

# Konsekvensutredning for gasseksportørledningen Tampen Link

November 2004

ExxonMobil



ConocoPhillips



centrica

## Innhold

<b>1</b>	<b>Sammendrag.....</b>	<b>11</b>
1.1	Prosjektet.....	11
1.2	Det eksisterende miljøet og overordnet miljøkonsekvensvurdering .....	13
1.3	Miljøkonsekvensenes signifikans og avbøtende tiltak .....	15
1.4	Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting .....	18
1.5	Konklusjoner .....	18
<b>2</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>19</b>
2.1	Statfjordfeltet .....	19
2.2	Bakgrunn for Statfjord senfase-prosjektet og ny gasseksportørledning SFB-FLAGS .....	19
2.3	Planer for utbygging og transport fra Statfjordfeltet og traktater mellom Storbritannia og Norge.....	20
2.4	Formålet med konsekvensutredningen.....	21
2.5	Lovverkets krav til konsekvensutredning .....	21
2.5.1	Internasjonalt lovverk .....	21
2.5.2	Norsk lovverk.....	21
2.5.3	Britisk lovverk.....	21
2.6	Forholdet mellom britisk og norsk lovverk og formelle krav til KU-dokumentasjon .....	22
2.6.1	Konsekvensutredningsprogram.....	22
2.6.2	Regionale og strategiske konsekvensutredninger .....	23
2.6.2.1	Regional konsekvensutredning for Nordsjøen .....	23
2.6.2.2	Strategisk konsekvensutredning i Storbritannia.....	23
2.6.3	Innhold og Struktur på KU-dokumentene.....	24
2.7	Konsekvensutredningsprosessen mot norske og britiske myndigheter.....	24
2.8	Nødvendige søknader, samtykker, tillatelser og opplysningsplikt i tillegg til revidert PUD/FDP .....	26
<b>3</b>	<b>Utredningsprogrammet.....</b>	<b>27</b>
3.1	Høringsprosess for utredningsprogram .....	27
3.2	Høringsuttalelser .....	28
3.3	Arbeidsbeskrivelse for konsekvensutredning .....	32
3.4	Underlagsrapporter for KU .....	33
3.5	Metode benyttet i konsekvensutredningen.....	33
<b>4</b>	<b>Beskrivelse av prosjektet.....</b>	<b>35</b>
4.1	Eierforhold og operatørskap for eksportørledningen.....	35
4.2	Gasstransport fra Statfjord Senfase (SFSF) .....	35
4.2.1	Dagens gasstransport og verdikjede.....	35
4.2.2	Gasstransportløsninger for Statfjord Senfase (SFSF) .....	36
4.2.3	Beskrivelse av valgt gasstransportløsning for SFSF .....	37
4.3	Dimensjonering av Tampen Link basert på Gasscos transportanalyse .....	38
4.4	Valgt utbyggingsløsning for ny gasseksportørledning Tampen Link fra Statfjord til FLAGS.....	39
4.4.1	Områdekartlegging.....	39
4.4.2	Rørledningskryssninger .....	39
4.4.3	Rørlegging.....	40
4.4.3.1	22"/32" gasseksportørledning.....	40
4.4.3.2	10" stigerør.....	42
4.4.4	Korrosjonsbeskyttelse .....	42
4.4.5	Strukturer, tilkoblinger og tilknytningsoperasjoner .....	43
4.4.5.1	Rørledningens endemanifold (PLEM - Pipeline End Manifold) .....	43

4.4.5.2	Hot Tap T-stykke .....	43
4.4.6	Klargjøring av rørledninger .....	44
4.4.7	Utslipp i forbindelse med legging av rørledningen.....	47
4.4.7.1	Kilder til utslipp .....	47
4.4.7.2	Utslipp fra fartøy .....	47
4.4.7.3	Støy .....	48
4.5	Driftsperiode .....	48
4.5.1	Vedlikehold av rørledning .....	48
4.5.2	Kjemikalier.....	48
4.6	Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen.....	48
4.7	Avvikling .....	48
<b>5</b>	<b>Naturressurser og miljøforhold i influensområdet .....</b>	<b>49</b>
5.1	Innledning .....	49
5.2	Meteorologi.....	49
5.3	Oseanografi .....	49
5.3.1	Havbunnstopografi.....	49
5.3.2	Sedimentkarakteristikk.....	50
5.3.3	Frie vannmasser .....	50
5.3.4	Tidevannsstrømmer.....	51
5.3.5	Temperatur og saltholdighet .....	51
5.4	Biologiske ressurser .....	51
5.4.1	Plankton .....	51
5.4.2	Bunndyrsamfunn.....	52
5.4.3	Marine pattedyr.....	53
5.4.3.1	Hvalforekomster i Nordsjø-området .....	53
5.4.3.2	Selforekomster i Nordsjø-området.....	53
5.4.4	Sjøfugl.....	54
5.4.5	Fisk.....	56
5.4.6	Fiskeri .....	59
5.5	Verneområder til havs – EUs habitatdirektiv.....	63
5.5.1	Vedlegg I-habitater .....	63
5.5.2	Vedlegg II-arter .....	64
5.6	Andre brukerinteresser .....	64
5.6.1	Skipsfart .....	64
5.6.2	Olje- og gassinstallasjoner .....	65
5.6.3	Forsvaret.....	65
5.6.4	Kulturminner .....	66
5.6.5	Kabler.....	66
5.7	Miljøsensitiviteter – et sammendrag .....	67
<b>6</b>	<b>Miljørisiko.....</b>	<b>68</b>
6.1	Metode .....	68
6.1.1	Metodebeskrivelse .....	68
6.1.2	Metodediskusjon .....	71
6.1.3	Kategorisering av resultater .....	72
6.2	Identifisering av signifikante miljørisikoer .....	72
<b>7</b>	<b>Nærmere diskusjon av signifikante miljørisikoer .....</b>	<b>80</b>
7.1	Tilstedeværelse av fartøyer i rørleggingsperioden .....	80

7.1.1	Omfang og varighet .....	80
7.1.2	Konsekvenser for naturressurser .....	80
7.1.3	Konsekvenser for vernede områder .....	80
7.1.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	80
7.1.5	Høringsuttalelser .....	80
7.1.6	Avbøtende tiltak .....	81
7.2	Ankring i forbindelse med rørlegging.....	81
7.2.1	Omfang og varighet .....	81
7.2.2	Konsekvenser for naturressurser .....	81
7.2.3	Konsekvenser for vernede områder .....	82
7.2.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	82
7.2.5	Høringsuttalelser .....	82
7.2.6	Avbøtende tiltak .....	82
7.3	Rørlegging.....	82
7.3.1	Omfang og varighet .....	82
7.3.2	Konsekvenser for naturressurser .....	83
7.3.3	Konsekvenser for vernede områder .....	83
7.3.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	83
7.3.5	Høringsuttalelser .....	83
7.3.6	Avbøtende tiltak .....	83
7.4	Tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner.....	84
7.4.1	Omfang og varighet .....	84
7.4.2	Konsekvenser for naturressurser .....	84
7.4.3	Konsekvenser for vernede områder .....	85
7.4.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	85
7.4.5	Høringsuttalelser .....	86
7.4.6	Avbøtende tiltak .....	86
7.5	Rørledningskjemikalier .....	86
7.5.1	Omfang og varighet .....	86
7.5.2	Konsekvenser for naturressurser .....	87
7.5.3	Konsekvenser for vernede områder .....	87
7.5.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	87
7.5.5	Høringsuttalelser .....	88
7.5.6	Avbøtende tiltak .....	88
7.6	Uhellsutslipp .....	88
7.6.1	Omfang og varighet .....	88
7.6.2	Konsekvenser for naturressurser .....	90
7.6.3	Konsekvenser for vernede områder .....	90
7.6.4	Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser .....	90
7.6.5	Høringsuttalelser .....	90
7.6.6	Avbøtende tiltak .....	90
<b>8</b>	<b>Samfunnsøkonomi og sysselsettingsvirkninger .....</b>	<b>92</b>
8.1	Investeringskostnader for SFSF gassseksportløsning.....	92
8.2	Leveranser av varer og tjenester, samt sysselsettingsvirkninger.....	92
<b>9</b>	<b>Miljøstyringssystem .....</b>	<b>94</b>
9.1	Statoils miljøpolitikk.....	94
9.2	Implementering av miljøpolicy og miljøstyringssystem.....	94

9.3	Prosjektspesifikk miljøstyring.....	95
<b>10</b>	<b>Konklusjoner .....</b>	<b>99</b>
<b>11</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>101</b>
<b>Vedlegg A</b>	<b>Konsekvensutredningsprosessen i Norge og i Storbritannia.....</b>	<b>104</b>
A.1	Prosess mot norske myndigheter.....	104
A.2	Prosess mot britiske myndigheter .....	104
<b>Vedlegg B</b>	<b>Godkjent program for konsekvensutredning.....</b>	<b>106</b>
B.1	Innhold i KU .....	106
B.2	Utredningsaktiviteter.....	106
B.2.1	Oversikt over sårbare naturressurser.....	106
B.2.2	Utslipp til luft.....	106
B.2.3	Utslipp til sjø.....	107
B.2.4	Uhellsutslipp til sjø .....	108
B.2.5	Konsekvenser av rørledning og arealbeslag.....	108
B.2.6	Samfunnmessige konsekvenser .....	109
B.2.7	Miljøovervåking og forskning.....	109
<b>Vedlegg C</b>	<b>Sammendrag av KU for Statfjord senfase (feltmodifikasjoner) .....</b>	<b>110</b>
C.1	Beskrivelse av prosjektet og prosess for konsekvensutredning .....	110
C.2	Naturressurser og miljøforhold i influensområdet .....	111
C.3	Planlagte utslipp til luft.....	111
C.3.1	Planlagte avbøtende tiltak .....	111
C.3.2	Utslippsreduksjoner .....	112
C.3.3	Konsekvenser for miljø .....	112
C.4	Planlagte utslipp til sjø og til Utsira-formasjonen ved boring og brønnoperasjoner.....	112
C.4.1	Utslipp i forbindelse med boring.....	112
C.4.2	Utslipp i forbindelse med brønnoperasjoner .....	113
C.4.3	Konsekvenser av utslipp til sjø fra boring og brønnoperasjoner.....	113
C.5	Planlagte utslipp til sjø av produsert vann .....	113
C.5.1	Planlagte avbøtende tiltak .....	113
C.5.2	Reduksjoner i utslipp .....	114
C.5.3	Konsekvenser for miljø.....	115
C.6	Planlagte utslipp til sjø av produsert sand.....	116
C.7	Akutte utslipp og beredskap.....	117
C.8	Avfallshåndtering.....	117
C.9	Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting .....	118
C.10	Miljøstyring.....	118

## Liste over figurer

Figur 1-1: Statfjord-feltet og den planlagte rørledningen.....	11
Figur 1-2: Foreslått planskisse over den nye gasseksportørledningen.....	12
Figur 2-1: Statfjord-feltet med Statfjord og Brent Plattformene.....	19
Figur 2-2: Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C.....	19
Figur 2-3: RKU Nordsjøen.....	23
Figur 2-4: KU prosess for Statfjord senfase og nytt gasseksportør.....	25
Figur 2-5: Tidsplan for KU mot norske myndigheter.....	25
Figur 2-6: Tidsplan for KU mot britiske myndigheter.....	26
Figur 3-1: Foreslått planskisse over SFLL-prosjektets gasseksportørledning og tilknyttede stigerør.....	32
Figur 3-2: Oversikt over prinsipielle stadier ved gjennomføring av denne konsekvensutredningen.....	34
Figur 4-1: Dagens gasstransport fra Statfjordfeltet.....	35
Figur 4-2: Gassproduksjonsprofiler for SFSF og referansealternativet uten satellittproduksjon (MillionerSm <sup>3</sup> /dag).....	36
Figur 4-3: Ny eksportørledning og øvrig infrastruktur for alternative eksportløsninger fra SFLL.....	37
Figur 4-4: Prinsippskisse for rørledningskryssinger.....	40
Figur 4-5: Alternative traséer for planlagt rørledning.....	41
Figur 4-6: Steindumpingsalternativer for slangeformet og konvensjonell rørlegging.....	41
Figur 4-7: Rørsystem og strukturell oppbygging av Hot Tap T-stykke.....	44
Figur 4-8: Beskyttelsesstruktur over Hot Tap T-stykke.....	44
Figur 5-1 Vindrose for området for den planlagte rørledningsutbyggingen.....	49
Figur 5-2 Havbunnstopografi i den planlagte rørledningstraseen mellom Statfjord B og sammenkoplingen sør for Brent A.....	50
Figur 5-3 Utbredelsen av sjøfugl i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.....	56
Figur 5-4: Gyteområder for fisk i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.....	58
Figur 5-5: Oppvekstområder for fisk i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.....	60
Figur 5-6: Kommersiell fiskeinnsats og totalfangst for ICES-felt 51F1 i perioden 1999-2003.....	62
Figur 5-7: Distribusjon av pockmarks i Nordsjøen.....	64
Figur 5-8: Skipsleder i en radius på 10 nautiske mil fra rørledningens midtpunkt.....	65
Figur 5-9: Skipstetthet i den planlagte rørledningstraseen.....	65
Figur 7-1: Typisk ankermonster for rørleggingsfartøy.....	82
Figur 7-2: Stokastisk modellering av hydrokarboner i rutenett på 10 x 10 km.....	89
Figur 7-3: Stokastisk modellering for gjennomsnittlig oljemengde (i tonn) i rutenett på 10 x 10 km.....	89
Figur 7-4: Prognostisk modellering (enkeltsimulering) av oljeutslippet.....	90
Figur 8-1 Leveranser av varer og tjenester til SFSF gasseksportløsning 2005 – 2007.....	92
Figur 8-2 Sysselsettingsvirkninger av SFSF gasseksportløsning 2005 – 2007 (årsverk).....	93
Figur A-1 Saksbehandling for KU i Norge.....	104
Figur A-2 Saksbehandling for KU i Storbritannia.....	105
Figur C-1: Rapporterte utslipp og prognoser for utslipp av dispergert olje på Statfjordfeltet (kg/år).....	114
Figur C-2: Utvikling i EIF på Statfjord før og etter Statfjord senfase.....	115
Figur C-3: Miljørisikokart, beregnet for en 30-dagers periode.....	116

## Liste over tabeller

Tabell 1-1: Miljøsensitiviteter –sammendrag.....	14
Tabell 1-2: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.....	15
Tabell 1-3: Ikke-signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak .....	17
Tabell 3-1: Oppsummering av høringsrunden.....	28
Tabell 3-2 Underlagsrapporter til KU for ny gasseksportørledning SFB-FLAGS.....	33
Tabell 4-1 Økonomisk-utvinnbare reserver.....	36
Tabell 4-2: Krysningpunkter for rørledninger (22” alternativet).....	40
Tabell 4-3: Krysningpunkter for rørledninger (32” alternativet).....	40
Tabell 4-4: Planlagte rørledningsoperasjoner.....	42
Tabell 4-5: Plassering og dimensjoner for PLEMer og HTTer .....	43
Tabell 4-6: Planlagt tilførsel og utslipp av kjemikalier fra vannet som vil bli fylt i rørledningen .....	46
Tabell 4-7: Kilder til potensielle utslipp til luft.....	47
Tabell 4-8: Beregnede utslipp til luft fra fartøyer under installasjon av rørledninger og havbunnsinstallasjoner.....	47
Tabell 4-9: Tidsplan for gasseksportørledning.....	48
Tabell 5-1: Sjøfuglarter i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen. ....	55
Tabell 5-2: Fangstmetoder etter utstyr brukt i ICES-felt 51F1.....	61
Tabell 5-3: Habitater listet i vedlegg I og arter listet i vedlegg II som finnes i britisk farvann.....	63
Tabell 5-4: Skipsleder som passerer innen 10 nautiske mil fra rørledningens midtpunkt.....	65
Tabell 5-5: Årstidsavhengige miljøsensitiviteter.....	67
Tabell 6-1: Kriterier for å fastslå sannsynligheten ved rutinemessige og ikke-rutinemessige aktiviteter og hendelser.....	69
Tabell 6-2: Konsekvenskriterier for å definere miljøeffektene karakteristika .....	70
Tabell 6-3 Risikomatrixe .....	72
Tabell 6-4: Risikovurdering av installasjon av rørledninger, stigerør og undersjøiske installasjoner.....	73
Tabell 6-5: Risikovurdering av produksjonsaktiviteter .....	74
Tabell 6-6: Risikovurdering av aktiviteter ved nedstengingsaktiviteter.....	75
Tabell 6-7: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert <i>ikke signifikante</i> eller <i>positive</i> fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for installasjon av rørledning, stigerør og havbunnsinstallasjoner.....	76
Tabell 6-8: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert <i>ikke signifikante</i> eller <i>positive</i> fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for produksjonsaktiviteter.....	78
Tabell 6-9: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert <i>ikke signifikante</i> eller <i>positive</i> fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for avviklingsaktiviteter .....	79
Tabell 7-1: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak for ankring av fartøyer. ....	81
Tabell 7-2: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak for ankring av fartøyer. ....	82
Tabell 7-3: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak ved legging av rørledningen.....	84
Tabell 7-4: Planlagte avbøtende tiltak for tilstedeværelsen av rørledning, krysninger og installasjoner .....	86
Tabell 7-5: Kilde til kjemikalieutslipp og planlagte avbøtende tiltak .....	88
Tabell 7-6: Kilder til oljeutslipp og planlagte avbøtende tiltak.....	91
Tabell 8-1: Investeringskostnader 2005 – 2007 (million 2004 NOK) (22” alternativet) .....	92
Tabell 9-1: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.....	96
Tabell 9-2: Ikke-signifikante miljøpåvirkninger og planlagte avbøtende tiltak .....	98
Tabell C-1 Utslipp til luft i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp på feltet i 2001.....	112
Tabell C-2 Reduksjon i årlige utslipp til luft i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp på feltet i 2001 ..	112

## Forkortelser

BA	Brent A
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)
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
c SAC	candidate Special Areas of Conservation
CAPEX	Capital expenditure (Investeringskostnader)
CEFAS	The Centre for Fisheries and Aquaculture Science
CH <sub>4</sub>	Metan
CITES I	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Flora and Fauna
cm	Centimetre
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid
CPR	Continuous Plankton Recorder
cSAC	Candidate Special Area of Conservation
dB	decibels
DEFRA	Department of Environment, Food and Rural Affairs
DLE turbin	Dry Low Emission turbine (lav NO <sub>x</sub> turbin )
DP	Dynamically Positioned
DREAM	Dose related risk and effect assessment model (dose-respons model for beregning av risiko)
DSV	Dive Support Vessel
DTI	Department of Trade and Industry (Departementet for Handel og Industri)
EA	Environmental Assessment
EC	European Community
EEZ	Exclusive Economic Zone
EIA	Environmental Impact Assessment
EIF	Environmental Impact Factor
ERA	Environmental Risk Assessment
ES	Environmental Statement (britisk KU-dokument)
ES	Environmental Statement
ESP	Electrical submerged pump (neddykket elektrisk pumpe)
EU	Europeiske-kommisjon
EU	European Union
FDP	Field Development Plan (britisk PUD)
FEPA	Food and Environment Protection Act
FID	Fiskeridepartementet
FIN	Finansdepartementet



FLAGS	Far northern liquids and associated gas system
FN	De forente nasjoner
FRS	Fisheries Research Services
GPS	Global Positioning System
GSm <sup>3</sup>	Giga (10 <sup>9</sup> ) standard kubikkmeter per dag
H <sub>2</sub> S	Hydrogen sulfid
HAB	Harmful Algal Blooms
HMS	Helse, miljø- og sikkerhet
HOCNS	Harmonised Offshore Chemical Notification Scheme
Hot-Tap	Sveiset tilkobling, sikrer tilgang til rør uten tap av væske eller trykk
HTT	Hot Tap Tee-piece
Hz	hertz
ICES	International Council for the Exploration of the Seas
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control
JNCC	Joint Nature Conservation Committee
km	kilometre
KP	kilometre point
KSm <sup>3</sup> /cd	Tusen (10 <sup>3</sup> ) standard kubikkmeter per dag
KU	Konsekvensutredning
m	metres
m/s	metres Per Second
Manifold	Innløpsrør
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MD	Miljøverndepartementet
MOD	Ministry of Defence
MSm <sup>3</sup> /cd	Million (10 <sup>6</sup> ) standard kubikkmeter per dag
NAO	North Atlantic Oscillation
NGL	Natural Gas Liquid
NGO	Ikke statlig organisasjon
NLGP	Northern Leg Gas Pipeline
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser
NOK	Norske Kroner
NO <sub>x</sub>	Nitrogenoksider
o.e.	Olje-ekvivalenter
OD	Oljedirektoratet
OD	Overall Diameter
OED	Olje- og energidepartementet
OPEX	Operating expenditure (Driftskostnader)
OPOL	Oil Pollution Operator's Liability Fund
OSPAR	Oslo and Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
OSPC	Oil Spill Contingency Plan

