne møte myndighetenes reguleringer om mindre enn en vektprosent vedheng av olje på sand. Tabell H-1 viser antagelser om utslipp og renseeffektiviteter som følge av dagens drift og tiltak 2 og 3.

**Tabell H-1: Forutsetninger for vurdering av utslipp med og uten tiltak**

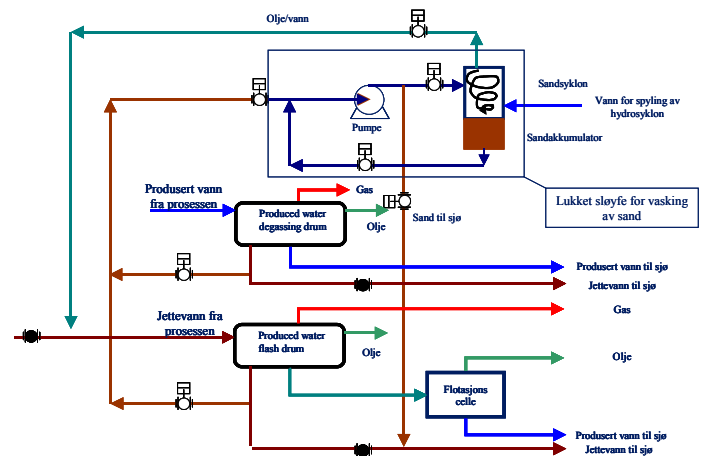
Alternativer for håndtering av sand	Dispergert olje	Vedhengs-prosent
1) Ingen avbøtende tiltak	Antatt proporsjonalt i forhold til dagens sandproduksjon og rapporterte utslippsmengder.	10 %
2) Forenklet sandbehandling	Tilbakeføring til prosess: 80 %	4 % *
3) Komplet sandbehandling	Tilbakeføring til prosess: 80 %	1%

\*60 % reduksjon i vedhengprosent etter ett omløp i syklon

Konsekvenser av utslipp er videre vurdert for alle tre alternativer for håndtering av sand ved;

- a. jetting ved normalproduksjon-en gang per uke , varighet ½ time
- b. jetting ved normalproduksjon-to ganger per uke (dagens jettefrekvens), varighet ½ time
- c. testjetting-utslipp av 2000 kg sand, varighet 2 timer

### H.2 Teknisk beskrivelse av sandrenseanlegget



**Figur H-1 Prosessisse av komplett sandrense anlegg**

Figur H-1 viser en forenklet skisse av sandrenseanlegget som er planlagt installert på Staffjord A,B og C for vasking av sand.

Sandrenseenheten består av en sandsyklon som er plassert over en sandakkumulator/opsamlingstank. Sandsyklonen separerer sanden fra jettevannet og returnerer vann og olje tilbake til produsertvann-tanken for gjenvinning. Sanden samles opp i akkumulatoren og lagres inntil jetteoperasjonen er ferdig eller til akkumulatoren er full.

Deretter starter den automatiske vaskeprosessen av sanden. Sanden spyles ut av akkumulatoren med sjøvann, og sirkulerer i en lukket sløyfe inntil oljevedhenget er mindre enn 1 vektprosent. Deretter



slippes sand ut til sjø. Dispergert olje som fjernes fra sanden føres tilbake til produsertvann-tanken.

Anlegg for vasking av sand dimensjoneres for 750 kg sand per dag og ikke ut fra maksimal produksjon. For dager der sandproduksjonen kan komme opp i 2000 kg/dag, vil det jettes flere ganger for å kunne rense all sanden gjennom anlegget. Jetting i forbindelse med testing av brønner i det omfang som er beskrevet over, vil hovedsakelig foregå til og med år 2011. Etter dette foregår testing av maksimum sandrate som nevnt kun sporadisk.

### **H.3 Alternative tiltak til sandrensing**

#### ***H.3.1 Tiltak som kan oppfylle aktivitetsforskriften og som er valgt bort***

Andre løsninger som er blitt vurdert for å imøtekomme myndighetenes krav om mindre enn 1 vektprosent olje på sand, men som er forkastet er:

1. Reinjeksjon i Utsira formasjon sammen med borekaks
2. Transport til land
3. Deponering i lagerceller

Bruk av reinjeksjonsystemet for borekaks for håndtering av produsert sand krever bruk av sandsyklon. Sanden må bli avgasset til atmosfærisk trykk, og mengden sand/vann må reduseres før injeksjon. I tillegg til investering i sandsyklon er løsningen forbundet med relativt høye driftskostnader, ekstra arbeidsbelastning på drift- og borepersonell og økte utslipp til luft.

Transport av sand til land vil også medføre bruk av sandsyklon for å skille sanden fra jettevannet. To løsninger for transport av produsert sand til land har blitt identifisert, bruk av "Big Bags" og "Tote" tank.

Dersom injeksjonsystemet for borekaks ikke er tilgjengelig, er det mulig å fylle borekaks i store sekker, kalt "Big Bags". Denne løsningen kan også benyttes for sand. Løsningen er ikke å anbefale ut fra en arbeidsmiljøvurdering på grunn av avdampning av hydrokarboner.