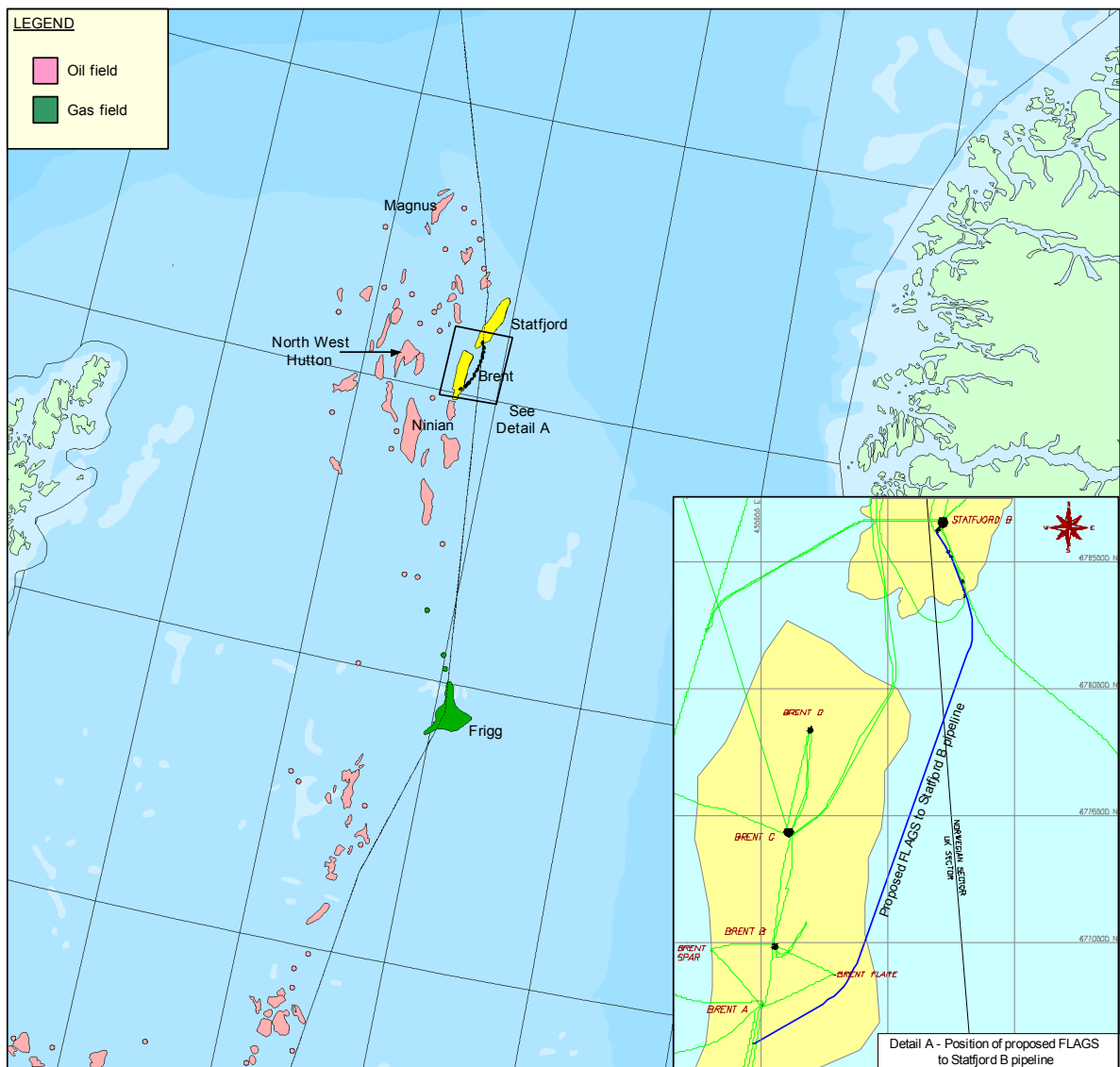
OSRL	Oil Spill Response Limited
OVI	Offshore Vulnerability Index
PAD	Plan for anlegg og drift
PAH	Polsykliske aromatiske hydrokarboner
PDO	Plan for Development and Operation
PEC	Predicted Environmental Concentration (Forventet konsentrasjon)
PIO	Plan for Installation and Operation
PLEM	Pipeline End Manifold
PNEC	Predicted No-Effect Concentration (Forventet konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter)
Pon	Petroleum Operations Notice (Meding om petroleumsaktivitet)
PON	Petroleum Operations Notice
POPA	Prevention of Pollution Act
ppm	Parts per million
PROOF	Forskningsprogrammet Langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten
Ptil-N	Petroleumstilsynet i Norge
PUD	Plan for utbygging og drift
PWA	Pipeline Work Authorisathion (Britisk Plan for Legging og Drift av rørledning)
RF	Rogalandsforskning
RFO	Ready for operation (Klargjøring for drift)
RKU	Regional konsekvensutredning
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
ROV	Remotely Operated Vehicle
SAC	Special Areas of Conservation
SEA	Strategic Environmental Assessment
SEERAD	Scottish Executive Environment and Rural Affairs Department
SF	Statfjord
SFA	Statfjord A
SFB	Statfjord B
SFC	Statfjord C
SFF	Scottish Fishermen's Federation
SFLL	Statfjord Late Life
SFSF	Statfjord Senfase
SFT	Statens forurensningstilsyn
SFØ	Statfjord øst
SMO	Spesielt miljøfølsomt område
SoS	Secretary of State (Statssekreær)
St.prp	Stortingsproposisjon
STIG turbin	Steam-injected gas turbine (turbin med gassdamp-injeksjon)
UKCS	United Kingdom Continental Shelf
UKOOA	United Kingdom Offshore Operators Association
VOC	Volatile Organic Compounds
WHRU	Waste heat recovery unit (varmegjenvinningsenhet)

# 1 Sammendrag

## 1.1 Prosjektet

Statfjord-feltet ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, ca. 140 km øst for Shetland og 220 km vest for Norge (Figur 1-1). 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. Petroleumssressursene i Statfjord-feltet, som består av Statfjord- og Brent-formasjonene, utvinnes i fellesskap av Norge (ca. 85 %) og Storbritannia (ca.15%).



Figur 1-1: 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.

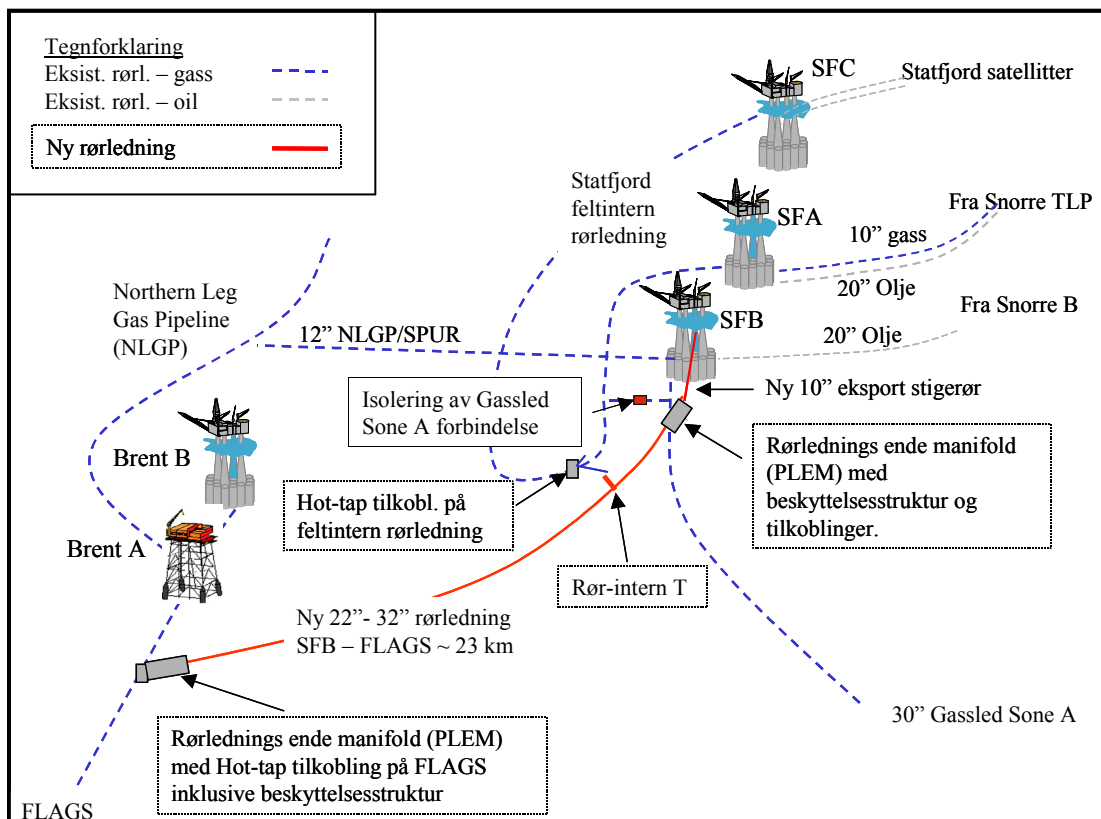
Som en del av Statfjord Senfase-prosjektet foreslår Statoil på vegne av eierne i Statfjord-lisensen, å legge en ny 23,2 km gassrørledning mellom Statfjord-feltet og et punkt på FLAGS-rørledningen (Far North Liquids and Gas System) 1,4 km sør for

Brent Alpha-plattformen, se Figur 1-2. Ca. 15,5 km av den nye gasseksport-rørledningen 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 med 36 GSm<sup>3</sup> sammenliknet med referansealternativet (dagens dreneringsstrategi). 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 eksportrørledning (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 eksportrørledningen. 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 behov for en større rørdimensjon/25/. Transportkapasitet utover behovet til SFSF 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 1-2: Foreslått planskisse over den nye gasseksportrørledningen

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 og beskytte samt stabilisere røret. Rørledningen vil bli lagt direkte på havbunnen enten på konvensjonell måte (dvs. langs en mer eller mindre rettlinjert trasé mellom Statfjord og tilkoblingspunktet på FLAGS) eller i en "slange"formasjon der rørledningen legges i langstrakte laterale buktninger (svinger). Dersom røret legges på konvensjonell rettlinjert 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 "slange"formet leggemåte 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 0,5 km langt, 10" stigerør, og til Statfjord A og C via en tilkobling til eksisterende feltinterne rørledning på Statfjordfeltet. 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 august/september 2006. Tilkoblinger, trykktesting, tørking og øvrig klargjøring vil gjennomføres i perioden april til oktober 2007.

## **1.2 Det eksisterende miljøet og overordnet miljøkonsekvensvurdering**

Tabell 1-1 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.

Det er disse grunner lite sannsynlig at prosjektet vil ha vesentlige konsekvenser for miljø eller fiskeri.

**Tabell 1-1: 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 bentske 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 bentske 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 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.											

### 1.3 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 1-2 og diskuteres i detalj i kapittel 7. Tabell 1-3 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 1-2: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Fysisk tilstedeværelse av leggefartøyer	<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>
Oppankring av fartøyer under legging av rørledningen.	<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>
Installasjon av rørledningen	<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 rørledning 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>
Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner	<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 overtrålbare.</li> <li>Marginal fare for skade på eller tap av fiskeutstyr forårsaket av at utstyret henger seg opp i rørledningen, havbunnstrukturer 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, beskyttelses-strukturer (over HTT og PLEM) og steindumpingene vil bli konstruert slik at de ikke hindrer fiskeaktivitet. Alle strukturer vil være overtrålbare.</li> <li>Havbunnen vil bli kartlagt etter leggingen av rørledningen, og eventuelle hindringer vil bli fjernet eller jevnet ut.</li> </ul>

Tabell 1-2 (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 1-3: 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 (korrosjons-beskyttelse)	<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>

#### 1.4 Samfunnsøkonomiske virkninger og sysselsetting

Den vesentligste investeringskostnaden for den nye gasseksportløsningen vil være knyttet til selve rørledningen og tilhørende gasseksport 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.

#### 1.5 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.

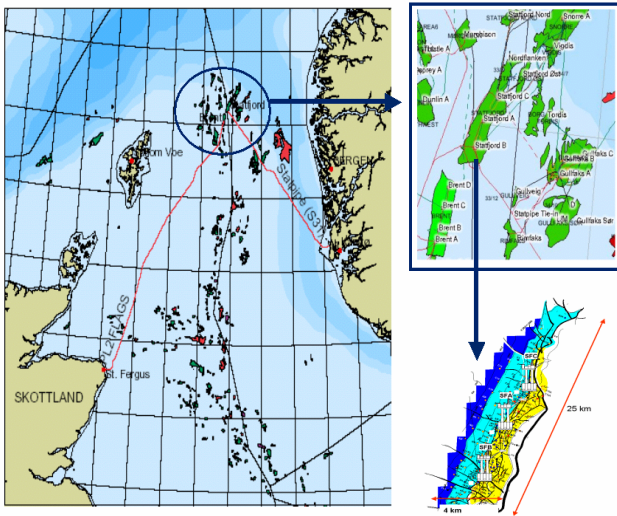
Mulig miljøpåvirkning fra prosjektet kan oppsummeres i følgende punkter:

- 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 uhellsutslipp er iverksatt.
- Fiskeriinnsatsen i det berørte området er moderat. Den mest anvendte fangstmåten er bunntål. 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 ferdselsrestriksjoner 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.

## 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**

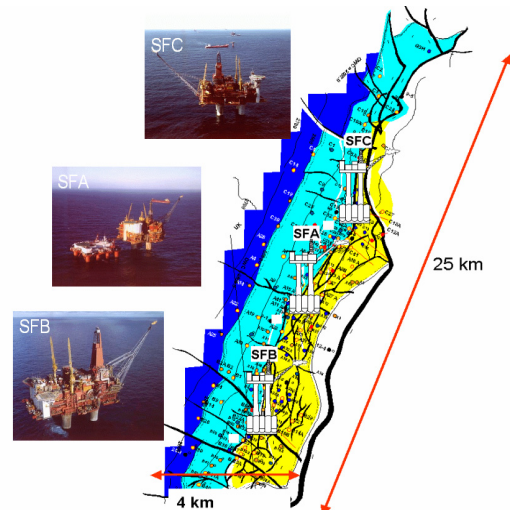
Feltet som betegnes som "Statfjord Unit", består av Statfjord- og Brent- formasjonene og utnyttes felles av den norske lisensen PL037 og de to britiske lisensene P104 og P293. Den norske eierandelen er per i dag ca. 85,5%, og den britiske ca. 14,5%.

Statfjord har vært det største oljeproduserende feltet på norsk sokkel i over 20 år, og har vært i produksjon siden 1979. Produksjon av gass kom i gang høsten 1985 og dannede grunnlaget for utbygging av gassrørledningen Statpipe. Statoil ASA overtok som operatør for Mobil i 1987. De historiske høydepunktene for feltet kan oppsummeres som følger:

- Lisenstilldeling 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.

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.



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

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 rørledningen til Kårstø (Norge) og via FLAGS rørledningen til St. Fergus (Skottland) for prosessering.

### 2.2 Bakgrunn for Statfjord senfase-prosjektet og ny gasseksportørledning SFB-FLAGS

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 \3\.

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 KU for Statfjord Senfase \2\.

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 Statpipe 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 kapittel 4.2.

### **2.3 Planer for utbygging og transport fra Statfjordfeltet 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 Statfjord som tilfredstiller begge lands retningslinjer for henholdsvis PUD (del 1) og FDP.

I forbindelse med Statfjord senfase er det planlagt en ny gasseksportørledning for transport av gassen fra Statfjordfeltet. Utbygging av ny gasseksportørledning fra Statfjord 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 Tampen Link. Konsekvensutredningen for feltmodifikasjonene er omtalt i et eget dokument\2\.

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\59\.

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. Disse er nærmere omtalt i kapittel 2.8.

## **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 Rådsdirektiv 97/11/EC som er et endringsdirektiv til Rådsdirektiv 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)\55\.

### **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)\63\.

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-program. Forskrift til Petroleumsloven regulerer krav til utredningsprogrammet (§22):

*"Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst 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<sup>59</sup> 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<sup>59</sup>.

Siden de britiske høringene før KU utarbeides er uformelle, er det følgelig heller ikke formelle krav til hvordan et slikt 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 /4/ som ble sendt på høring både i Storbritannia og i Norge omfattet både feltmodifikasjoner og ny gasseksportørledning.



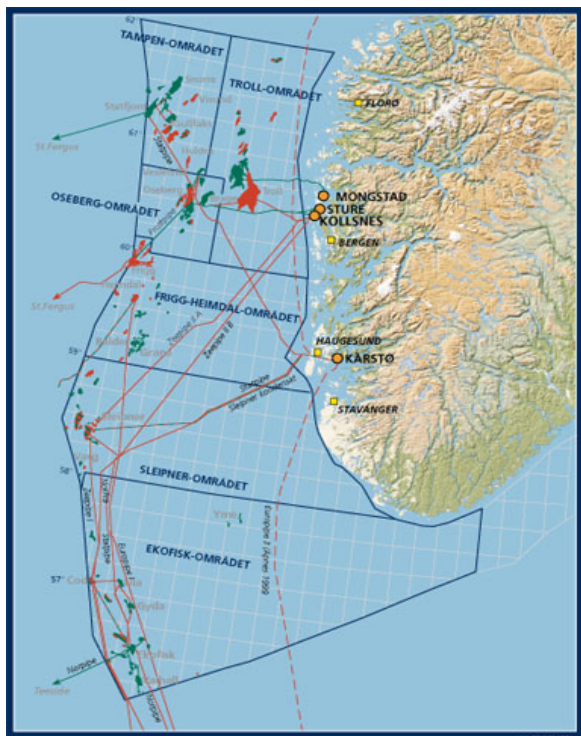
Programmet og de mottatte høringsuttalelser er nærmere beskrevet i kapittel 3 og vedlegg B.

## 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\64.



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 strategiske 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 Europaparlamentets 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 av regionale vurderinger, tilleggsdata og informasjon i forbindelse med konkrete forslag knyttet til utvinning og produksjon.

I denne konsekvensutredningen for gasseksportørledningen Tampen Link er informasjon fra den strategiske konsekvensutredningen benyttet.

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

Innholdet i KU dokumentet for feltmodifikasjoner og gassseksportørledningen Tampen Link \2\ 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 and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations" \59\ ("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)" \56\.

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:

- Sammenheng ("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 (bare i Norge)
- Foreslåtte avbøtende tiltak beskrives sammen med et miljøstyringsprogram, hvor valg av tiltak blant annet beskrives ut fra gjennomførbarhet, sikkerhet og kost-nytte vurderinger.

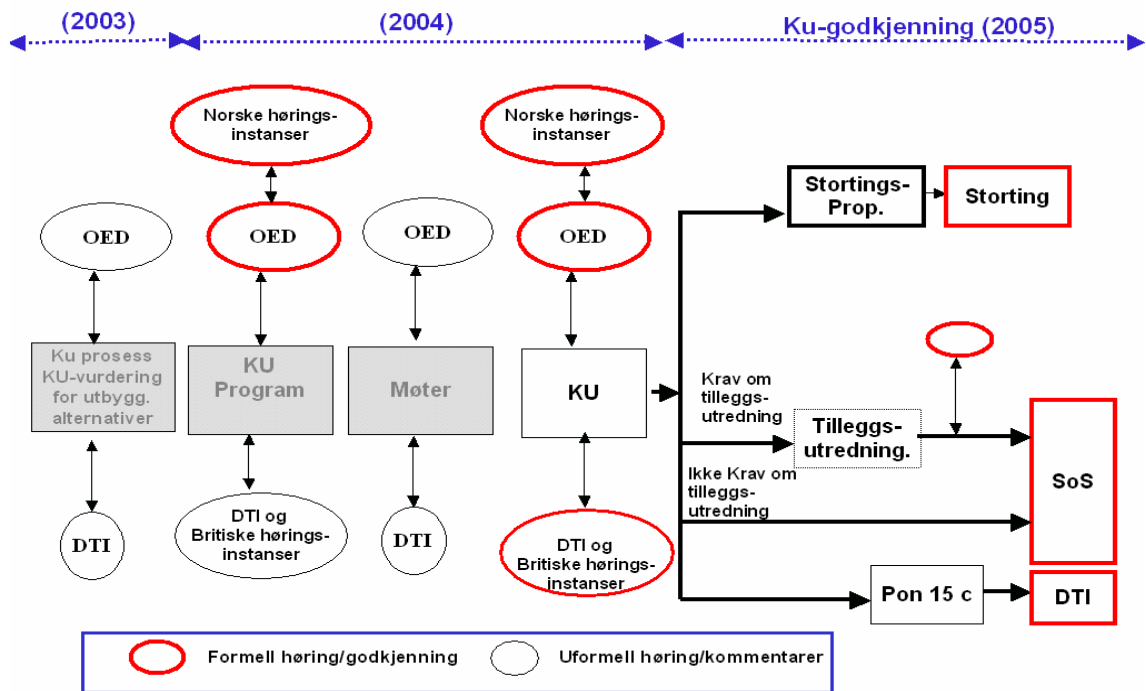
### 2.7 **Konsekvensutredningsprosessen mot norske og britiske myndigheter**

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

Prosessen 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. Prosessen er vist i Figur 2-4.

Figuren viser at i tillegg til de formelle KU dokumentene, ble prosessen 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 /3/, 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 å diskutere videre prosess mot henholdsvis norske og britiske myndigheter. Deretter fulgte KU program, utkast til KU og endelig konsekvensutredning. Konsekvensutredningen vil behandles av Stortinget i Norge og av Secretary of State i Storbritannia. Det har vært jevnlig møter med både britiske og norske myndigheter underveis i prosessen. Figur 2-5 og Figur 2-6 viser tidsplan for prosessen mot henholdsvis norske og britiske myndigheter. Tidsplan for prosjektet er vist i kapittel 3.





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

KU norske myndigheter									
Aktivitet	Periode/ dato	2004					2005		
		Mar	May	Jul	Sep	Nov	Jan	Mar	May
Møte med OED for diskusjon av prosess og lavverkets 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	09. 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 gasseksportørledning SFB-FLAGS og for diskusjon disposisjon av KU dokumenter/KU formot. 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 Nødvendige søknader, samtykker, tillatelser og opplysningsplikt i tillegg til revidert PUD/FDP

I tillegg til godkjent PAD/PWA vil det måtte innhentes tillatelser og samtykker både fra norske

og britiske plan- og konsesjonsmyndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, andre først i utbyggingsfasen, og noen er kun relevante for nedstengningsfasen.

Hvilke tillatelser og samtykker som må innhentes er avklart med norske og britiske myndigheter.

### 3 Utredningsprogrammet

#### 3.1 Høringsprosess for utredningsprogram

Utredningsprogrammet ble sendt på høring primo april. Høringsinstansene ble kontaktet per brev 19. mars og 5. april 2004 og bedt om å avgi kommentarer om det planlagte prosjektet.

Følgende britiske høringsinstanser fikk programmet til høring.

1. Department of Trade and Industry (DTI) (Departementet for handel og industri)
2. Department of Environment Food and Rural Affairs, Rural and Marine Environment Division (DEFRA) (Departementet for miljø, mat og landbruk, avdeling for landbruksmiljø og marint miljø)
3. Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS) (Senter for miljøvern, fiskeriforvaltning og akvakultur)
4. European Wildlife Division (EWD) (DETRs avdeling for plante- og dyreliv i England)
5. Fisheries Research Services, Marine Laboratory (FRS) (Fiskerienes forskningstjenester, havforskningslaboratoriet)
6. Joint Nature Conservation Committee (JNCC) (Rådgivende og utøvende organ for bevaring av verneverdige områder)
7. Maritime Coastguard Agency (MCA) (Den britiske kystvakten)
8. Kontaktperson for Ministry of Defence (Forsvarsdepartementet)
9. National Federation of Fishermen's Organisations (NFFO) (Sammenslutning av engelske og waliske fiskerorganisasjoner)
10. Kontaktpersoner for de største fiskeriene
11. Scottish Fishermen's Federation (Forbundet for skotske fiskere)
12. Royal Society for the Protection of Birds (RSPB) (Organisasjon som arbeider for vern av fuglelivet)
13. Scottish Environmental Protection Agency (SEPA) (Skotsk miljøvernorganisasjon)
14. Scottish Environment Link (Paraplyorganisasjon for skotske naturvernorganisasjoner)
15. Scottish Natural Heritage (SNH) (Avdeling for skotske kulturminner)

Følgende norske høringsinstanser mottok programmet, hvorav høringsinstans 1-13 avga kommentarer.

1. Fiskeridepartementet (FD)
2. Fiskeridirektoratet (FiD)
3. Kystdirektoratet (KD)
4. Havforskningsinstituttet (HI)
5. Norges fiskarlag (NFL)
6. Miljøverndepartementet (MD)
7. Statens forurensingstilsyn (SFT)
8. Direktoratet for naturforvaltning (DN)
9. Rogaland fylke, miljøvernavdelingen
10. Fylkesadministrasjonen i Sogn og Fjordane
11. Arbeids- og administrasjonsdepartementet (AAD)
12. Petroleumstilsynet (Ptil)
13. Sogn og Fjordane fylke, miljøvernavdelingen
14. Forsvarsdepartementet
15. Arbeidsdirektoratet
16. Direktoratet for Arbeidstilsyn
17. Oljedirektoratet
18. Riksantikvaren
19. Hordaland fylke, miljøvernavdelingen
20. Fylkesadministrasjonen i Hordaland
21. Fylkesadministrasjonen i Rogaland
22. Norges Naturvernforbund
23. Natur og ungdom
24. Miljøstiftelsen Bellona
25. Norsk institutt for by og regionforskning
26. Norges Miljøvernforbund

Høringskommentarer ble mottatt fra britiske høringsinstanser i april/mai 2004. Norske høringsinstanser avga uttalelser i juni 2004 etter en 3 måneders høringsperiode.

Kommentarer fra norske høringsinstanser er hovedsakelig knyttet til feltmodifikasjonen og ikke til ny gasseksportørledning. Ingen av de britiske høringsinstansene har kommet med kommentarer knyttet til feltmodifikasjoner. Kommentarer fra britiske høringsinstanser er knyttet til den planlagte gasseksportørledning Tampen Link. Kommentarer til feltmodifikasjonene er omtalt i KU for feltmodifikasjoner\2\, Kapittel 3.2 oppsummerer kommentarer fra britiske og norske høringsinstanser vedrørende nytt gasseksportør SFB-FLAGS.

Endelig utredningsprogram, fastsatt av OED i brev av 13. oktober 2004 er vedlagt denne konsekvensutredningen (vedlegg B). Et sammendrag av konsekvensutredningen for feltmodifikasjonene /2/ er også vedlagt, vedlegg C.

### 3.2 Høringsuttalelser

Tabell 3-1 viser de viktigste kommentarene som ble fremmet under høringsrunden og gir en oversikt over hvordan Statoil planlegger å håndtere disse. Der det er hensiktsmessig, er det vist til aktuell del av KU-dokumentet.

**Tabell 3-1: Oppsummering av høringsrunden**

Høringsinstans	Høringsinstansens kommentarer og bekymringer	Statoils respons på kommentarer og bekymringer
Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS)  Vitenskapelig forsknings- og rådgivningssenter som arbeider med fiskeriforvaltning, miljøvern og akvakultur.	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004. Følgende kommentarer ble lagt fram i respons til brevet og konsekvensutredningsprogrammet:  Potensielle virkninger av utbyggingen på gyteområdene til torsk, hyse og øyepål bør beskrives i KU-dokumentet.	Potensielle virkninger på fiskens gyteområder diskuteres i kapittel 7.
Department of Trade and Industry (DTI)  Offentlig organ med ansvar for å sikre at lisensvilkårene oppfylles.	Møter ble holdt med DTI i mai 2003, og i januar, juli og september 2004. Ingen bekymringer i forbindelse med prosjektet ble tatt opp under høringsprosessen.  DTI ba initielt om å få tilsendt PON15C (kjemikaliesøknad) for SFLL-rørledningen sammen med KU-dokumentet dersom detaljerte opplysninger om prosjektet var tilgjengelig. DTI ba subsidiært om at PON15C for SFLL-rørledning skulle legges fram senest 1. februar.	Fordi kjemikalieleverandør foreløpig ikke er valgt, vil Statoil ikke kunne sende inn PON15C sammen med KU. Statoil vil sende PON15C innen 1. februar.

**Tabell 3-1 (forts.): Oppsummering av høringsrunden**

Høringsinstans	Høringsinstansens kommentarer og bekymringer	Statoils respons på kommentarer og bekymringer
<p>Department for Environment Food and Rural Affairs (DEFRA)</p> <p>Offentlig organ hvis mål er å forbedre miljøet og fremme bærekraftig ressursbruk</p>	<p>Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004. Følgende kommentarer ble lagt fram i respons til brevet og konsekvensutredningsprogrammet:</p> <p>Fiskerivirksomhet fra britiske og utenlandske fartøyer kan forekomme i det aktuelle området, noe som kan medføre konflikter mellom fiskere og undervanns- installasjoner.</p> <p>Statoil bør sikre at de aktuelle fiskeinteressene får fullstendig informasjon om det planlagte arbeidsprogrammet for å redusere konfliktene mest mulig.</p> <p>I forbindelse med operasjoner bør det være fortløpende kontakt med fiskere, og det bør utnevnes en kontaktperson for fiskeriene. Fartøyer som driver virksomhet til havs, bør forsøke å kontakte alle fiskefartøyer i nærområdet og gi disse fullstendig informasjon for å redusere konflikter.</p>	<p>Kapittel 7.4 tar for seg rørledningens påvirkning på kommersielt fiske.</p> <p>Aktuelle fiskeinteresser er blitt informert under høringsprosessen.</p> <p>Statoil vil utnevne en kontaktperson for fiskeriene.</p>
<p>Department of the Environment, Transport and the Regions (DETR)</p>	<p>Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.</p> <p>Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.</p>	
<p>Fisheries Research Services (FRS)</p> <p>Offentlig organ med ansvar for kommersielt fiske.</p>	<p>Høringsbrev og utredningsdokument sendt 19. mars og 5. april 2004.</p> <p>Følgende bekymringer ble lagt fram i respons til brevet og konsekvensutredningsprogrammet:</p> <p>Ved å grave ned og dekke til rørledningen, kan konflikter med utøvende fiskere reduseres ytterligere, men dette kan medføre større økonomiske konsekvenser ved avvikling. Derfor anbefales det at alle de ulike rørledningsalternativene, deres direkte og videre konsekvenser drøftes gjennom hele KU-dokumentet.</p> <p>Det ble også holdt et møte med FRS i september 2004. Under møtet ble følgende bekymringer tatt opp:</p> <p>FRS foretrekker at rørledningen graves ned. Hvis rørledningen ikke kan legges i grøft, må KU-dokumentet beskrive de tekniske grunnene til at dette alternativet ikke lar seg gjennomføre.</p> <p>FRS ønsker at KU-dokumentet beskriver utslippsdybden ved trykktesting av rørledningen.</p>	<p>Punkt 4.4.3 omhandler de ulike rørledningalternativene. Potensielle konsekvenser av den planlagte rørledningen drøftes i kapittel 7.</p> <p>Punkt 4.4.3.1 beskriver de tekniske årsakene til at rørledningen ikke kan graves ned.</p> <p>Kapittel 7.5 beskriver beregnet influensområde for kjemikalieutslipp i forbindelse med trykktestingen av rørledningen. Utslipet skjer på havbunnen.</p>

**Tabell 3-1 (forts.): Oppsummering av høringsrunden**

Høringsinstans	Høringsinstansens kommentarer og bekymringer	Statoils respons på kommentarer og bekymringer
Joint Nature Conservation Committee (JNCC)	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004. Et møte ble også holdt med JNCC i september 2004. Ingen bekymringer i forbindelse med prosjektet ble tatt opp under høringsprosessen.  JNCC uttrykte ønske om at et kart som beskriver prosjektets beliggenhet i forhold til groper dannet av gassutlekking på havbunnen (såkalte "pockmarks") i Nordsjøen, inntas i KU-dokumentet.	Det forespurte kartet finnes i kap. 5..5.1.
Maritime Coastguard Agency (MCA)  Offentlig organ med tilsyn- og beredskapsansvar i forbindelse med forurensing.	Høringsbrev og utredningsdokument sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.	
Kontaktperson i Ministry of Defence (MOD)	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ingen kommentarer lagt fram vedrørende forslagene. MOD ba om ytterligere informasjon om følgende:  -nøyaktige koordinater for rørledningstraseen -oppstartsdato for legging av rørledningen -opplysninger om rørleggingsmetoden som vil bli brukt	
National Federation of Fisherman's Organisation (NFFO)  Privat organ som representerer fiskernes interesser.	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.	
Royal Society for the Protection of Birds (RSPB)  Privat organ med interesse for fuglebestander og -habitater.	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ingen kommentarer lagt fram vedrørende forslagene. Ba om å bli informert underveis i KU-prosessen.	
Scottish Environment Protection Agency (SEPA)  Offentlig organ med ansvar for å forebygge forurensing i kystnære farvann samt for avfallsbehandling.	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.	
Scottish Environment Link	Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.  Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.	

**Tabell 3-1 (forts.): Oppsummering av høringsrunden**

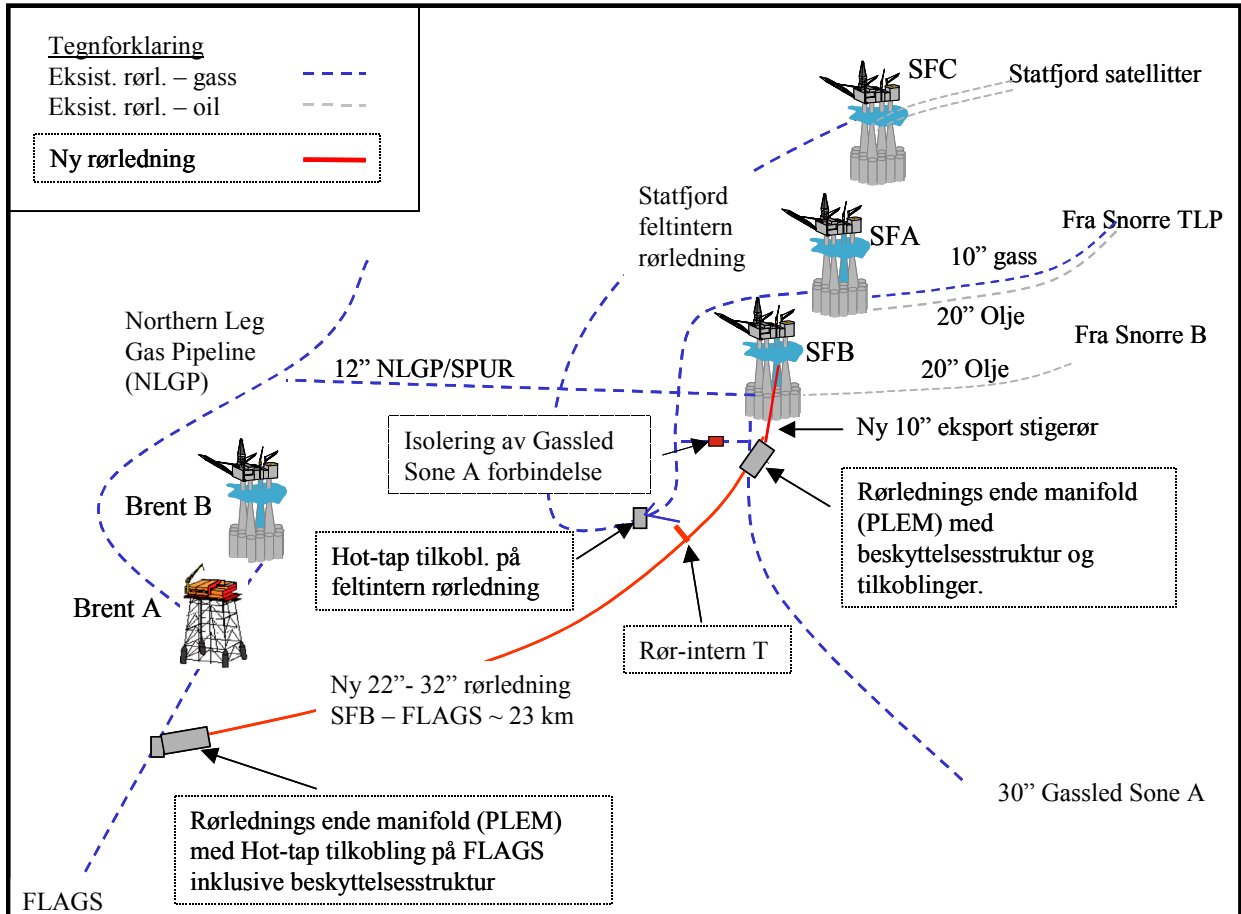
Høringsinstans	Høringsinstansens kommentarer og bekymringer	Statoils respons på kommentarer og bekymringer
<p>Scottish Fisherman's Federation (SFF)</p> <p>Representerer kommersielle fiskerierinteresser.</p>	<p>Høringsbrev og konsekvensutredningsprogram sendt 19. mars og 5. april 2004.</p> <p>Følgende kommentarer ble lagt fram i respons til brevet og konsekvensutredningsprogrammet:</p> <p>SFF uttrykte preferanse for en nedgravd/tildekket rørledning i motsetning til en som legges direkte på havbunnen. SFF er bekymret for avviklingen av rørledningen og spurte om det vil foreligge en forpliktelse til å fjerne den.</p>	<p>Statoil har etter en konkret vurdering av tekniske problemer knyttet til nedgraving besluttet å legge rørledningen direkte på havbunnen (kap. 4.4.3). Rørledningen og et antall steindumper langs rørledningen vil være overtrålbare og innebærer kun marginal konflikt med fiskeriinteressene i området (Kap 7.4). Avviklingsmetode vil bli besluttet på et senere tidspunkt, se kap. 4.7. Konsekvenser i avviklingsfasen er imidlertid omtalt i kap. 6.2 basert på typiske aktiviteter som kan forventes.</p>
<p>Scottish Natural Heritage (SNH)</p> <p>Offentlig organ med ansvar for dyre- og planteliv og naturvernsaker.</p>	<p>Høringsbrev og konsekvensutredningsprogrammet sendt 19. mars og 5. april 2004.</p> <p>Ikke mottatt respons på høringsbrev og konsekvensutredningsprogram.</p>	
<p>Havforskningsinstituttet (HI)</p> <p>Instituttet er rådgiver for Fiskeri- og kystdepartementet og har sentrale oppgaver i undersøkelse og overvåking av fiskebestander og sjøpattedyr, hav- og kystmiljø og i arbeid med havbruk og havbeite.</p>	<p>I forbindelse med klargjøring av rørledninger er det viktig å bringe Havforskningsinstituttet inn så tidlig som mulig i planleggingen med hensyn til å gi råd om de minst kritiske tidsperiodene for utslipp i forbindelse med klargjøring av ledninger.</p>	<p>Utslipp til sjø i forbindelse med klargjøring av ny gassseksportørledning 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 bli utarbeidet en kjemikaliesøknad (PON (Petroleum Operation Notice )15C) som beskriver kjemikaliene samt konsekvenser av utslippet. Konsekvenser bestemmes ut fra toksisitetsdata, fortynningsmodellering og data om sårbare ressurser innenfor influensområdet for utslippet. Tømming av ledningen vil skje i oktober måned, utenfor perioder med høye konsentrasjoner av sårbare fiskeegg og –larveforekomster. Konsekvenser av klargjøring av rørledningen er nærmere beskrevet i kapittel 7.5</p>



### 3.3 Arbeidsbeskrivelse for konsekvensutredning

ny 23,2 km lang gassrørledning legges mellom Statfjord og et punkt på FLAGS-rørledningen som ligger ca. 1,4 km sør for Brent Alpha-plattformen.

Som del av SFSF-prosjektet (Figur 3-1) foreslår Statoil på vegne av eierne i Statfjord lisensen, at en



Figur 3-1: Foreslått planskisse over SFLL-prosjektets gass eksportrørledning og tilknyttede stigerør

Det planlagte prosjektet omfatter modifisering av Statfjord B- og Statfjord C-plattformene for å fjerne flaskehalsen i forbindelse med prosessering av økt gassvolum, og legging og oppstart av den nye gass eksportrørledningen til St Fergus via FLAGS-rørledningen (Figur 3-1). Den nye rørledningen vil ha en utvendig diameter (OD) på 22" eller 32" og vil være ca. 23,2 km lang, hvorav 15,5 km vil ligge på britisk kontinentsokkel og 7,7 km på norsk kontinentsokkel. Rørledningen vil ha kapasitet til å transportere all gassen som produseres i Statfjordbrønnene til Storbritannia. Tredjepartsgass fra Snorre- og Statfjord-satelittbrønner vil fortsatt bli transportert til Kårstø via Gassled Sone A rørledningen.

Den nye eksportrørledningen vil bli koblet til Statfjord B-plattformen via et nytt 0,5 km langt, 10" stigerør, og til Statfjord A og C via en tilkobling til eksisterende feltinterne rørledninger på Statfjordfeltet. Den nye eksportrørledningen vil bli koblet til FLAGS via et nytt Hot Tap T-stykke som påbøres og sveises til eksisterende FLAGS-rørledning. Alle tilkoblinger ved Statfjord og FLAGS vil bli stabilisert med grus og stein og utstyrt med beskyttelseskonstruksjoner.

Konsekvensutredningen tar for seg alle elementene beskrevet i det ovenstående og er utført i tråd med norske og britiske krav. Kravene på britisk side fremgår av følgende dokumenter:



- Offshore Petroleum Production and Pipe-Line (Assessment of Environmental Effects) Regulations 1999 (Forskrifter for petroleumproduksjon og rørledninger til havs (konsekvensutredning))
- Petroleum Act 1998 (til støtte for FDP, den britiske planen for utbygging og drift) (Petroleumsloven, 1998)
- Offshore Chemical Regulations 2002 (Forskrifter for bruk av kjemikalier til havs, 2002)
- Offshore Petroleum Activities (Conservation of Habitats) Regulations 2002 (Forskrifter for

petroleumsaktiviteter (bevaring av habitater), 2002)

- Department of Trade and Industry Guidance Notes (DTI) 2002 Background Documents (Veiledning fra Departementet for handel og industri, 2002, underlagsrapporter)

### 3.4 Underlagsrapporter for KU

Underlagsrapporter som har blitt utarbeidet som del av KU dokumentasjonen for å beskrive konsekvenser av Tampen Link prosjektet er vist i Tabell 3-2.

**Tabell 3-2 Underlagsrapporter til KU for ny gassseksportørledning SFB-FLAGS**

Studie	Utførende institusjon	Nøkkelord	Referanse
Konsekvenser av rørledning på britisk sektor	BMT Cordah	Konsekvensutredning for miljø og fiskeri av Tampen Link rørledningen	/1/
Konsekvenser for fiskeri på Norsk sokkel	Aaserød		/6/
Beskrivelse av naturressurser og miljørisikoanalyse	Alpha Miljørådgivning	Oljedriftsbergning for dieselutslipp	/9/
Konsekvenser for samfunn	Rogalandsforskning	Samfunnsøkonomi Vare og tjenesteleveranser Sysselsetting	*

\* Rapporten er i sin helhet innarbeidet i denne utredningen

### 3.5 Metode benyttet i konsekvensutredningen

Det er benyttet en risikobasert metode ved gjennomføring av denne konsekvensutredningen. Metoden innebærer en systematisk identifisering og kategorisering av miljøkonsekvenser og miljørisiko (mulige konsekvenser) etter signifikans. Videre vurderes behovet for avbøtende risikoreducerende tiltak. Implementeringen av foreslåtte avbøtende tiltak diskuteres med utgangspunkt i prosjektets plan for miljøstyring.

Gjennomføringen av konsekvensutredningsprosessen er tilpasset kravene fastsatt i vedlegg til Offshore Petroleum Production and Pipe-Lines (Assessment of Environmental Effects) Regulations 1999 og DTIs retningslinjer om fortolkningen av forskriftene (DTI, 2000), samt norske krav til konsekvensutredninger etter Petroleumsloven.

Figur 3-2 viser de viktigste stadiene ved gjennomføring av denne konsekvensutredningen.

I den aktuelle konteksten kan signifikant konsekvens eller risiko defineres ved at den krever særlige avbøtende tiltak iverksatt for å:

- forhindre eller minimalisere potensielt negative konsekvenser for miljøet, allmennheten eller prosjektet
- imøtekomme kommentarer framsatt av sentrale høringsinstanser
- oppfylle kravene i miljølovgivningen og selskapets interne miljøkrav.

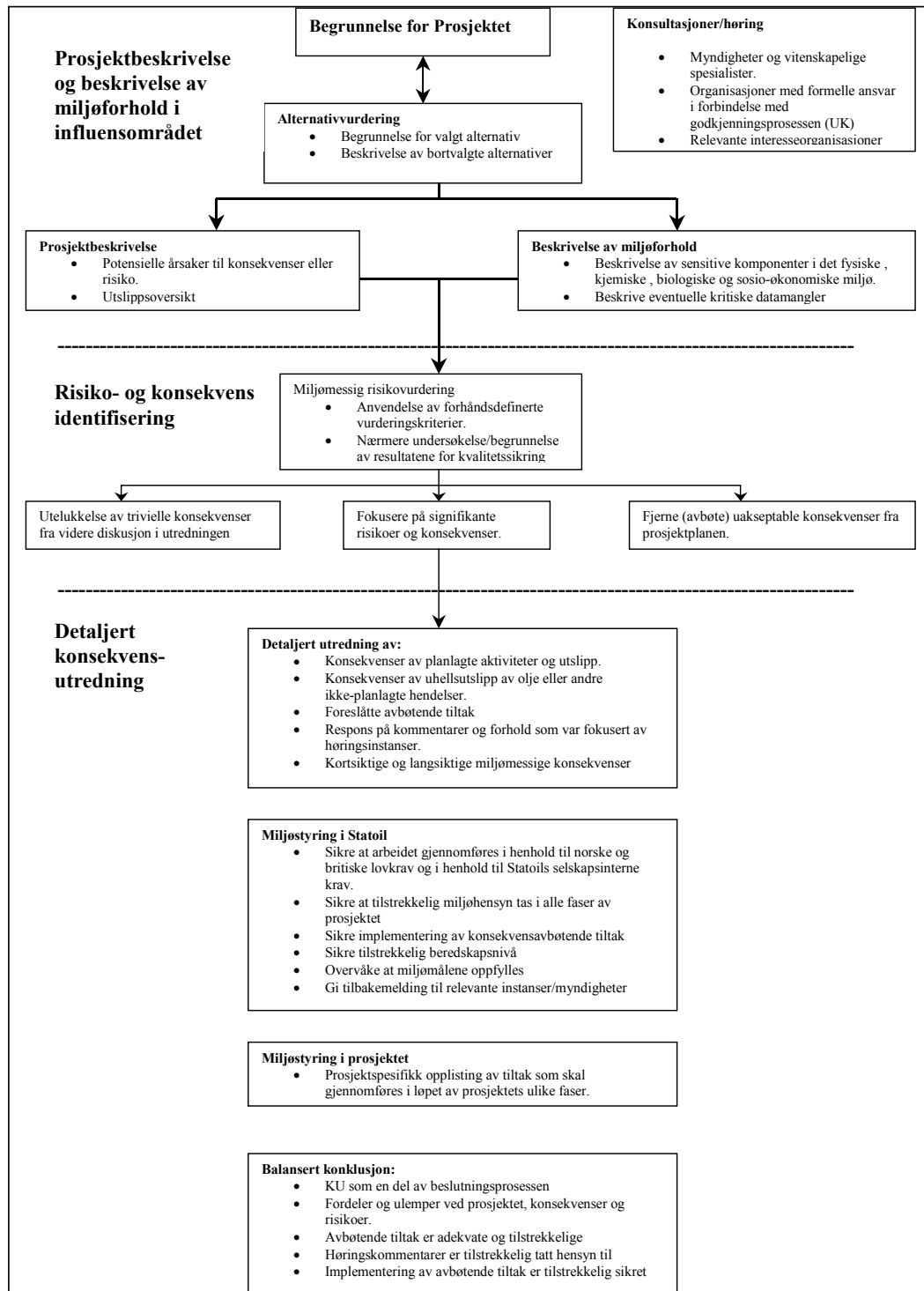
Styringstiltak omfatter:

- kontrolltiltak, dvs. metoder for å forhindre eller redusere sannsynligheten for hendelser som får konsekvenser for miljøet (f.eks. fartøykollisjoner som forårsaker oljesøl)
- avbøtende tiltak, dvs. metoder som forebygger eller reduserer negative konsekvenser for miljøet (f.eks. oljevernberedskap og opprenskingsteknikker)
- andre tiltak (f.eks. bevissthet og opplæring).