"Tote" tank i kombinasjon med sandsyklon er imidlertid en mulighet, fordi sanden lagres i et lukket system. Plasseringen av et slikt system ville sannsynligvis blitt på ett av plattformens toppdekk, medført en løftehøyde på 30-40 meter, og ville stillt store tekniske krav til pumpe- og transportløsning.

Transport av sand til land ble forkastet, først og fremst på grunn av arbeidsmiljøbetraktninger. I tillegg ble kostnader forbundet med transport og deponering på land store sammenlignet med å vaske sanden på plattformene før utslipp til sjø.

Lagring av sand i lagerceller for råolje ble evaluert, men ble valgt bort på grunn av at ingen eksisterende rørføring i cellene kan benyttes for dette formålet. Av strukturmessige årsaker er det heller ikke mulig å installere nye rørføringer i cellen.

Det er flere andre tiltak som har vurdert som et alternativ til sandrensing for å redusere eventuelle negative kortidseffekter i vannsøylen. Felles for alle tiltakene er at disse ikke vil imøtekomme myndighetenes regulering om < 1 vektprosent olje på sand, men vil etter prosjektets vurdering ha lik eller større miljøeffekt sammenlignet med sandrenseanlegg.

#### ***H.3.2 Anbefalte tiltak som et alternativ til sandrenseanlegg***

Det er planlagt å installere sandkontrollutstyr i alle nye og i de fleste re-kompletterte brønner i SFSF. Installasjonen er planlagt utført i perioden 2006 til og med 2011. Dette vil som nevnt, og som vist i Figur 6-32, redusere sandproduksjon og utslipp til et minimum.

Det er pr i dag installert to sanddetektorer på innløpet til plattformen for å få god kontroll på mengde sand som produseres. Overvåkingen vil videreføres i SFSF. Statfjord foreslår også implementere et bedre måleprogram for å få et bedre estimat av vedhengsprosent og dispergert olje. Bedre kontroll av sandproduksjonen samt bedre bestemmelse av utslippet av olje, vil kunne benyttes for å optimalisere jetteprosessen og vurdere hvilke tiltak som er effektive.

For-jetting utføres delvis på Statfjordfeltet for å redusere oljeutslippene i forbindelse med utslipp av

sand. Dette tiltaket innebærer at sanden vaskes i produsertvann-tankene før den slippes til sjø. Ved for-jetting spyles sjøvann gjennom jettedysene i korte og støtvis pulser før selve jettingen starter. På denne måten løftes sanden opp fra bunnen av separatortankene uten at separasjonsprosessen forstyrres. Deler av oljen som forekommer som vedheng på sandpartiklene vaskes ut i produsertvannet og stiger opp til vannoverflaten sammen med øvrig dispergert olje. Den dispergerte oljen fanges opp gjennom oljefasen i tankene. Etter at for-jettingen er over, synker sanden til bunnen av tanken før den jettes ut til sjøen. For-jetting reduserer dermed vedhengprosenten av olje på sand, og mengden av dispergert olje som slippes ut i forbindelse med jetting. Det foreslåtte måleprogrammet i kombinasjon med uttesting av for-jetting vil kunne estimere effekten av en slik prosedyre.

Statfjord vil arbeide videre med å evaluere for-jetting i kombinasjon med automatisk-jetting og installasjon av sanddetektorer på jettevannsutløpet. Automatisk jetting er installert for produsert vann tankene på SFB i dag, mens jettingen utføres manuelt på SFA og SFC. For-jetting er en tidkrevende operasjon dersom den utføres manuelt, og vil medføre økt belastning på operatører. Ved automatisk jetting reduseres belastningen på personell, samt at det oppnås bedre styring av jetteoperasjonene. Sanddetektorer på jettevannsutløpet vil også kunne optimalisere jetteprosessen

#### Andre tiltak som har vært vurdert, men som er forkastet

Økt jettefrekvens har vært anbefalt av Akvaplan Niva/49/som et tiltak for å redusere eventuelle kortidseffekter av jetting i vannsøylen. Tiltaket er forkastet på grunn av driftsmessige ulemper i forhold til nytten tiltaket gir.

Sandrenseanlegget kan eventuelt forenkles ved å fjerne utstyret tilknyttet selve sandvaskeprosessen. Sanden vil da føres gjennom sandsyklonen kun en gang før den slippes ut til sjø. Dispergert olje som separeres fra sanden tilbakeføres til prosessen som beskrevet for sandrenseanlegget. Et forenklet renseanlegg har samme investeringskostnader som et anlegg med egen vaskeprosess, men har basert på erfaringer fra andre felt mindre driftsproblemer. Et slik forenklet sandbehandlingsanlegg uten

sandvaskeprosessen vil ikke møte myndighetenes krav om <1 vektprosent olje på sand, men vil redusere dispergert olje som går ut med sanden (se forutsetninger benyttet for modellscenarier over). Tiltaket vil ha svært lav miljømessig nytte i forhold til kostnader.