Tilnæringsmåten er blitt tilrettelagt med utgangspunkt i den britiske standarden BS8800

(BSI, 1996a), UKOOAs (UK Offshore Operators Association) retningslinjer om risikovurdering (UKOOA, 1999 og 2000) og den internasjonale

miljøstyringsstandarden BS EN ISO 14001 (BSI, 1996b).



Figur 3-2: Oversikt over prinsipielle stadier ved gjennomføring av denne konsekvensutredningen.

## 4 Beskrivelse av prosjektet

I utredningsprogrammet ble en løsning med ny 20" eksportørledning for eksport av all gass til FLAGS beskrevet. Videre var det klargjort at endelig gasstransportløsning fra Statfjord vil bli basert på framtidig nedstrømskapasitet og selskapenes preferanser med hensyn til transportrute og marked.

Innledningsvis i dette kapitlet beskrives eierforhold og operatørskap for eksportørledningen (Tampen Link). Deretter i kapittel 4.2 redegjøres det kort for valget og endelig dimensjonering av gasstransportløsning for Statfjord Senfase (SFSF). I kapittel 4.3 oppsummeres konklusjonene fra Gascos transportanalyse/25/ som omfatter behov for gasstransport i Tampen Link ut over behovet til SFSF, og dimensjonering av Tampen Link begrunnes i tråd med disse konklusjonene. I kapittel 4.4 og utover gjennomgås den valgte løsningen med to alternative dimensjoner i mer detalj.

### 4.1 Eierforhold og operatørskap for eksportørledningen

En ny eksportørledning mellom Statfjord og FLAGS som er dimensjonert i hovedsak for å ivareta den norske andelen av kapasitetsbehovet for Statfjord Senfase, er forutsatt å ha de norske selskapene i Statfjord-feltet, hhv. Statoil Asa, ExxonMobil Norge AS, Norske ConocoPhillips AS, AS Norske Shell og Enterprise Oil Norge AS (Shell) som rettighetshavere.

Alternativt vil den nye eksportørledningen dimensjoneres for å ivareta kapasitetsbehov ut over Statfjord Senfase. I dette tilfellet vil rørledningen få rettighetshavere som i tillegg til de norske rettighetshaverne i Statfjordfeltet, også omfatter andre selskaper på norsk sokkel.

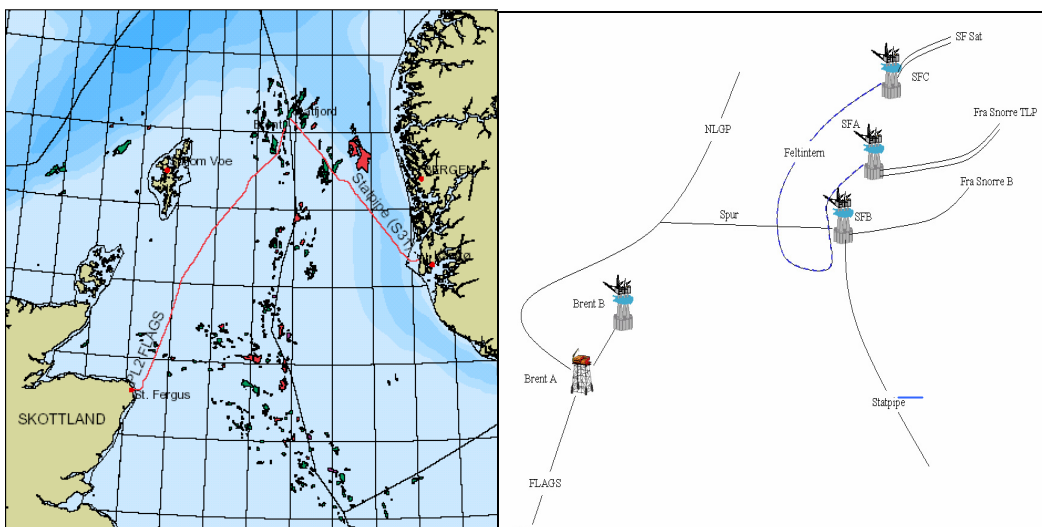
I begge tilfeller vil det bli dannet et eget interessentskap. Statoil vil bli operatør for gassrørledningen i utbyggingsfasen og Gascos vil bli operatør i driftsfasen.

### 4.2 Gasstransport fra Statfjord Senfase (SFSF)

I dette underkapitlet redegjøres det først for hvordan dagens gasstransportsystem knyttet til Statfjordfeltet er bygd opp med rørledninger til prosesseringsanlegg i Norge (Kårstø) og i Storbritannia (St.Fergus). Deretter refereres det til vurderingene i utredningsprogrammet av alternative gasstransportløsninger for SFSF og til begrunnelsen for valg av løsning. Til slutt i dette underkapitlet beskrives den valgte løsningen for SFSF.

#### 4.2.1 Dagens gasstransport og verdikjede

Gassen fra Statfjord-feltet er rikgass. Dagens gasstransport og verdikjede er illustrert i Figur 4-1.



Figur 4-1: Dagens gasstransport fra Statfjordfeltet

I dag transporteres gassen fra SFA og SFC via en intern feltledning til Gassled Sone A-røret og videre til Kårstø i Norge for prosessering. Fra SFB transporteres gassen direkte inn i Gassled Sone A. Den britiske andelen av Statfjord-gassen (om lag 15%) transporteres i Spur-ledningen som er forbundet med NLGP (Northern Leg Gas Pipeline), og videre via Brent A til FLAGS (Far North Liquids and Gas System). FLAGS rørledningen går til Skottland og ildandføres ved St.Fergus.

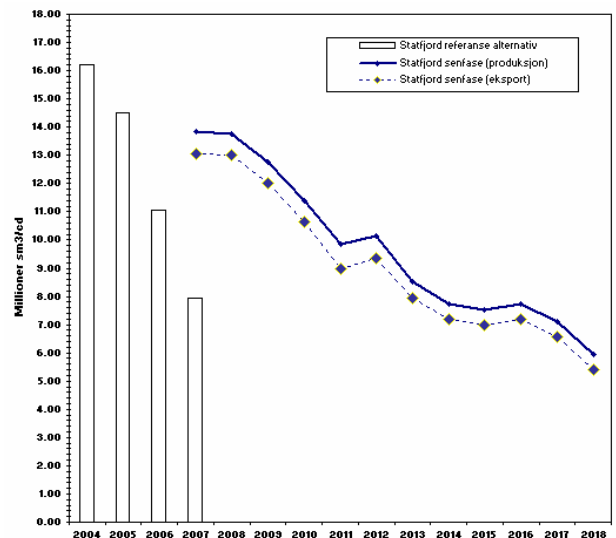
På Kårstø skilles tørrgass/salgsgass, hovedsakelig metan, fra våtgass komponentene etan, propan, isobutan og normal-butan, nafta og kondensat. Tørrgassen transporteres videre til kontinentet, mens våtgassproduktene fraktes med skip til ulike kunder. All etan fra Kårstø blir i dag skipet til den petrokjemiske industrien på Rafnes/Bamble og i Stenungsund.

Ved St. Fergus gassprosesseringsanlegg skilles tørrgass fra våtgass. Tørrgassen fra St. Fergus blir distribuert i det nasjonale gasssystemet til forbruker, mens våtgassproduktene blir sendt videre i rør til Fife-anleggene ved Mossmorran, like nord for Edinburgh. Her blir våtgassproduktene fraksjonert og videreforedlet. Etan blir brukt som råstoff i petrokjemisk industri (etylenfabrikk), og propan, butan og kondensat blir skipet ut til ulike kunder.

#### 4.2.2 Gasstransportløsninger for Statfjord Senfase (SFSF)

Utbygging av SFSF innebærer økt gasseksport fra Statfjord fra om lag 7,7 GSm<sup>3</sup> rikgass i referansealternativet (dagens dreneringsstrategi for Statfjordfeltet med produksjon til og med 2009 og terminering av gasstransport 2007) til samlet om lag 42,5 GSm<sup>3</sup> i SFSF for perioden 2004 – 2018. Dette innebærer også en forlengelse av den tidsperioden gasseksporten skal foregå med 11 år fra planlagt terminering av gasseksport 2007 i referansealternativet til nedstengning av SFSF i 2018. Produksjonen i SFSF vil være på sitt maksimale det første året (i 2007) med om lag 14 MSm<sup>3</sup>/d.

Figur 4-2 viser profiler for gassproduksjon og –eksport. Tabell 4-1 viser økonomisk utvinnbare ressurser



Figur 4-2: Gassproduksjonsprofiler for SFSF og referansealternativet uten satellittproduksjon (MillionerSm<sup>3</sup>/dag)

Tabell 4-1 Økonomisk-utvinnbare reserver

Økonomiske reserver	Statfjord-referanse-alternativ (2004-09)	SFSF (2006-18)	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

Før innsending av konsekvensutrednings-programmet var følgende gasstransportalternativer utredet teknisk og bedriftsøkonomisk:

- eksport av gass til FLAGS via ny eksport rørledning og til Kårstø via Gassled Sone A (50/50 fordeling)
- eksport av all gass via Gassled Sone A til Kårstø
- eksport av all gass til FLAGS via ny eksportørledning
- eksport av gass til FLAGS via Spur/NLGP og til Kårstø via Gassled Sone A

Valg av basisløsning for gasstransport ble vurdert ut fra flere tekniske og kommersielle forhold inkludert:

- kapasitet i eksisterende rørledninger og prosesseringsanlegg
- kommersielle tilbud
- investeringskostnader
- trykkforhold, fleksibilitet

- 3. parts tilgang
- risiko
- miljøkonsekvenser - utslipp til luft

Nåverdiberegningene med et bedriftsøkonomisk utgangspunkt viste at alternativ c) kom best ut. Dette skyldes relativt høye tariffer i Gassled-systemet og i Spur sammenlignet med kapitalkostnaden ved bygging av ny eksportørledning og lavere tariffer i FLAGS. For SFSF er de bedriftsøkonomiske vurderinger av avgjørende betydning siden dette prosjektet har forholdsvis marginal økonomi. Alternativ c) ble med grunnlag i vurderingene ovenfor etablert som basisløsning for SFSF.

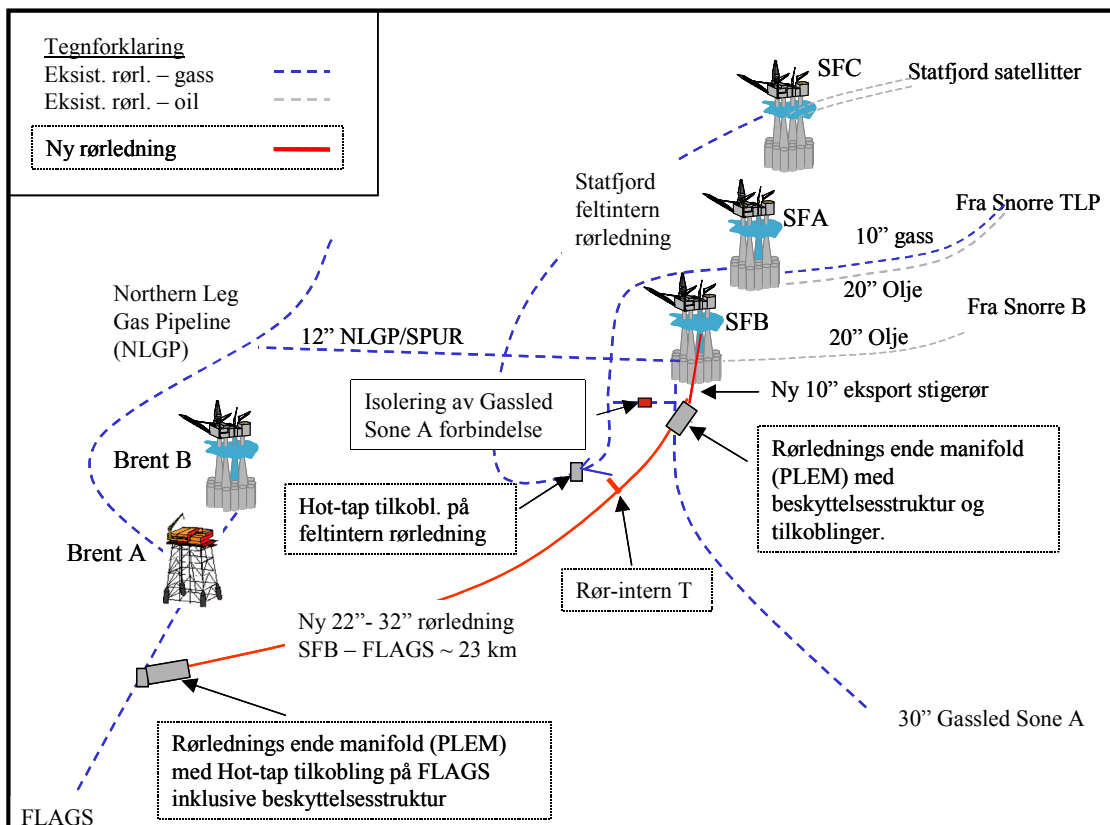
For det valgte alternativet er det dokumentert at FLAGS (med en kapasitet på 33 MSm<sup>3</sup>/d) har ledig kapasitet til å transportere all gass fra Statfjordfeltet og at St. Fergus (med total gassprosesseringskapasitet på om lag 45MSm<sup>3</sup>/d) har tilstrekkelig kapasitet for Statfjordgassen.

Transport av gass i eksisterende rørledningssystemer gjennom Gassled Sone A til Kårstø og gjennom Spur/NLGP og FLAGS til St.Fergus vil fortsatt være mulig, men vil være begrenset av transport og prosesseringskapasitet.

#### 4.2.3 Beskrivelse av valgt gasstransportløsning for SFSF

Den valgte tekniske løsningen innebærer eksport av all gass til Storbritannia med tilknytning til FLAGS nedstrøms Brent A. Foreløpig er det forutsatt at den britiske andelen av gassen transporteres via Spur og NLGP til FLAGS. Alternativet muliggjør også transport av gass i Gassled Sone A til Kårstø.

Figuren under viser den valgte gasstransportløsningen (ny eksportørledning og øvrig infrastruktur).



Figur 4-3: Ny eksportørledning og øvrig infrastruktur for alternative eksportløsninger fra SFL

Transport av rikgassen fra Statfjord Senfase til FLAGS krever en ny rørledning av minimum 22" diameter. Den vil kobles til SFA og SFC via den feltinterne rørledningen ved Statfjord via et

tilknytningsrør 2,5 km sør for SFB. Den nye eksportørledningen vil være 23,3 km lang og knyttes til SFB via et 10" stigerør.

Tilkobling til FLAGS vil skje ved at et nytt T-stykke bores og sveises inn i eksisterende rør ("Hot-tap"). Alle tilkoblinger ved Statfjord (2 stk) og ved FLAGS (1 stk.) vil bli utstyrt med en beskyttelsesstruktur som det vil bli grus/stein dumpet.

Midlertidig sluse for mottak og sending av rørplugger i forbindelse med vannfylling, vanntømming og gassfylling, kan installeres i begge ender av eksportørledningen, samt ved SFB for stigerørene.

På grunn av trykkforskjell mellom eksport-trykk ved Statfjord og import-trykk ved FLAGS må det også installeres et sikkerhetssystem i Tampen Link for at eksporttrykket skal møte design-trykket i FLAGS. Eksisterende forbindelse fra den feltinterne rørledning til Gassled Sone A vil bli stengt og dermed skjerme den nye gasseksportørledningen mot det høye trykket i Gassled.

Dette alternativet er fleksibelt og muliggjør tilknytning av eksportørledningen uten at den feltinterne ledningen kuttes og vannfylles. Det vil si at arbeidet kan gjennomføres uavhengig av revisjonsstanser. Løsningen er også robust i forhold til gjennomføringsplanen.

### 4.3 Dimensjonering av Tampen Link basert på Gasscos transportanalyse

I etterkant av valg av feltkonsept og løsning for gasseksport for Statfjord Senfase (ny eksportørledning mellom Statfjord og FLAGS) har flere selskaper utenfor Statfjord uttrykt interesse for å bli medeiere i den nye eksportørledningen som er gitt benevnelsen Tampen Link. Dette skyldes blant annet at kapasiteten for gassprosessering på Kårstø i enkelte år er lavere enn det samlede behovet som er identifisert fra Halten/Nordland og Tampen. En utvidelse av Tampen Link vil således kunne representere en mulighet for å produsere og eksportere norske overskuddsvolumer for gass såfremt kapasiteten på FLAGS og St. Fergus tillater dette.

For å møte kapasitetsbehovet fra SFSF er det nødvendig med en rørledningsdimensjon på 22" på Tampen Link. For å ivareta et gasstransportbehov ut over SFSF vil det være nødvendig å øke denne dimensjonen. I den sammenheng har Gassco gjennomført en transportanalyse for å identifisere

behovet for ekstra kapasitet ut over SFSF i Tampen Link/25/. Vurderingene er basert på tre elementer:

1. *Innmeldinger av kapasitetsbehov i Tampen Link fra skiperne* (lisensinnehavere med behov for transport av gass gjennom gasstransportsystemet). De innmeldte volumer er fysiske volum fra eksisterende felt eller prospekter og gjelder behov for kapasitet ut over SFSF i Tampen Link. Gassco har vurdert disse innmeldingene som robuste.
2. *Prognoser fra skiperne* om de forventede framtidige behov for transportkapasitet i alle Gassleds systemer for en 15 års periode fram til 2019.
3. *Informasjon fra feltoperatørene* om hvor mye gass hvert felt har planlagt å produsere inkludert kapasitet, gass-sammensetning og driftsforutsetninger. Disse opplysningene er gitt for felt i produksjon, besluttede felt, felt under vurdering og prospekter. Nye volumer kategorisert som ressursklasse 5, er ikke inkludert

Prognosene basert på pkt. 2 og pkt 3 ovenfor indikerer et samlet behov for gassprosesseringskapasitet som overstiger den samlede kapasiteten i Gassled-område C (Kårstø) på 88 MSm<sup>3</sup>/d og ledig kapasitet i FLAGS.

For å kunne gjennomføre en analyse av kapasitetsbehovet spesifikt for Tampen Link (som supplement til innmeldingene fra skiperne) har Gassco analysert flere ulike scenarier. Scenariene omfatter både gasseksportløsning for Skarv (Haltenbanken), tidspunkt for ny gass fra Tampen og potensiell ny kapasitet i Statpipe og på Kårstø. Resultatet av disse scenarioanalysene viser et behov for kapasitet i Tampen Link i størrelsesorden 25 – 33 MSm<sup>3</sup>/d. Til sammenligning vil en 22" rørledning kunne tilby en kapasitet på om lag 17 MSm<sup>3</sup>/d, mens en 32" rørledning vil kunne tilby en kapasitet på om lag 25 MSm<sup>3</sup>/d med muligheter for oppgradere til 33 MSm<sup>3</sup>/d på et senere tidspunkt. Disse vurderingene basert på pkt. 2 og pkt 3 ovenfor er i overensstemmelse med vurderingene basert på innmeldingene fra skiperne (pkt. 1 ovenfor).

Konklusjonene i denne transportanalysen /25/ er at kapasitetsbehovet i Tampen Link, ut fra flere ulike typer vurderinger, overstiger den kapasiteten en 22" rørledning vil kunne tilby. En 32" dimensjon på Tampen Link framstår som en teknisk / økonomisk gunstig og samtidig fleksibel løsning.

Kostnadsøkningen fra et 22" rør til et 32" rør er forholdsvis marginal i forhold til en økning til enda større dimensjon. Et 32" rør er videre tilpasset kapasiteten i FLAGS (33 MSm<sup>3</sup>/d).

I tillegg til å understøtte behovet for transportkapasitet ut over SFSF, vil et 32" rør bidra til økt fleksibilitet for gasstransport fra Tampen-området på dag-til-dag basis. Denne fleksibiliteten kan utnyttes for å optimalisere verdien av norsk gass ved å transportere gassen til det markedet som gir høyest pris.

Kapasitetsrestriksjoner på Kårstø eller i FLAGS kan forekomme under vedlikeholdsperioder, ved ikke planlagte nedstengninger eller ved andre aktiviteter som krever begrensning eller nedstengning av eksportsystemene. Kapasitet i Tampen Link kan da bli utnyttet for eksport fra eksisterende felt og vil derigjennom gi ekstra produksjonsregularitet og økt forsyningssikkerhet til markedet. I tilfelle restriksjoner i Storbritannias transportsystemer, kan SFSF-gass transporteres via Kårstø. Tampen Link vil således fungere som en HUB for markeds- og kapasitetsoptimalisering.

#### **4.4 Valgt utbyggingsløsning for ny gasseksportørledning Tampen Link fra Statfjord til FLAGS**

##### **4.4.1 Områdekartlegging**

I april 2004 ble det gjennomført traséundersøkelser langs den planlagte rørledningstraseen.

Målet med bunnundersøkelsene var å framskaffe detaljerte bunntopografiske og geologiske data om de nye traseene og identifisere framtreddende trekk/hindringer langs disse. De visuelle undersøkelsene ble gjennomført for å identifisere krysningpunkter for rørledningene og hvilke konstruksjonsmessige krav som må oppfylles i forbindelse med krysningene.

De visuelle undersøkelsene ga også mer detaljert informasjon om områder hvor tilkoblingspunkter planlegges. Resultater fra disse undersøkelsene som er av betydning for miljøkonsekvensvurderingene beskrives i **kapittel 5**, og benyttes i risikoanalysen for de planlagte rørledningsoperasjonene (**Kapittel 6** og **7**).

##### **4.4.2 Rørledningskrysninger**

Installasjon av den planlagte 22"/32" gasseksportørledningen krever at det installeres rørledningskrysninger som beskrevet i Tabell 4-2 og Tabell 4-3. Det er krysningpunkter for rør både på på norsk og britisk side av sokkelgrensen. Nøyaktig lokalisering av krysningpunktene kan bli noe endret i den detaljerte tekniske planleggingen.



**Tabell 4-2: Krysningspunkter for rørledninger (22" alternativet)**

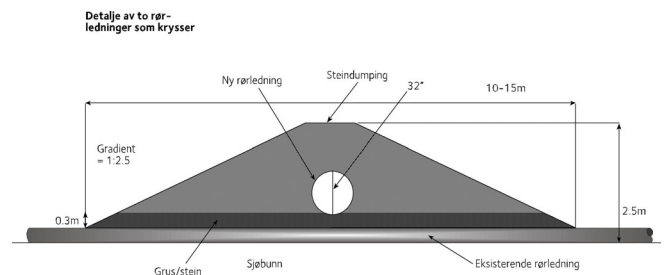
Rørledningkryssning	Avstand fra Statfjord B (Km)	Østlig bredde	Nordlig lengde
20" feltintern rørledning	0,815	437 431.32	6 785 302.92
20" feltintern rørledning	2,529	458 063.91	6 783 709.82
10" oljerørledning til/fra Brent	23,003	429 817.40	6 766 115.56
8" Brent vanninjektor/umbilical	23,051	429 775.79	6 766 091.82

**Tabell 4-3: Krysningspunkter for rørledninger (32" alternativet)**

Rørledningkryssning	Avstand fra Statfjord B (Km)	Østlig bredde	Nordlig lengde
20" feltintern rørledning	2,529	458 063.91	6 783 709.82
10" oljerørledning til/fra Brent	23,003	429 817.40	6 766 115.56
8" Brent vanninjektor / umbilical	23,051	429 775.79	6 766 091.82

Etter planen vil rørledningskryssningene bli steindumpet for å beskytte og stabilisere krysningspunktene. Steinmassene som benyttes vil være størrelsessortert stein med steinstørrelse innenfor området 3,2–12,5 cm. Steinmassene vil bli plassert på havbunnen på en kontrollert måte ved hjelp av et dedikert steindumpingsfartøy utstyrt med et dynamisk posisjonert fallrør. Steinen mates inn i fallrøret med kontrollert rate ved hjelp av et tømmeaktsystem. Lengden på fallrøret justeres etter vanddybden i området, slik at enden av fallrøret hele tiden er mindre enn 5 m fra havbunnen. Dette sikrer en kontrollert og nøyaktig plassering av materialet på bunnen. Etter at steindumpingen er fullført vil et fjernstyrt undervannsfartøy bli benyttet for å verifisere at materialet er lagt i riktig posisjon på havbunnen.

Rørledningkryssningene vil bli konstruert på samme måte som andre kryssninger i sentrale deler av Nordsjøen, dvs. at noe av steindumpingen blir utført i forkant av leggingen for å beskytte den *rørledningen som krysses* mot skade samt å skape understøttelse for den *kryssende rørledningen*. Etter legging vil rørledningene bli omsluttet og dekket av et svakt hellende og beskyttende lag med stein. Rørledningen som krysses vil beholdes i drift under hele operasjonen. Steindumpingen ved kryssning av den feltinterne rørledningen på Statfjordfeltet (20") vil være i størrelsesorden 60–100meter x 10meter med en høyde på 1,5meter i 22" alternativet og 2,0meter for 32" alternativet. Steinfyllinger i øvrige krysningspunkter vil være 20m x 15m og med samme høyde. Kryssningene er generelt flate på toppen med et fall på 1:2.5 langs kantene. Figur 4-4 viser typiske detaljer ved en rørledningkryssning.



**Figur 4-4: Prinsippskisse for rørledningkryssninger**

#### 4.4.3 Rørlegging

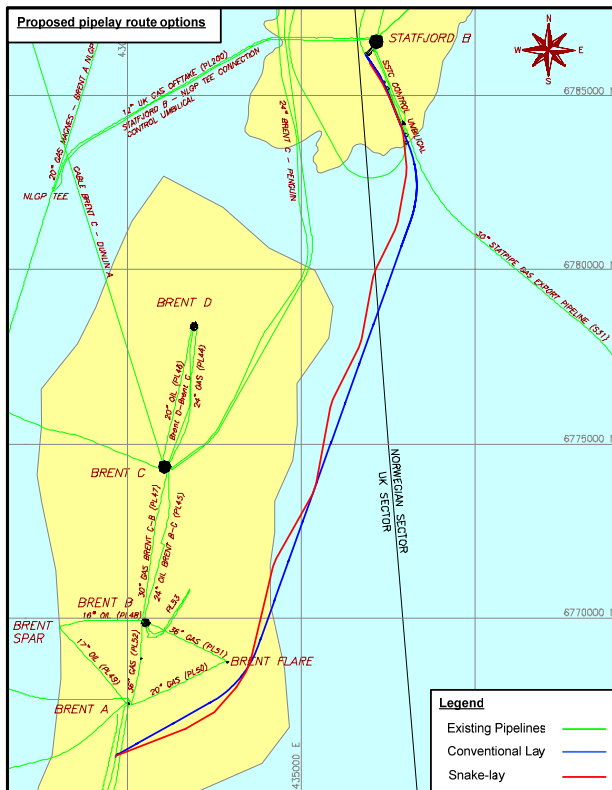
##### 4.4.3.1 22"/32" gasseksportørledning

Det er to størrelsesalternativer for den nye gasseksportørledningen, 22" utvendig diameter eller 32" utvendig diameter. Uavhengig av hvilket størrelsesalternativ som velges, vil den nye rørledningen vil bli lagt direkte på havbunnen, enten langs en mer eller mindre rettlinjet trasé (konvensjonell måte) eller langs en trasé med langstrakte buktninger/svinger (slangeformasjon) (Figur 4-5).

Statoil har undersøkt muligheten for å grøfte ned rørledningen. På grunn av svært hard havbunn i det aktuelle området er dette teknisk krevende. Sjøbunnens hardhet gjør at grøftebunnen lett blir ujevn. Siden termisk ekspansjon av rørledningen pga. høy innvendig temperatur og trykk er et høyst aktuelt scenario i dette tilfellet, vil slike ujevnheter i grøftebunnen kunne initiere ekspansjonsbevegelser. Disse bevegelsene vil i tilfelle være oppover rettet ("upheaval buckling") og kan potensielt skape frie spenn på rørledningen. For å sikre seg mot slike hendelser ville store deler av rørledningens lengde måtte steindumpes dersom rørledningen var grøftet ned. Det er derfor besluttet at rørledningen vil bli lagt oppå havbunnen slik at eventuelle ekspansjonsbevegelser kan fanges opp gjennom å



tillate mindre sideveis bevegelser langs hele rørledningens lengde. For å sikre full stabilitet av rørledningen og kontroll med ekspansjonsbevegelsene vil rørledningen bli steindumpet for forankring på et antall steder (omlag 10 steder noe avhengig av rørstørrelsen langs rørledningens lengde.

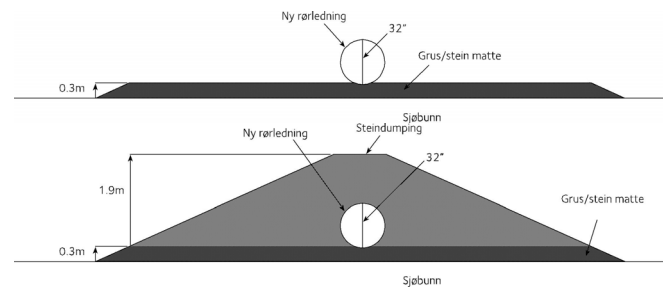


Figur 4-5: Alternative traséer for planlagt rørledning

Dersom rørledningen legges på konvensjonelt vis vil det i 32"-alternativet trenges anslagsvis 88 000 m<sup>3</sup> steinmasse for å stabilisere røret og hindre buking. Det tilsvarende volumet i 22"-alternativet er ca. 27 000 m<sup>3</sup>. Alternativt kan ledningen legges i en slangelignende formasjon av langstrakte buktninger/svinger slik at termisk ekspansjon fanges opp av buktningene på "slangen" i stedet for å forårsake buking. Statoil anslår at dette alternativet vil kreve ca. 8 000 m<sup>3</sup> steindumping i 32"-alternativet og 7 000 m<sup>3</sup> i 22"-alternativet. Mesteparten av steinvolumene vil bli dumpet i forkant av rørleggingen som matter av stein med et areal på 100 x 10 m og en høyde på 0,3 m. Dette vil øke friksjonen mellom rørledningen og sjøbunnen.

Avhengig av om leggemåten er konvensjonell eller 'slangeformet' og avhengig av endelig valg av

rørdimensjon, vil rørledningen måtte steindumpes for fullstendig forankring på 5-15 steder langs rørledningens lengde. Antallet forankringspunkter synker ved valg av slangeformet fremfor konvensjonell leggemåte, og er lavere i 22"-alternativet enn i 32"-alternativet. Steindumpingene for forankringsformål vil typisk være 1,5 meter høye i 22"-alternativet og 2,0 meter høye i 32"-alternativet (ca. 1 meter overdekning av rørledningen). Steindumpingene vil typisk være flate på toppen med et fall langs kantene på ca. 1:2,5. Figur 4-6 viser prinsippsskisser for steindumpingene.



Figur 4-6: Steindumpingsalternativer for slangeformet og konvensjonell rørlegging

Den nye rørledningen vil bli produsert av karbonstål, SAW 450 I(S) (ligner X65), med et asfaltbelegg for å hindre korrosjon og et 40-60 mm betongbelegg for å stabilisere røret og beskytte det mot tråleutstyr.

Per i dag er det ikke avgjort om rørledningen vil bli lagt ved hjelp av et ankerbasert leggefartøy eller et fartøy med dynamisk posisjonering. Hvis et ankerbasert leggefartøy benyttes, flyttes fartøyet framover ved hjelp av mellom 10 og 14 ankere som settes på havbunnen i et forhåndsbestemt mønster. Ankerne må settes og trekkes flere ganger i løpet av rørleggingen. Et ankerbasert leggefartøy krever opp til tre ankerhåndteringsfartøyer samt forsyningsfartøyer for kontinuerlig forsyningen av røreseksjoner under leggingen. Produksjonen av røret foregår om bord på leggefartøyet ved sammensveising av prefabrikerte seksjoner av rørledningen. Ledningen senkes ned i havet via en 'stinger' (lederamme) og leggehastigheten tilsvarer fartøyet hastighet framover. Rørledningen fra Statfjord B plattformen til hovedrørledningens nordlige endemanifold (0,5 km 10" eksport stigerør) vil bli lagt ved hjelp av trommelfartøy. Et trommelfartøy har sitt eget framdriftsmaskineri og legger den prefabrikerte rørledningen ved å spole av hele ledningen fra en stor trommel ombord på fartøyet.

Ved å benytte et dynamisk posisjonert leggefartøy unngår man bruk av ankere og forhindrer dermed lokale forstyrrelser i havbunnen på grunn av gjentatt ankring. Et slikt fartøy vil på den annen side ha høyere drivstoff-forbruk og noe høyere utslipp til luft.

Uansett valg av leggemetode vil leggesprosessen starte med at rørenden blir festet til havbunnen ved hjelp av et anker eller en midlertidig påle. Dette forankrer ledningen og gjør at den ikke vil forskyve seg når den utsettes for strekk-krefter under leggingen. Rørledningen legges fra nord mot sør, over de ulike rørkryssningspunktene til den sørligste endemanifolden (PLEM) der rørenden senkes ned på havbunnen. Etter leggingen vil rørledningen bli fylt med inhibert sjøvann. Posisjonering av rørledning og leggefartøyets ankere vil bli kontrollert ved bruk av GPS samt etterkontrollert ved bruk av fjernstyrt undervannsfartøy.

Det blir ikke fastsatt noen formell sikkerhetssone i forbindelse med rørleggingsoperasjonene. Området rundt leggesoperasjonene vil bli kontinuerlig overvåket for annen trafikk. Overvåking av området vil skje fra leggefartøyet. All trafikk på en kurs som medfører at det kan oppstå en farlige situasjoner eller annen konflikt med leggesoperasjonen vil bli varslet og omdirigert. Eksempel på slike situasjoner kan være en bunnråler som henger seg opp i ankerlinjene på leggefartøyet, ubeskyttede rørledningskryssninger eller rørledningens endepunkter før endelig beskyttelse er installert. Om bord på rørleggingsfartøyet vil det være en kontaktperson for fiskeriene, og daglige rapporter vil bli utstedt i henhold til forventede vilkår i DTIs Pipeline Works Authorisation (PWA). Både rørleggings- og steindumpingsoperasjonene vil bli nøye etterkontrollert for å sikre at aktivitetene er utført tilfredsstillende og at det ikke finnes frie spenn eller andre obstruksjoner noe sted langs rørledningen.

Kontraktsdokumentene mellom Statoil og rørleggingskontraktoren beskriver ledelsesstrukturen og ansvarsdelingen som vil være gjeldende under operasjonene, metodene som skal benyttes og beredkapsprosedyrer.

Tabell 4-4 viser de viktigste operasjonene i rørledningens installasjonsfase.

**Tabell 4-4: Planlagte rørledningsoperasjoner**

Type operasjon	Type farkost/metode
Kartlegging av trasé	Kartleggingsfartøy
Metode for legging av ny gasseksportørledning	S-legging (ankerbasert leggefartøy eller DP)
Metode for legging av 10" stigerør ved Statfjord B-plattformen	Kveiling eller S-legging
Operasjoner for tilkobling av rørledning ved FLAGS ("hot-tapping")	Dykkefartøy/installasjonsfartøy
Operasjoner for tilkobling av rørledning ved Statfjord B-plattformen og installasjon av beskyttelsesstrukturer ved FLAGS og Statfjord B-plattformen	Installasjonsfartøy/kranfartøy
Steindumping	Steindumpingsfartøy

#### 4.4.3.2 10" stigerør

Eksportstigerøret (10") på SFB vil bli lagt fra et trommelfartøy og tildekket. Røret vil bli trukket inn gjennom eksisterende 14" J-rør på sørvestsiden av Statfjord B-plattformen. J-røret ender ca. 1,3 m over havbunnen. Det nye 10" røret vil bli trukket inn gjennom J-røret fra en vinsj på Statfjord B. På grunn av høy temperatur ( design temperatur 65°C) vil 10" røret ekspandere, og røret vil bli steindumpet med en 0,3–0,5 m overdekning for stabilisering og beskyttelse mot fallende gjenstander og forflytting pga. treff fra mobilt fiskeutstyr. Det vil kreves et steinvolum på anslagsvis 2 200 m<sup>3</sup>.

#### 4.4.4 Korrosjonsbeskyttelse

Korrosjonsbeskyttelsessystemet vil bli designet i henhold til ISO 15589-2 for katodisk beskyttelse. Forventet levealder for korrosjonsbeskyttelsessystemet er 20 år. Korrosjonsbeskyttelse vil bestå av belegging og plassering av offeranoder i aluminium-sink-indium-legering som ringer rundt røret. Den betongbelagte 22"/32" rørledningen vil ha et 6 mm korrosjonsbelegg av asfaltermalje mellom selve stålrøret og betongen. Avstanden mellom anodene vil være avhengig av rørledningens diameter. Denne typen anoder er egnet for langsiktig katodisk beskyttelse av karbonstål i sjøvann, saltholdige sedimenter eller en kombinasjon av disse miljøene. Alle anodene vil være 40 mm tykke og vil bli tilkoblet via fastsveisede fester i stål. Langs et 500 m langt strekk på hver ende av rørledningen vil anodemassen per lengdeenhet være doblet i forhold til resten av rørledningen. Total anodemasse på rørledningen vil være om lag 12 tonn.

Det 10" stigerøret vil bli påført et 3 mm tykt, 3-lags korrosjonsbelegg av polypropylen. Anodene på

stigerøret vil bli plassert på utsiden av polypropylenbelegget. Total anodemasse vil være i overkant av 400 kg.

#### 4.4.5 *Strukturer, tilkoblinger og tilknytningsoperasjoner*

Den planlagte gasseksportørledningen vil knytte Statfjord B-plattformen til FLAGS. Øvrige hovedstrukturene som vil bli installert under vann i løpet av det planlagte rørledningsprogrammet for

Statfjord Senfase, er to endemanifolder (PLEM) og to Hot Tap T-stykker (HTT). Endemanifolder og det ene Hot Tap T-stykket vil være utstyrt med overtrålbare beskyttelsesrammer. Det andre Hot Tap T-stykket etableres på eksisterende 20" feltinterne rørledning på Statfjordfeltet og trenger ingen beskyttelse mot trålstyr siden tilkoblingen er lokalisert innenfor sikkerhetssonen til Statfjord B plattformen. Tabell 4-5 viser plassering og dimensjoner for PLEMene og HTT'ene som etableres i Statfjord Senfase prosjektet.

**Tabell 4-5: Plassering og dimensjoner for PLEMer og HTTer**

Dimensjon	Plassering	Østlig bredde	Nordlig lengde
PLEM-struktur som:			
	Sammenkobler Statfjord B's 10" eksportstigerør og ny rørledning	437 036.67	6 786 022.99
	Sammenkobler ny rørledning og FLAGS Hot Tap T-stykke	429 690.20	6 766 021.20
Hot Tap T-stykke (HTT) som:			
36" x 16"	Kobler ny rørledning til FLAGS	429 673.00	6 766 028.50
20" x 6"	Kobler 20" feltintern rørledning til ny rørledning (rørinternt T-stykke)	437 753.44	6 784 572.82

##### 4.4.5.1 *Rørledningens endemanifold (PLEM - Pipeline End Manifold)*

Rørledningens endemanifolder (PLEM) utgjør tilkoblingspunktet for rørledningen til henholdsvis Statfjord B og FLAGS. PLEMene er for øvrig designet for å oppfylle funksjoner i forbindelse med bruk av rørpluggen ved vannømming, tørking og gassfylling av rørledningen samt generell inspeksjon av rørledningen ved behov.

PLEMene består av to hovedenheter: en rør/ventilpakke og en kombinert beskyttelses- og fundamenteringsstruktur. Rør/ventilpakken kan i sin helhet tas ut og plasseres tilbake i beskyttelsesstrukturen ved behov. På grunn av begrenset løftekapasitet på installasjonsfartøyene må de to enhetene installeres hver for seg. Fundamenteringsstrukturen er integrert i den overtrålbare beskyttelsesstrukturen (15 x 15 x 5,5 m), og luker i beskyttelsesstrukturen kan åpnes i forbindelse med fjerning eller installasjon av rørpakken.

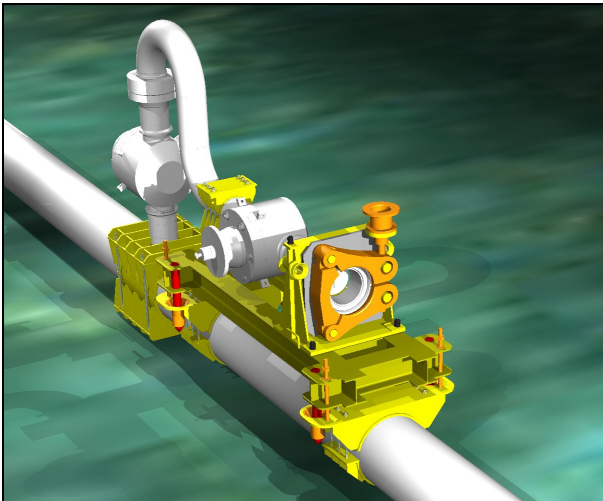
En tilbakeslag- og sikkerhetsventil med ventilklauff er montert i PLEMen og beskytter nedstrøms systemer i FLAGS i tilfelle det skulle oppstå lekkasje i et oppstrøms system. Dersom ventilen utløses må den skiftes ut. Opphenting og

ominstallasjon av ventilen kan foretas uten bruk av dykker.

Installasjon og tilkobling av rør/ventil pakken til enden av hovedrørledning foregår ved hjelp av et utstyrs-sett spesialdesignet for dette formålet. Installasjonen krever bruk av flere fartøyer.

##### 4.4.5.2 *Hot Tap T-stykke*

Hot Tap T-stykket utgjør forbindelsespunktet mellom rørledninger der det ikke finnes forhåndsinstallert T-stykke eller tilkoblingspunkt. Figur 4-7 viser rørledningen og strukturell oppbygging av et Hot Tap T-stykke. Hot Tap T-stykket på FLAGS rørledningen vil bli beskyttet mot fallende gjenstander og trålbastninger ved installasjon av en overtrålbare beskyttelsesramme (Figur 4-8).

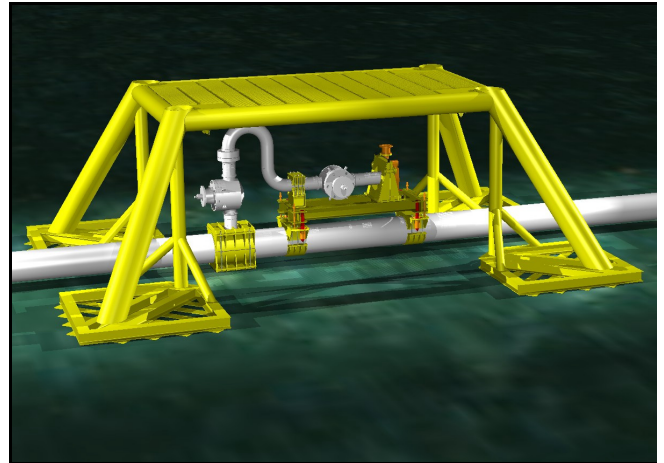


**Figur 4-7: Rørsystem og strukturell oppbygging av Hot Tap T-stykke**

Hot Tap-operasjonen utføres vanligvis av dykkere og dykkeropererte verktøy. Selve Hot Tap-operasjonen og installasjonen av ventiler og rør utføres av dykkere, mens installasjonen av beskyttelsesstrukturen er en dykkerløs operasjon.

Teknologien bak Hot Tap-operasjonen er veldokumentert, og operasjonen anses som en solid og sikker. En tilsvarende Hot Tap-operasjon ble gjennomført for å koble en 16" rørledning fra Gullfaksfeltet til den 30" Gassled Sone A rørledningen til Kårstø. Hot Tap-konseptet har blitt utviklet for å redusere produksjonsstanser til et minimum og opprettholde produksjonstrykket i den eksisterende rørledningen under tilkoblingen.

I forbindelse med den manuelle sveiseoperasjonen må imidlertid et høytrykks dykkerkammer monteres over påkoblingspunktet. Statoil arbeider for tiden med å utvikle en dykkerløs metode for å utføre Hot Tap-operasjoner. Hvis metoden er teknisk dokumentert innen tidspunktet for Hot Tap-operasjonen på Statfjord Senfase, vil den bli benyttet.



**Figur 4-8: Beskyttelsesstruktur over Hot Tap T-stykke**

#### 4.4.6 Klargjøring av rørledninger

Klargjøringsoperasjoner som vannfylling, måling og styrke- og integritetstesting er rutinemessige operasjoner ved installasjon av rørledninger og utføres i henhold til standard industri praksis. Operasjonene er nødvendig for å:

- sikre at den installerte rørledningens innvendige dimensjoner er i henhold til forutsetningene
- fjerne eventuelle rester av rust og glødeskall som kan ha blitt igjen på innsiden av rørledningens etter produksjonen
- kontrollere rørledningssystemets integritet ved å trykksette rørledningene til et trykk som er høyere enn planlagt driftstrykk.

Etter planen vil alle enkeltstående deler av rørledningssystemet bli fylt med sjøvann i forbindelse med disse operasjonene. Ved vannfyllingen vil en måleplugg vil bli sendt gjennom ledningene for å kontrollere innvendige dimensjoner og fjerne innvendige rester av rust og glødeskall. Integritetstester (hydrotester) vil bli gjennomført ved å trykksette sjøvannet inne i rørledningene til et forhåndsbestemt testetrykk som vil bli opprettholdt i 24 timer. PLEMene vil ha ventiler, trykkovervåking og kontrollinstrumenter samt utstyr for å sende og motta rørplugg. Vannet i rørledningen trykkes fra pumper på Statfjord B plattformen som også vil ha utstyr for å overvåke trykket i rørledningssystemet. Det vil bli utført visuelle inspeksjoner i tilkoblingspunktene ved hjelp av en ROV som opereres fra installasjonsfartøyet.

Rørledningssystemet vil bli tømt for vann og tørket før rørledningen settes i drift. Under vanntømmingen fjernes sjøvann ved at pluggen av glykol kjøres gjennom rørene i form av en serie av rørpluggen (pig train). Toget av glycolpluggen drives gjennom røret av hydrokarbongass fra Statfjord B mens Gassled rørledningen (gasseksport rørledning fra Statfjord B til Kårstø) benyttes som konstant trykkreservoar. Det kjemisk behandlede sjøvannet fra rørledningen samt glycolpluggene vil slippes ut til sjø ved den sørlige PLEM 1,4 km sør for Brent A plattformen på britisk sokkel.

Under klargjøringsoperasjonene vil sjøvann bli brukt til å fylle ledningen. Ettersom sjøvannet potensielt vil bli værende i rørledningen i mer enn ett år, fra august/september 2006 til oktober 2007, må sjøvannet tilsettes to typer kjemikalier: en kjemisk oksygenfjerner (f.eks. natrium bisulfat med en konsentrasjon på < 100 mg/l aktiv ingrediens) og en biosid (f.eks. gluteraldehyd med < 75 mg/l aktiv ingrediens). Bruken av disse kjemikaliene er nødvendig for å:

- redusere risikoen for at rørledningen skal begynne å korrodere mens røret er fylt med sjøvann
- forhindre biologisk vekst inne i den vannfylte rørledningen

Sjøvannet som benyttes til trykktesting av rør/ventil-pakker i tilkoblingspunktene (tie-in spools) ved den nordlige og den sørlige PLEM samt mellom den nye rørledningen og eksisterende feltintern rørledning på Statfjordfeltet, vil dessuten være tilsatt fargestoff (f.eks. fluorescein med en konsentrasjon på 7,5 mg/l aktiv ingrediens) for visuell oppdagelse av lekkasjer.

Monoetylen-glykol (MEG) vil bli brukt ved tørking av hovedrørledningen og rør/ventil-pakker i tilkoblingspunktene. Et alternativ er å bruke trietylen-glycol (TEG) ved tørking av tilkoblingspunktet ved FLAGS der det er en mulighet for at rester av tørkemiddelet kan bli overført til FLAGS-rørledningen. Siden MEG kan vise seg å være inkompatibelt med nedstrøms prosesser ved Shells St Fergus-terminal, kan det bli krevd at et mer kompatibelt tørkekjemikalie (TEG) brukes. TEG og MEG har relativt like økotoksikologiske egenskaper. Forskjellen ligger hovedsakelig i at TEG er mindre vannløselig. De samlede volumene som slippes ved tørking av rør/ventil-pakker i tilkoblingspunktene (2 – 3 m<sup>3</sup>), er

små sammenlignet med utslippene fra hovedrørledningen på ca. 100 m<sup>3</sup>.

Det nøyaktige kjemikalieforbruket vil bli beregnet under detaljprosjekteringen, og vil være gjenstand for en egen søknad om tillatelse i henhold til den britiske Kjemikalieforskriften fra 2002 (Offshore Chemical Regulations 2002). Forskriftene krever at operatørene kun anvender på forhånd godkjente kjemikalier, og at søknaden om tillatelse vedlegges detaljert kjemisk informasjon og en miljørisikovurdering for hvert kjemikalie som slippes ut.

Siden teste- og klargjøringsregimet ennå ikke er endelig besluttet, gjengir Tabell 4-6 kun generisk informasjon som gjenspeiler et beste estimat for bruk og utslipp av kjemikalier. Kjemikalier listet i Tabell 4-6 er alle kommersielt tilgjengelige som godkjente produkter for salg til bruk på den britiske kontinentalsokkelen. Alle de planlagte utslippene vil skje fra punktkilder på eller nær havbunnen, i all hovedsak ved den sørlige PLEM ved FLAGS-tilkoblingen. Et mindre utslipp av behandlet sjøvann (ca. 120 m<sup>3</sup>) som oppstår når trykket tas ned etter trykktesten vil bli sluppet direkte ut til sjøoverflaten ved Statfjord B. Utslippene vil være av varierende varighet; inntil ca. 12 timer. Kapittel 7.5 diskuterer miljømessige konsekvenser av utslippene.



**Tabell 4-6: Planlagt tilførsel og utslipp av kjemikalier fra vannet som vil bli fylt i rørledningen**

Aktivitet	Type utslipp	Utslippspunkt	Mengde / Volum (m <sup>3</sup> )		Tidspunkt
			22"	32"	
Vannfylling, rengjøring og måling av rørledning	luft	Under vann: Statfjord B eller Brent	5 000	10 000	sen-sommer
	behandlet sjøvann	Under vann: Statfjord B eller Brent	200 + 200 i beredskap	400 + 400 i beredskap	sen-sommer
Hydrotest av system	behandlet sjøvann	Havoverflaten: Statfjord B	60 + 60 i beredskap	120 + 120 i beredskap	sen-sommer
Vanntømming og gassfylling av rørledning	behandlet sjøvann	Under vann: Brent	5 000	10 000	sen-sommer
	glykol	Under vann: Brent	50 + 50 i beredskap	100 + 100 i beredskap	sen-sommer
	hydrokarbongass	Under vann: Brent	500 + 10 000 i beredskap	1 000 + 20 000 i beredskap	sen-sommer
Vanntømming av Statfjord B stigerør og tilkoblingsrør	behandlet sjøvann	Under vann: Statfjord B	50	100	sen-sommer
	sjøvann tilsatt fargestoff	Under vann: Statfjord B	10	20	sen-sommer
	glykol	Under vann: Statfjord B	2	4	sen-sommer
	nitrogen	Plattformdekk: Statfjord B	2,000	4,000	sen-sommer
Vanntømming av feltinternt tilkoblingsrør	vann behandlet med fargestoff	Under vann: Statfjord B	10	10	sen-sommer
	glykol	Under vann: Statfjord B	10	10	sen-sommer
Vanntømming av FLAGS tilkoblingsrør	sjøvann tilsatt fargestoff	Under vann: Brent	6	6	sen-sommer
	glykol	Under vann: Brent	3	3	sen-sommer
Behandlet sjøvann: kjemisk oksygenfjerner, sodiumbisulfitt (< 100 mg/l aktiv ingrediens) biosid, glutraldehyd (< 75 mg/l aktiv ingrediens) Behandlet sjøvann tilsatt fargestoff: som behandlet vann tilsatt fluorescein (7,5 mg/l aktiv ingrediens) Glykol: Monoetylglykol (MEG) (små mengder trietylglykol (TEG) kan være nødvendig ved tilkoblingsrør)					

#### 4.4.7 *Utslipp i forbindelse med legging av rørledningen*

Kjølemedier vil bare bli sluppet ut hvis det oppstår lekkasje fra kjøleenhetene.

##### 4.4.7.1 *Kilder til utslipp*

Tabell 4-7 viser aktuelle kilder til utslipp til luft ved rørlaggingen.

**Tabell 4-7: Kilder til potensielle utslipp til luft**

Utslippskilde	Type utstyr	Gasser avgitt
Forbrenning	Dieselmotorer Nødgeneratorer Forvarmere	CO <sub>2</sub> , CO, NO <sub>x</sub> , N <sub>2</sub> O, SO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , VOC
Kjølemedium	Kjøleaggregater	HCFer
Lagring og håndtering av tørre kjemikalier	Bulktanker Kjemikalierom	Kjemisk støv

##### 4.4.7.2 *Utslipp fra fartøy*

Utslipp til luft fra fartøy som er involvert i rørlaggingsoverasjonen kan beregnes på grunnlag av drivstofforbruk, aktuelle utslippsfaktorer og varigheten av de ulike operasjonsfasene. Tabell 4-8 viser beregnede utslipp til luft

**Tabell 4-8: Beregnede utslipp til luft fra fartøyer under installasjon av rørledninger og havbunnsinstallasjoner**

Aktivitet	Varighet	Drivstoff- forbruk tonn/dag	Drivstoff- forbruk tonn	Utslipp		
	Dager			CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Mob/demob	10	8	80	253.60	4.72	0.96
Leggefartøy	14	15	210	665.70	12.39	2.52
Mob/demob	4	8	32	101.44	1.89	0.38
Trommelfartøy	10	15	150	475.50	8.85	1.80
Mob/demob	5	8	40	126.80	2.36	0.48
Kartleggingsfartøy (alle operasjoner)	34	15	510	1,616.70	30.09	6.12
Mob/demob	10	22	220	697.40	12.98	2.64
MSV (PLEM)	42	18	756	2,396.52	44.60	9.07
Mob/demob	10	22	88	278.96	5.19	1.06
Dykkefartøy (rør og tilkoblinger)	30	18	540	1,711.80	31.86	6.48
Mob/demob	10	10	100	317.00	5.90	1.20
Dykkefartøy (HTT)	14	5	70	221.90	4.13	0.84
Mob/demob	10	10	100	317.00	5.90	1.20
Dykkefartøy (sveising)	14	5	70	221.90	4.13	0.84
Mob/demob	10	10	100	317.00	5.90	1.20
Dykkefartøy (beskyttelsesstruktur)	14	5	70	221.90	4.13	0.84
Mob/demob	5	8	40	126.80	2.36	0.48
Steindumpingsfartøy	40	15	600	1,902.00	35.40	7.20
Mob/demob	5	8	40	126.80	2.36	0.48
Vaktfartøy	87	4	348	1,902.00	35.40	7.20
BEREGNET TOTALUTSLIPP UNDER LEGGING				13,998.72	260.54	52.99
TOTALUTSLIPP FOR BRITISKE LETE- OG PRODUKSJONS-AKTIVITETER TIL HAVS (2001)				19,323,500	52,270	6,290
% AV TOTALT UTSLIPP UNDER LEGGING SAMMENLIGNET MED BRITISKE LETE – OG PRODUKSJONS-AKTIVITETER (2001)				0,07 %	0,50 %	0,84 %

Kilde: Institute of Petroleum, 2000, Learn IT Summary Reports 2001, 2002

#### 4.4.7.3 Støy

Opplevelsen av lyd som støy er avhengig av to grunnleggende forhold, frekvens (målt i hertz (Hz)) og intensitet eller styrke (målt i desibel (dB)). Støynivåer i det marine miljøet dempes med avstand (tredimensjonal spredning) i tillegg til at lyd absorberes i vann. Adsorpsjonsgraden er grovt regnet proporsjonal med kvadratet av frekvensen.

Under installasjonen av rørledningen vil de viktigste støykildene være de ulike fartøyene som deltar i operasjonen. Disse omfatter leggefartøyet, forsyningsfartøy, ankerhåndteringsfartøyer/ slepebåter og hjelpefartøyer. Støynivå under vann fra et leggefartøy eller et forsynings-/hjelpefartøy kan typisk ligge i området 150-180 dB umiddelbart ved kilden.

Støynivåene som marine pattedyr og fisk i vannsøylen kan bli eksponert for er beregnet etter et formelverk utviklet av Richardson *et al.*, 1995, og Erbe/Farmer (2000)

Beregninger viser at et støynivå over 120 dB (som anses som signifikant i forhold til atferden til marine pattedyr) bare vil kunne oppleves innenfor ca. 1 km fra rørleggingsoperasjonene \1\.

### 4.5 Driftsperiode

#### 4.5.1 Vedlikehold av rørledning

Hydrostatisk testing av rørledningen i driftsfasen er ikke vurdert som nødvendig. Årlige inspeksjoner av rørledningstraseen vil bli utført. Forventet levetid for systemet overskrider forventet levetid for feltet. Det er derfor kun planlagt rutinemessige inspeksjoner som å kontrollere tildekking, frie spenn samt tegn på konflikt med fiskeriaktiviteten. Potensielle problemer med ukontrollert bukling på grunn av termisk ekspansjon eller ankere og trålutstyr som henger seg opp i rørledningen, vurderes som svært usannsynlig på grunn av riktig design av sjøbunnsinstallasjoner og nøyaktig installasjon.

Rørledningen er tilrettelagt for 'intelligent pigging' (intelligente rørplugg), som innebærer at en fjernstyrt rørplugg sendes gjennom rørledningen for å kontroll av rørledningens integritet og tilstand.

#### 4.5.2 Kjemikalier

Det vil ikke være utslipp til sjø av hydraulisk olje eller andre kjemikalier i driftsfasen for Tampen Link rørledningen.

### 4.6 Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen

Tidsplan for gjennomføring av utbyggingen er vist i Tabell 4-9

Tabell 4-9: Tidsplan for gasseksportørledning

Aktiviteter/ Milepæler	Tidsrom/ Tidspunkt
Beslutning om videreføring (BoV)	10 mars 2004
Trasekartlegging for rørledning	April 2004
Beslutning om gjennomføring (BoG)	25. februar 2005
Godkjenning av PUD	15. juni 2005
Boreoperasjoner	2006-2011
Legging av rør (tidsvindu)	august-sep 2006
Påkobling av rør	april-aug.2007
Produksj.start, modifik., Fase 1	1. oktober 2007
Modifikasjoner, milepæl Fase 2	1. oktober 2009
Nedstengning	2019-2025

### 4.7 Avvikling

I Statfjord Senfase forventes produksjonen på Statfjord-feltet å fortsette frem til 2018. Det vil i god tid før avslutning av produksjonen, 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.



## 5 Naturressurser og miljøforhold i influensområdet

### 5.1 Innledning

For å kunne vurdere konsekvensene av utbyggingen og drift av rørledningen Tampen Link for miljøet, gis det nedenfor en beskrivelse miljøforhold og naturressurser i influensområdet for rørledningsaktivitetene. Beskrivelsen er basert på eksisterende, publiserte miljødata. Det er ikke foretatt noen ny innsamling av data i forbindelse med dette prosjektet.

Beskrivelsen dekker følgende punkter:

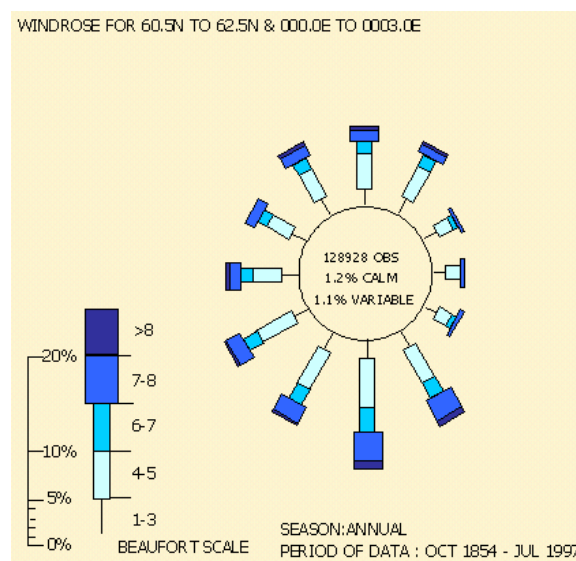
- Generell beskrivelse av det fysiske, kjemiske og biologiske miljø innenfor influensområdet.
- Beskrivelse av fiskeriaktiviteten og andre brukerinteresser knyttet til det aktuelle havområdet.
- Særlig fokus på identifikasjon og diskusjon av påvirkninger fra prosjektaktivitetene på miljøet og omgivelsene som kan gi grunnlag for vesentlige miljøkonsekvenser eller konflikt med andre brukerinteresser i området.

Det britiske departementet for handel og industri (DTI) har besluttet at det skal gjennomføres strategiske konsekvensutredninger (SEA-Strategic Environmental Assessment) før det i framtiden åpnes nye områder for leting og produksjon av olje og gass på britisk kontinentalsokkel. Siden 2000 er det utarbeidet 4 strategiske konsekvensutredninger for britisk kontinentalsokkel. Den strategiske konsekvensutredningen for ”modne” olje- og gass områder i Nordsjøen (Strategic Environmental Assessment of the Mature Areas of the Offshore North Sea – SEA2) overlapper med området for den planlagte rørledningen. Der det er hensiktsmessig, er referanse til SEA2 benyttet for å gi et regionalt perspektiv.

### 5.2 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 /38/. 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 nedbørsmengder /38/.



**Figur 5-1 Vindrose for området for den planlagte rørledningsutbyggingen**

Figur 5-1 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) /34/.

Rørledningen og leggingen av denne vil ikke ha konsekvenser for meteorologiske forhold.

### 5.3 Oseanografi

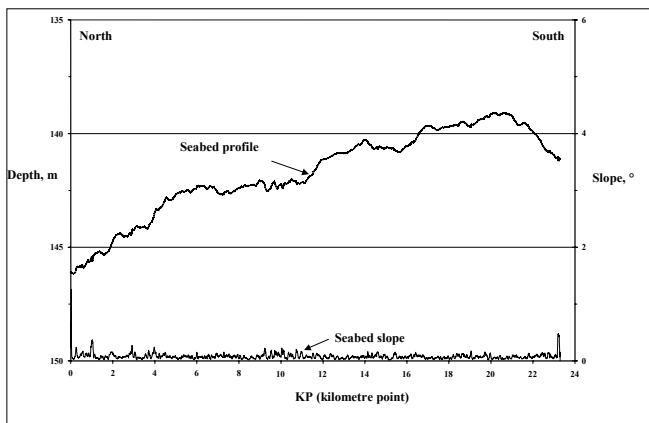
#### 5.3.1 Havbunnstopografi

Havbunnstopografien er viktig for sirkulasjonen i vannmassene og den vertikale omblendingen av vannmassene. Det rektangulære Nordsjøbassenget er

grunt (30-200 m), med en topografi som skråner svakt oppover fra nord til sør og med en dyp forsenkning (maksimal dybde ca. 700 m), Norskerenna, langs den nordøstre ytterkant /37/.

En undersøkelse av havbunnen langs traseen for den planlagte rørledningen viste at den er så godt som flat, med dybdeforskjeller på bare 7 meter mellom den nordlige (146 m dybde) og sørlige (139 m dybde) enden av traseen (Figur 5-2). Helningen langs rørledningstraseen er mindre enn  $0,2^\circ$  /43/.

Rørledningen og leggingen av denne vil ikke ha konsekvenser for havbunnstopografien generelt.



Figur 5-2 Havbunnstopografi i den planlagte rørledningstraseen mellom Statfjord B og sammenkoplingen sør for Brent A.

### 5.3.2 Sedimentkarakteristikk

Havbunnssedimentenes karakteristika lokalt og omfanget av regional sedimenttransport er viktige for å kunne fastslå hvilke potensielle konsekvenser leggingen av rørledningen vil kunne ha. Fordelingen av havbunnssedimenter i denne delen av Nordsjøen skyldes en kombinasjon av hydrografiske forhold, havbunnstopografi og sedimenttilførsel.

Det ble i 2004 gjennomført bunnundersøkelser i en 200 m bred trasé langs den planlagte 23,2 km lange rørledningstraseen fra den nordlige PLEM (Pipeline End Manifold) i nærheten av Statfjord B til den sørlige PLEM sør for Brent A /43/. Undersøkelsen ble utført fra fartøyet "Seaway Petrel" ved bruk av en ROV (Remotely Operated Vehicle - SOLO2) som var utstyrt for det aktuelle formål.

Resultatene viser at overflatesedimentet i området generelt kan beskrives som finkornet til middels finkornet sand. Denne er i enkelte områder blandet med varierende mengder grovere materiale, som generelt varierer i størrelse fra små til mellomstore steiner. Større steinblokker er relativt vanlig og forekommer i større eller mindre grad langs hele traséen. Skjellfragmenter er til stede i sedimentet i varierende mengder. I den sørlige delen av den planlagte rørledningstraseen er innslaget av flekkvise forekomster av grovere sedimenter (steinblokker i en grunnmasse av grus og grov sand) større enn lenger nord /43/.

Det ble også gjennomført grunne seismiske undersøkelser ved havbunnundersøkelsene i 2004 /43/. Disse viser at havbunnen under det umiddelbare overflatesedimentet generelt består av stiv eller svært stiv leire.

Det ble ikke påvist såkalte "pockmarks", dvs. fordypninger i havbunnen som skyldes utlekking av naturgass direkte på havbunnen, eller andre vesentlige objekter (skipsvrak etc.) i det undersøkte området /43/.

Rørledningen skal legges slik at steinblokker unngås, og vil ikke kunne påvirke bunnsedimentene utover det området som blir direkte dekket når installasjonene plasseres på sjøbunnen.

### 5.3.3 Frie vannmasser

Det foreligger flere klassifikasjoner av de frie vannmassene i Nordsjøen. Disse er basert på fordelingen av temperatur, saltholdighet og lagdeling samt typiske strømmønstre /37/. Sirkulasjonen i de frie vannmassene er avgjørende for å opprettholde den biologiske produksjonen og for transport og spredning av planktoniske organismer. Eventuelle forurensende utslipp vil spres etter de samme mekanismene.

Alle større havstrømmer inn til Nordsjøen løper til slutt sammen i Skagerrak som er det geografiske startpunktet for utstrømningen fra Nordsjøen. Hovedinnstrømningen består av vann fra Atlanterhavet som følger 200 m dybdekoten fra nord for Shetland og sørover langs den vestre skrånningen i Norskerenna. En mindre strøm, Fair Isle-strømmen,

strømmer inn i Nordsjøen mellom Shetland og Orknøyene. Denne strømmen er en blanding av kystvann og atlantehavsvann som krysser den nordlige delen av Nordsjøen langs 100 m dybdekoten i et smalt bånd kjent som Dooley-strømmen, før den strømmer inn i Skagerrak.

Den norske kyststrømmen er den eneste strømmen ut fra Nordsjøen, og balanserer således de ulike vannstrømmene inn til Nordsjøen. Sirkulasjonen i Nordsjøen blir forsterket av sørvestlige vinder, og sirkulasjonen er derfor vanligvis kraftigere om vinteren enn om sommeren.

Rørledningen og leggingen av denne vil ikke ha konsekvenser for havstrømmene i Nordsjøen.

#### 5.3.4 Tidevannsstrømmer

Maksimal tidevannsstrøm på overflaten varierer fra 0,25 til 0,5 m/s i det meste av den nordlige Nordsjøen. På Orknøy/Shetlands-plataet er maksimal tidevannsstrøm i overkant av 1,0 m/s /32/. 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 retningsakse nord-sør.

Rørledningen og leggingen av denne vil ikke få konsekvenser for tidevannsstrømmene i den nordlige delen av Nordsjøen.

#### 5.3.5 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 /5/. I de åpne havområdene av Nordsjøen er de årstidsbestemte

endringene i saltholdigheten i overflatevannet forholdsvis små / 38/. Data for området tyder på at verdiene varierer fra 35 til 35,3 ‰ på alle dyp /5/.

Rørledningen og leggingen av denne vil ikke få konsekvenser for temperatur og saltholdighet.

### 5.4 Biologiske ressurser

Aktivitetene i forbindelse med legging og operasjon av den nye rørledningen vil kunne påvirke biologiske ressurser i influensområdet. Nedenfor følger en oversikt over aktuelt plante- og dyreliv, samt deres sårbarhet for miljøpåvirkninger.

#### 5.4.1 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 /15/. 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 /17/.

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 /37/. De fleste planteplankton arter 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 /18/.

Det kan være vanskelig å skille menneskeskapte konsekvenser for havmiljøet fra ”bakgrunnsstøyen” som skyldes hydroklimatiske variasjoner /18/. Virkningene av småskala hendelser som små olje- eller petrokjemiske utslipp er vanskelige å skille fra de naturlige variasjoner.

Planktonsamfunnet er potensielt følsomt overfor forurensende utslipp til havet. Planktonsamfunnets sammensetning i nærheten av den planlagte rørledningen er typisk for Nordsjøen og vil restituere raskt ved en eventuell påvirkning fordi det skjer en kontinuerlig utveksling av individer med omkringliggende vannmasser. Eventuelle konsekvenser av olje- og gassaktivitetene til havs vil være små i forhold til den naturlige variasjonen.

#### 5.4.2 **Bunndyrsamfunn**

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 /12/. Andre viktige faktorer er blant annet påvirkningen fra overliggende vannmasser og næringstilgangen

/13/. 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 /22/ 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 /22/ 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.* /33/ 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.* /33/ delte infaunaen i den dypere (>100 m) nordlige Nordsjøen i to grupper etter sedimenttype, hvor indikatorart for finere sedimenter var polychaetene *Minuspilio cirrifera*, *Aricidea catherinae* og *Exogone 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 Brent-installasjonene viser at de infaunaartene som er karakteristiske for denne delen av Nordsjøen, omfatter polychaetene *Owenia fusiformis* (rørorm), *Thyasira* spp (musling) og *Myriochele* spp /33/.

**Epifaunaen** i prosjektområdet er kjennetegnet av eremittkrabben *Pagurus bernharus*, krepsdyret



*Crangon allmani*, purpursjømus *Spatangus purpureus* og bløtdyret *Colus gracilis*

En regional miljøstudie av Statfjord-regionen i Nordsjøen gjennomført av Statoil og Norsk Hydro, omfattet en vurdering av makrofaunaen på Statfjord A, B og C /8/. Generelt var det store variasjoner i antallet individer (293-3955 individer pr. stasjon), arter (35-110) og mangfold (H' 2,1-5,8) på Statfjord-feltet. Resultatene fra en prøvetakingsstasjon 1000 m sørvest av Statfjord 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.

Bentiske infauna-samfunn er sårbare overfor fysiske og kjemiske endringer/forstyrrelser av sedimentet. Slike forstyrrelser vil kunne skje som følge av prosjektet, men påvirkningen vil være begrenset til et svært lite område. Konsekvensene for faunaen på havbunnen er nærmere drøftet i **kapittel 7**.

### 5.4.3 *Marine pattedyr*

Marine pattedyr omfatter arter som hval, delfiner, niser, sel og oter, som alle er ømfintlige overfor forstyrrelser og forurensning som kan oppstå ved olje- og gassaktiviteten til havs. Oter omtales ikke ytterligere i dette dokumentet siden oter ikke vil kunne opptre innfor influensområdet for rørledningsprosjektet.

Det er kjent at om lag 16 av de 80 kjente hvalartene (hval, delfiner og niser) opptrer i britisk farvann /41/, herunder de store bardehvalene, særlig finnhval, seiwhval og vågehval, men også blåhval og knølhval. Den største av tannhvalene, spermhvalen, forekommer også i farvannet omkring Storbritannia, men det er bare observert voksne hanner /41/. De mellomstore hvalene er representert ved grindhval og spekkhogger. De mindre artene omfatter rissodelfin, kvitskjeving, kvitnos, vanlig delfin og stripedelfin, samt nise og tumler.

Tilgjengeligheten på fisk som føde er avgjørende for hvorvidt sjøpattedyrene kan opprettholde reproduksjonen. Det vil måtte forventes endringer i bestandene som følge av endringer i tilgjengeligheten av primære förfiskearter /19/.

#### 5.4.3.1 *Hvalforekomster i Nordsjø-området*

De vanligste hvalartene i Nordsjøen er nise, tumler, kvitnos, kvitskjeving, spekkhogger og vågehval /19/. Nise er den vanligste hval arten i dette området. Den blir observert året rundt, men i størst antall i juli /49/. Det er observert få andre hval arter langs traséen for den planlagte rørledningen. Spekkhogger (lavt til svært høyt antall), vågehval (lavt antall), kvitnos (lavt til moderat antall), kvitskjeving (lavt til høyt antall) og rissodelfin (lavt antall) er imidlertid observert i tilliggende områder /49/. På grunn av det lave antallet hval som er registrert i nærområdet til rørledningen, er det lite sannsynlig at arbeidet med å legge rørledningen vil få nevneverdig innvirkning på hvalforekomstene.

#### 5.4.3.2 *Selforekomster i Nordsjø-området*

To selarter er hjemmehørende i Nordsjøområdet, nemlig steinkobbe og havert. Havert er å finne langs de mest vær harde delene av kysten, særlig rundt de skotske øyene og den norske vestkysten, mens steinkobben er å finne i smulere vik og estuarier med sandbunn. Sea Mammal Research Unit /41/

(skotsk forskningsenhet for sjøpattedyr) anslo i 2000 bestanden av gråsel til 120.000 i britisk farvann, noe som utgjør litt under halvparten av den totale bestanden på verdensbasis. Storbritannia har ca. 5 % av verdens totale bestand av steinkobbe og ca. 50 % av bestanden i EU /28/.

Om lag 40 % av totalbestanden av havert forplanter seg i britiske områder, og de største forplantningsområdene er foreslått som særskilte bevaringsområder (SAC). Studier har vist at selv om haverten kan vandre langt i jakten på mat, finner den mesteparten av maten innenfor en radius på 50 km. Steinkobbens bevegelser er sterkt påvirket av næringstilgangen lokalt, og mesteparten av forflytningene kan betraktes som "lokale" sammenlignet med gråselens bevegelser.

På grunn av selartenes fødesøks-atferd, og på grunn av avstanden mellom den planlagte rørledningstraséen og nærmeste kystlinje, er det lite sannsynlig at gråsel eller steinkobbe vil opptre i området.

Marine pattedyr er sårbare overfor olje- og kjemikalieutslipp, støyforstyrrelser fra skipsfarten og skade pga. sammenstøt med skip.

Virkningene av støy på marine pattedyr varierer fra mild irritasjon via redusert fødesøk til hørselstap, og i ekstreme tilfeller skade eller død /19/. Selv om det ikke foreligger bevis for at skipsstøy virker skadelig på sel eller småhval, er det indikasjoner på at større hvalarter unngår områder med stor aktivitet /17/. Konsekvensene av arbeidet med installering av rørledningen for marine pattedyr drøftes også i **kapittel 7**.

Joint Nature Conservation Committee /29/ har utarbeidet en sårbarhetsindeks for havområder (Offshore Vulnerability Index – OVI). OVI vurderer sjøfuglers sårbarhet overfor overflateforurensning. Generelt er antallet sjøfugl til havs størst i hekkesesongen og om vinteren, mens bestandene til havs er mindre om våren og tidlig på sommeren, når fuglene søker mat nærmere hekkeplassene langs kysten. Sjøfuglens sårbarhet i prosjektområdet er regnet for å være "lav" til "moderat" hele året, unntatt i juli/august, oktober og november da den er "høy" (Figur 5-3) /29/. Sårbarheten er knyttet til plasseringen av det planlagte utbyggingsområdet i forhold til øyene nord i Skottland (særlig Shetland) og den norske vestkysten, som er svært viktige for et stort antall sjøfugl i hekkesesongen. Mange arter som trekker til og fra hekkeplasser på øyene nord i Skottland i løpet av året, passerer gjennom prosjektområdet. Sårbarheten er størst etter hekkesesongen (juli) når mange av sjøfuglene trekker til havs fra koloniene langs kysten og farvannene rundt. Sjøfugl som søker næring eller hviler på havflaten er mest sårbare overfor forurensning. Alkefugler (f.eks. lomvi, alke og lundefugl) er mest sårbare etter hekkesesongen (juli-august) når de ikke kan fly under fjærfellingen og derfor tilbringer lange perioder på havoverflaten.

Havhesten er den arten som er registrert i størst antall til havs på britisk kontinentalsokkel, og som også har videst utbredelse /49/,/30/,/17/. Havhesten finnes i området hele året. Også havsule, krykkje og storjo finnes i betydelig antall i det aktuelle området. (Tabell 5-1). Næringssøks-mønsteret til disse artene samt bestandenes størrelse og store utbredelse tilsier at de er mindre sårbare for oljeforurensning.

#### 5.4.4 Sjøfugl

En rekke sjøfuglarter av stor internasjonal betydning hekker i kystområdene rundt Nordsjøen, og er avhengig av Nordsjøen som habitat. Evans /23/ anslo i 1973 bestanden av hekkende sjøfugl til 1,3 millioner par, mens Tasker *et al.* /45/ i 1987 anslo den totale hekkebestanden til overkant av 2 millioner par. Selv om noen av disse fuglene vil vandre til farvann i Atlanterhavet utenom hekkesesongen, er mange avhengig av Nordsjøen hele året.

**Tabell 5-1: Sjøfuglarter i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.**

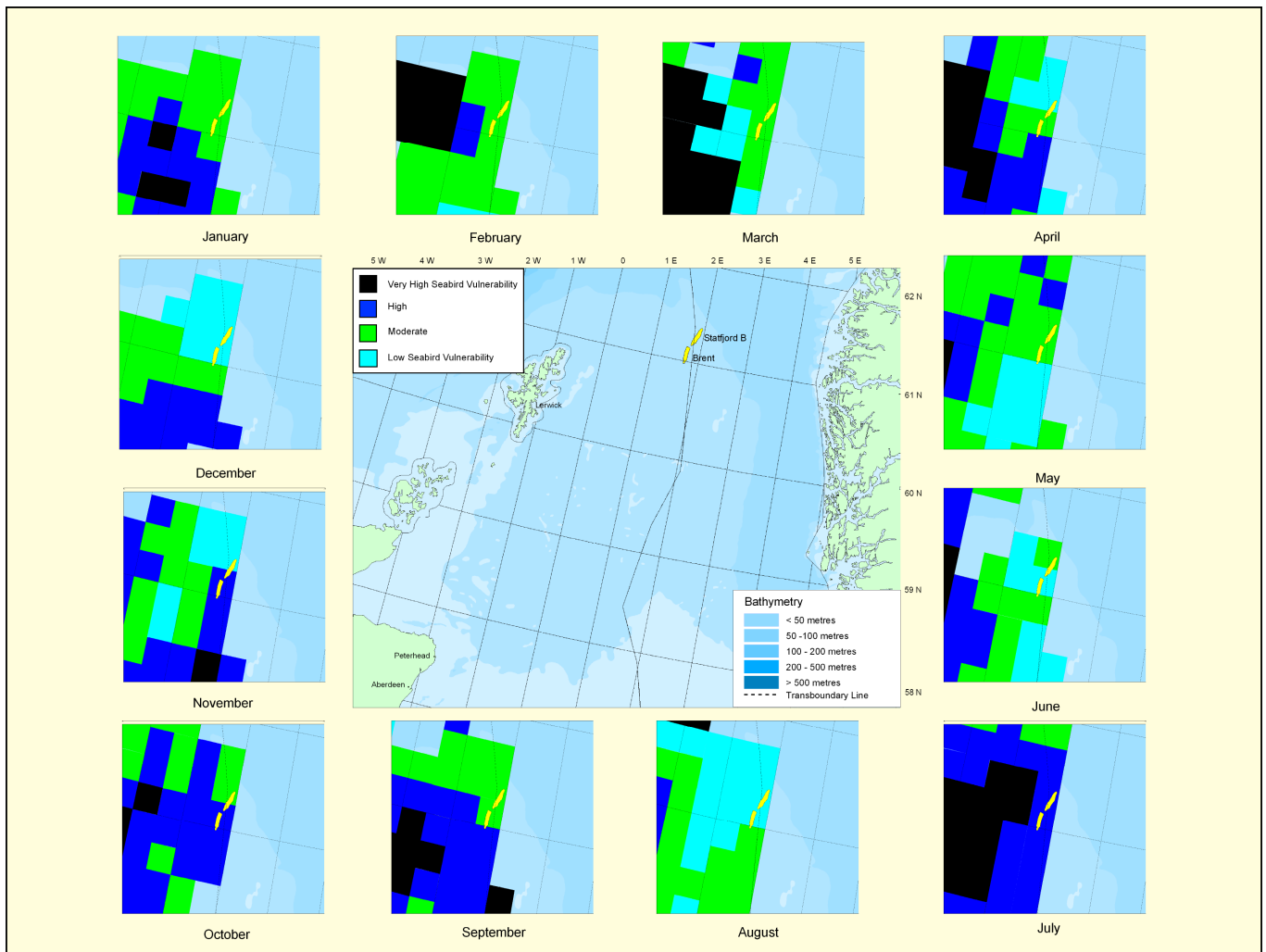
Sjøfuglart
Lomvi og alke Tettheten varierer hele året, høyest antall i juli.
Havhest Arten er tilstede i området hele året. Tettheten i området er størst fra april til juli og i september, oktober og desember.
Havsule Lav til moderat tetthet hovedsaklig fra mars til august.
Størjo Utbredt fra mai til september, men i lav til moderat tetthet.
Krykkje Tilstede i lav til moderat tetthet hele året, større tetthet i området fra januar til april.

NB: Tettheten av sjøfugl: lav: 0,01-0,99 fugler/km, moderat: 1,0-4,99 fugler/km, høy: 5,0-9,99 fugler/km, svært høy: >10,0 fugler/km (UKDMAP, 1998/ 49/).

Kilde: Skov *et al.*, 1995 /40/; Stone *et al.* 1995 /44/, UKDMAP 1998 /49/; JNCC, 1999 /29/.

Sjøfuglbestandene er sårbare overfor overflateforurensning, særlig olje. Lomvi, alke og lundefugl er mest sårbare under fjærfellingen, da de ikke kan fly og tilbringer lange perioder på havflaten. Sjøfuglens sårbarhet overfor oljesøl i dette området er regnet for å være "lav" til "moderat" hele året, unntatt i juli, oktober og november da den er "høy".

Konsekvensene av de planlagte rørledningsaktivitetene for sjøfugl drøftes også nærmere i **kapittel 7**.



Figur 5-3 Utbredelsen av sjøfugl i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.

#### 5.4.5 Fisk

Totalt er det registrert 224 fiskearter i Nordsjøen. De fleste er vanlige arter som er typisk for farvannene på sokkelen, men det finnes også dypvannsarter langs den nordre kontinentalsokkelen og i Norskerenna og Skagerrak. Det er anslått at over 95 % av den totale biomassen av fisk utgjøres av under 20 arter. Fiskeartene i Nordsjøen kan grovt deles inn i pelagiske arter, som lever i de frie vannmassene, og bunnlevende arter, som lever nær eller på havbunnen. Skalldyrartene består av bunnlevende arter, herunder bløtdyr og krepsdyr som reke, krabbe, *Nephrops norvegicus* (sjøkreps), muslinger og skjell.

Selv om Nordsjøen er et viktig område for fiske, er flere av nøkkelbestandene redusert til kritiske nivåer. Det ble bekreftet at torskebestanden i 2000 var nær ved å kollapse, og andre arter, som tobis, øyepål, hyse og rødspette, anses nå for å ha overskredet 'sikre biologiske grenser' og er avhengig av enkelte gode gyteår og nyrekruttering til gytebestandene /54/.

Gyteområdene for fisk med pelagiske egg er spredt over hele Nordsjøen. Fisk som legger eggene på sedimentene (f.eks. sild og tobis), har mer avgrensede gyteområder /37/ og kan derfor i visse sammenhenger være mer sårbare overfor ytre påvirkninger, f.eks. forstyrrelser på havbunnen i forbindelse med installasjon av rørledninger og havbunnsinstallasjoner.

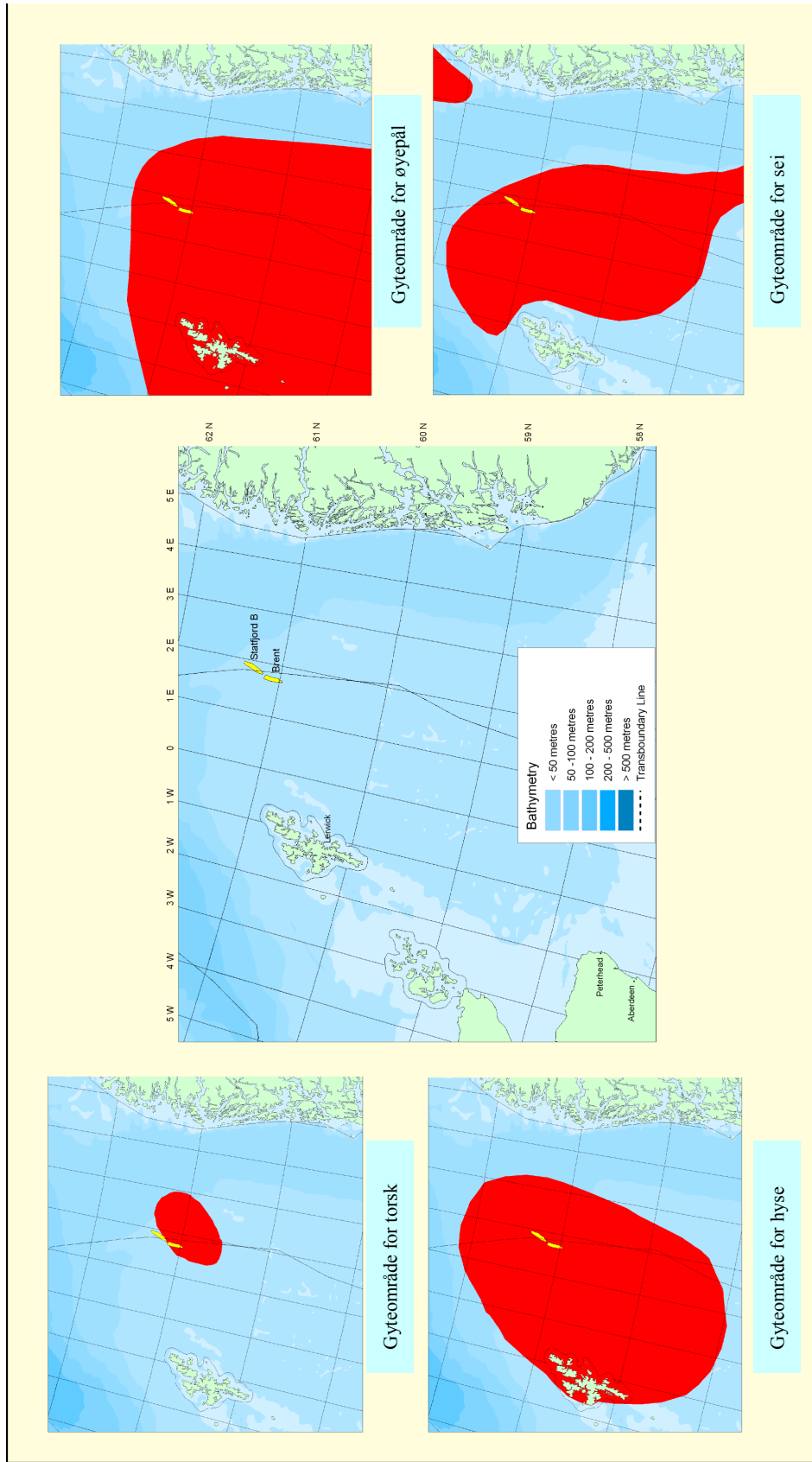


### Gyte- og oppvekstområder

Nøyaktig lokalisering og utstrekning av gyte- og oppvekstområdene for fisk vil normalt variere fra år til år /17/. I enkelte områder kan det observeres at gytebestandenes tetthet er noe høyere enn i tiliggende områder over flere år. Disse områdene kalles da gyteområder. Traseen for den planlagte rørledningen sammenfaller med identifiserte gyteområdene for torsk (januar til april), hyse (februar til mai), sei (januar til april) og øyepål (januar til april) (Figur 5-4).

Selv om den nordlige Nordsjøen er et viktig gyteområde for torsken, gyter den over hele Nordsjøen. Torsk gyter i vannsøylen, og larvene

spres i de øverste 30 meter. Etter 3-5 måneder beveger yngelen seg ned mot bunnen. Hovedgytesesongen for torsk er i februar og mars. Hyse betraktes generelt som bunnfisk, men arten lever også i de frie vannmassene. Hysens viktigste gytesesong er fra midten av mars til tidlig i april /20/, og hovedområdet for gyting ligger mellom Shetlandsøyene og Norskerenna og sørover mot Fladen Grunn (Knijn *et al.*, 1993). Hyseegg og -larver lever i de frie vannmassene de første sju månedene og forekommer i overflatevannet ned til 40 m. Etter sju måneder blir de bunnlevende. De viktigste gyteområdene for sei ligger øst for Skottland og langs kanten av Norskerenna /20/. Hovedsesong for gyting er mellom januar og april.



Figur 5-4: Gyteområder for fisk i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.

Etter en kort pelagisk fase vandrer ungfisken til oppvekstområder nær kysten, hvor de oppholder seg i 3-4 år før den igjen vandrer til dypere farvann. For øyepålen, som er en bunnlevende rovfisk, foregår gytingen hovedsaklig i februar og mars. Øyepålen antas ikke å ha faste oppvekstområder, men holder seg i nærheten av gyteområdene i nordre Nordsjøen. Øyepålen egner seg ikke til konsum, men er en viktig art i industritrål-fisket, og for øvrig en viktig næringskilde for hyse, hvitting, torsk og lysing /35/.

Oppvekstområder for makrell, hyse, øyepål og kolmule ligger i området for den planlagte rørledningen (Figur 5-5).

Den planlagte rørledningstraseen sammenfaller ikke med kjente gyte- eller oppvekstområder for skalldyrarter som *Nephrops*.

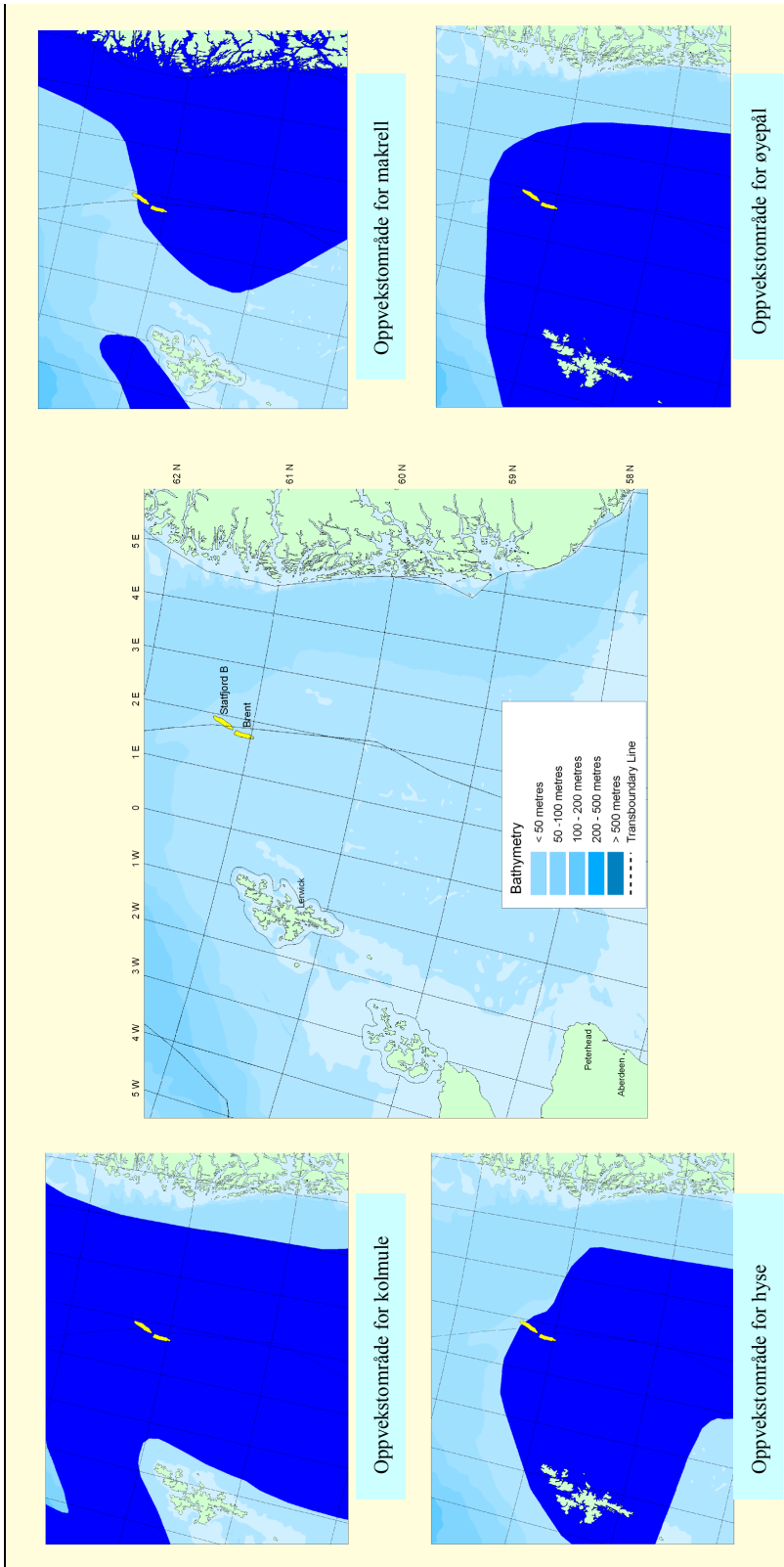
Konsekvensene av olje- og gassaktivitetene for fiskebestandene kan i hovedsak knyttes til eventuelle akutte oljeutslipp fra lete- og produksjonsaktiviteten samt til en viss grad seismiske undersøkelser og havbunnsintervensjoner /17/.

Egg, larve og ungfiskstadier er særlig sårbare overfor ytre påvirkninger  
Sensitive bunngytende arter som tobis, sild og sjøkreps, er sårbare overfor alle fysiske forstyrrelser av gyte- og oppvekstområdene.  
Det aktuelle prosjektområdet berører imidlertid ikke gyteområder for disse artene.  
Traseen for den planlagte rørledningen krysser gyteområder for torsk, hyse, sei og øyepål.  
Disse artene regnes for mindre sensitive fordi de er utbredt over store deler av Nordsjøen. Det er registrert en viss konsentrasjon av torskegyting i det aktuelle området.

Konsekvensene av arbeidet med installering av rørledningen for gyteområdene for fisk drøftes nærmere i **kapittel 7**.

#### 5.4.6 *Fiskeri*

Sårbarhetskart for fiskeri er utarbeidet av den britiske organisasjonen for offshore operatører UKOOA (UK Offshore Operators Association) /16/. Kartene viser den relative verdien av fiskeressursene i hvert av ICES-feltene for å gi en indikasjon på samlet kommersiell betydning. Det nordøstlige Shetlandsbassenget, som sammenfaller med den planlagte traseen for rørledningen, har "moderat" verdi for kommersielle fiskerier sammenlignet med andre områder i Nordsjøen. Ifølge statistikk fra 2003 fra britisk fiskerisforskning (FRS – Fisheries Research Services) /24/ er området viktig for fangst av både pelagiske og bunnlevende arter, herunder makrell, sild, hyse, torsk, hvitting og sei.



Figur 5-5: Oppvekstområder for fisk i området rundt Statfjord- og Brent-feltene i nordre Nordsjøen.

Figur 5-6 viser samlet fiskeinnsats (timeforbruk) for britiske fartøyer som ilandfører fangst til Skottland fra ICES-felt 51F1 mellom 1999 og 2003 /24/. Fra 1999 til 2003 var den totale fiskeinnsatsen for britiskregistrerte fartøyer som ilandførte fangst til Skottland fra ICES-felt 51F1, henholdsvis 2.806, 4.203, 3.458, 15.240 og 12.200 timer (Figur 5-6) /24/. I 2003 var bunntråling (dobbel-/ trippeltrål og partrål) den dominerende fangstmetoden i ICES-felt 51F1, fulgt av pelagisk tråling og deretter snurrevad

Tabell 5-2).

Det foregår fiske i området hele året, men fiskeinnsatsen er noe mindre i desember og januar enn ellers i året. Samlet britisk fiskeinnsats i dette området er moderat i forhold til i andre ICES-felt i Nordsjøen, hvor gjennomsnittlig årlig fiskeinnsats er over 20.000 timer /24/.

**Tabell 5-2: Fangstmetoder etter utstyr brukt i ICES-felt 51F1**

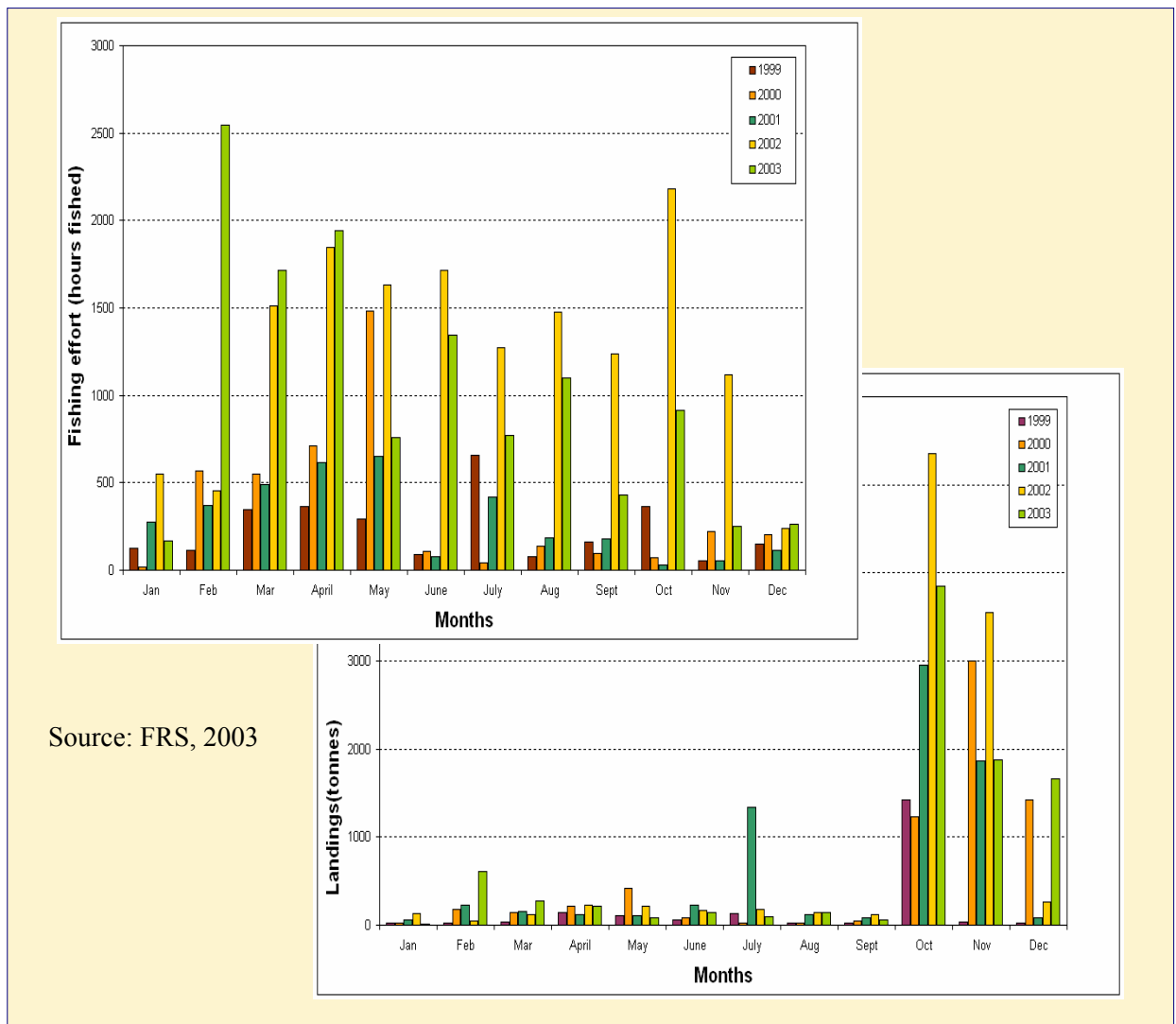
Fangstredskap	Fiskeinnsats i timer i 2003
Pelagisk trål	1,008
Pelagisk partrål	528
Bunntrål (dobbel-/ trippeltrål)	4,800
Partrål med bunntrål	4,168
Snurrevad	576
Snurrevad brukt på partrålvis	120

Kilde: FRS, 2003 /24/

Britiskregistrerte fartøyers samlede årlige ilandføring av fangst til Skottland fra ICES-felt 51F1 for årene 1999-2003 var henholdsvis 2.067, 6.807, 7.341, 10.519 og 9.005 tonn (Figur 5-6). Dataene gjelder britiskregistrerte fartøyer som bare leverer i Skottland, og tar ikke med fiskeinnsats og fangst i dette feltet gjort av andre lands fartøyer. Dataene kan derfor gi et for lavt anslag over den faktiske fiskeinnsatsen eller fangsten fra ICES-felt 51F1 i perioden. De pelagiske artene makrell og sild dominerer den samlede årlige fangsten mellom 1999 og 2001. I denne perioden økte fangsten av pelagisk fisk fra 64 % til 82 % av samlet årlig fangst. I 2002 og 2003 dominerte makrell den samlede årlige fangsten med henholdsvis 82 % og 85 % av årlig totalfangst. Det pelagiske fisket foregår hovedsakelig fra oktober til desember, med noe fangst i mai, juni, juli og september. Tilsvarende har det vært en reduksjon i fangsten av

bunnfisk, som er redusert fra 36 % av totalfangsten i 1999 til 15 % i 2003. De senere årene har fangsten av bunnfisk fra ICES-felt 51F1 vært størst i februar og juli, og de fiskeslagene det er fanget mest av, er hyse, torsk, hvitting, og sei. Generelt er fangsten av skalldyr i området ubetydelig. Fra 1999 til 2002 utgjorde skalldyrfangsten 1-10 % av totalfangsten /24/.

I norske farvann har Tampenområdet (ca. 8.000 km<sup>2</sup>) historisk vært det viktigste området for norsk tråling etter konsumfisk i Nordsjøen /6/. Staffjordfeltet ligger vest i Tampenområdet (statistikk lokasjon 4274). Fangsten på denne statistikk lokasjonen representerte henholdsvis 13 %, 9 % og 8 % av norsk totalfangst av konsumfisk i Nordsjøen i årene 1997, 2000 og 2003 /6/. Fiskeinnsatsen i området er størst i januar og februar, med mindre aktivitet om høsten /6/.



Figur 5-6: Kommersiell fiskeinnsats og totalfangst for ICES-felt 51F1 i perioden 1999-2003

Kommersielle fiskerier er følsomme overfor både naturlige endringer i fiskebestandene og fiskeriinnsatsen selv. Flere arter står i en økologisk sårbar stilling.

Rørledningsaktiviteten vil innebære en arealmessig liten og kortvarig hindring for utøvelsen av fiske i området i rørleggingsperioden. Britiske fartøyer fisker i området hele året, men hovedaktiviteten er i perioden oktober til desember. I norske farvann foregår tråling etter konsumfisk i Tampen-området hovedsakelig i januar og februar. Generelt er fiskeinnsatsen i området moderat i forhold til andre områder av Nordsjøen. Området er viktig for både pelagiske og bunnlevende arter, herunder makrell, sild, hyse, torsk, hvitting og sei.

Konsekvensene av den planlagte rørledningen for fiske drøftes nærmere i **kapittel 7**.

## 5.5 Verneområder til havs – EUs habitatdirektiv

I 1992 vedtok EU rådsdirektiv 92/43/EØF om bevaring av habitater og vill fauna og flora (“habitatdirektivet”) og rådsdirektiv 79/409/EØF om vern av villlevende fugler (“fugledirektivet”) som et virkemiddel for å sikre fortsatt biologisk mangfold i medlemsstatene i Europa. Habitatdirektivet krever at det opprettes et europeisk nettverk av verneområder som skal bidra til vern av de habitatene og artene som er listet i vedlegg I og II til direktivet. I Storbritannia er EUs habitatdirektiv nedfelt i lovgivningen ved Conservation (Natural Habitats &c) Regulations 1994 (Forskrift om bevaring av habitater &c, 1994), og gjelder på land og i 12-milssonen i britisk territorialfarvann. Virkeområdet for direktivet er i den senere tid også utvidet til å omfatte åpne havområder på britisk side.

Britiske myndigheter, under veiledning fra Joint Nature Conservation Committee (JNCC) og Department of Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), har i henhold til EUs habitatdirektiv lovfestet myndighet til å foreslå havområder og arter (basert på habitattypen og de artene som er listet i vedlegg I og II til direktivet) utpekt som særskilte bevaringsområder (Special Areas of Conservation (SAC)). Områder som blir foreslått utpekt som særskilte bevaringsområder kalles kandidat-SAC (cSACs), og vil bli behandlet som om de allerede var vedtatt SAC, dvs. at all aktivitet som kan ha signifikant innvirkning på området, må utredes og begrunnes på en hensiktsmessig måte.

Relevante habitattyper og arter listet i Vedlegg I og Vedlegg II til habitatdirektivet er gjengitt i Tabell 5-3.

**Tabell 5-3: Habitater listet i vedlegg I og arter listet i vedlegg II som finnes i britisk farvann**

Habitater listet i vedlegg I som forekommer i Nordsjø-området og som er vurdert utpekt som SAC
Sandbanker som til enhver tid er dekket av grunt sjøvann Rev (grunnfjell, biogenisk og steinet) Rev dannet av en rekke utstikkende deler av grunnfjell som kan ha ulik topografisk form, Rev bestående av ansamlinger av steinblokker og stein som kan ha noen finere sedimenter i mellomrommene, og Biogeniske rev – dannet av kaldtvannskoraller (f.eks. <i>Lophelia pertusa</i> ) og <i>Sabellaria spinulosa</i> Undersjøiske strukturer som dannes av gass som lekker fra bunnen Undersjøiske og delvis undersjøiske grotter
Arter listet i vedlegg II og som forekommer i Nordsjøen.
Havert Steinkobbe Tumler Nise

Kilde: JNCC, 2002 /30/.

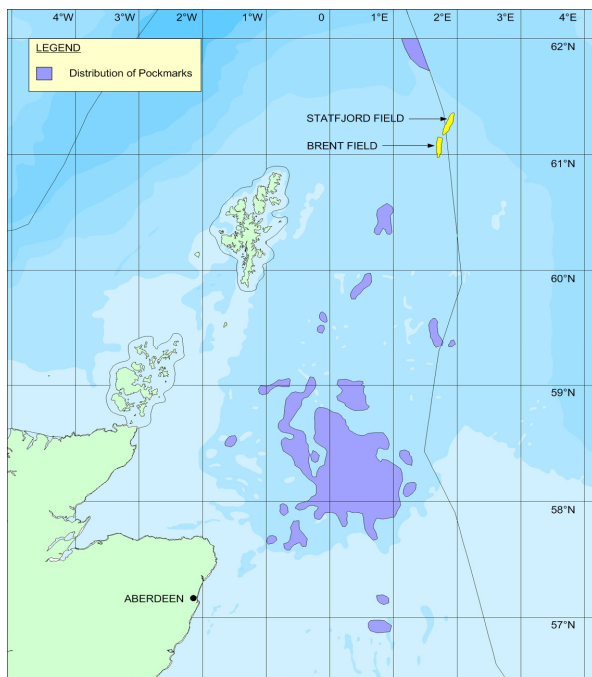
### 5.5.1 Vedlegg I-habitater

De viktigste ansamlingene av “sandbanker til havs som til enhver tid er dekket av et grunt lag sjøvann” forekommer i den sørlige delen av Nordsjøen langs nord og nordøst kysten av Norfolk, i det ytre estuariet til Themsen, utenfor sørøstkysten av Kent og utenfor nordøstkysten av Isle of Man (/30/). Denne habitattypen finnes ikke i traseen for den planlagte rørledningen.

Såkalte ”pockmarks” (grunne, eggformede groper i havbunnen) som inneholder karbonstrukturer (metanavledet autigen karbonat = Methane-Derived Authigenic Carbonate (MDAC)) avsatt av metanoksiderende bakterier fra undersjøiske strukturer, omfattes av “undersjøiske strukturer som er dannet av gass som lekker opp fra bunnen” i Vedlegg I. Undersøkelser og modellstudier har vist at pockmarks lettest oppstår i sedimenter som består av bløtt, siltaktig slam /18/. Figur 5-7 viser distribusjonen av pockmarks i den britiske delen av Nordsjøen. Det ble ikke påvist pockmarks under undersøkelsen av havbunnen ved rørledningstraséen /43/.

Undersjøiske eller delvis undersjøiske grotter er svært utbredt i kystnære farvann, men det er ikke kjent at slike forekommer til havs (fra 12 til 200 nautiske mil fra kysten) /31/. Denne habitattypen finnes derfor ikke i nordre Nordsjøen.





Figur 5-7: Distribusjon av pockmarks i Nordsjøen

(Kilde: DTI, 2001b /18/)

Kaldtvannskoraller av typen *Sabellaria spinulosa* er utbredt i britiske havområder, særlig i Nordsjøen, Irskesjøen og Den engelske kanal. Det fulle omfanget og utbredelsen av disse revene er ikke kjent /30/. Det foreligger ikke informasjon om rev i nærheten av den planlagte rørledningstraséen /21/

Korallrev av typen *Lophelia pertusa* er vanlige i vestlige britiske havområder, men så godt som fraværende i britisk sektor i Nordsjøen /17/, /21/. I Storbritannia er *L. pertusa* funnet i små kolonier fra nord for Shetlandsøyene til langt vest av Rockall, med hovedforekomsten fra Rockall og vestover /53/. Den reelle utbredelsen av slike rev i britisk farvann er imidlertid ikke kjent /28/. Det er en rekke forekomster av *Lophelia pertusa* rev i norske kyst- og kystnære områder.

Det er eksempler på omfattende kolonisering av *L. pertusa* på bunnstrukturen til fakkeltårnet på Brent-anlegget /14/, og det er funnet flere kolonier av *L. pertusa* på flere av de store olje- og gassinstallasjonene i nordre Nordsjøen. Det kan imidlertid hevdes at tilstedeværelsen av *L. pertusa*-kolonier på installasjoner i Nordsjøen er et artefakt som skyldes tilstedeværelsen av menneskeskapte strukturer i havet, og at disse opportunistiske koloniene ikke er verneverdige.

## 5.5.2 Vedlegg II-arter

Nise er den eneste arten som er listet i vedlegg II som man vet forekommer i denne delen av Nordsjøen. Denne arten forekommer i området hele året, men antallet er størst i juli /49/. Det finnes lite informasjon om denne artens totale utbredelse og antall i britisk farvann. Som del av SCANS-prosjektet /26/ ble det gjennomført en britisk undersøkelse som dekket 60-70 % av relevante habitater i britisk farvann. Undersøkelsen estimerte totalbestanden i den britiske eksklusive økonomiske sone (Exclusive Economic Zone - EEZ), som går 200 nautiske mil ut fra land, til ca. 150.000 individer. Antallet niser i britisk farvann varierer imidlertid med årstiden, og det er til enhver tid trolig flere dyr som vandrer gjennom britisk farvann enn som oppholder seg der /28/. 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 /28/.

Basert på den informasjonen som er tilgjengelig, finnes det ingen kjente verneverdige korallrev, områder med "pockmarks" eller andre habitater listet i vedlegg II i området for den planlagte rørledningen. Nise er den eneste arten definert i vedlegg II til habitatdirektivet, som er observert i dette området.

Det aktuelle prosjektområdet anses å ha liten relevans i forbindelse med vernetiltak etter Habitatdirektivet, se også **Kapittel 7**.

## 5.6 Andre brukerinteresser

### 5.6.1 Skipsfart

Data om skipsleder innenfor en radius på 10 nautiske mil (~18,4 km) fra den planlagte rørledningen er innhentet fra Anatec UK Ltd /10/.

Elleve skipsleder passerer innen 10 nautiske mil fra rørledningens midtpunkt, og skipsledene trafikkeres av totalt ca. 740 fartøyer i året, noe som tilsvarer et gjennomsnitt på ca. 2 fartøyer pr. dag (Tabell 5-4 og Figur 5-8).



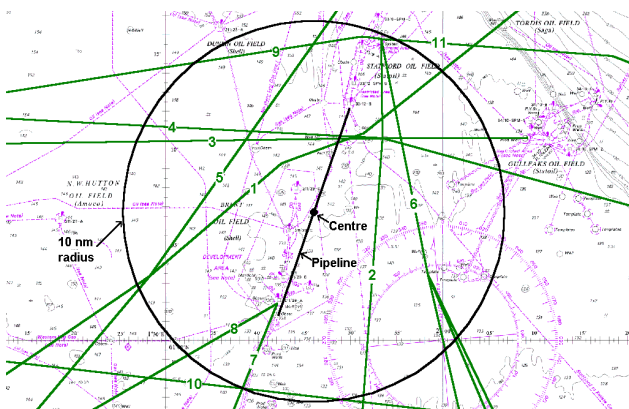
**Tabell 5-4: Skipsleder som passerer innen 10 nautiske mil fra rørledningens midtpunkt**

Led nr.	Beskrivelse	CPA (nm)	Kurs (°)	Skip pr. år	% av total
1	Nordfjord-Lerwick*	3,0	340	8	1 %
2	Humber-Statfjord Term.*	3,3	94	32	4 %
3	Gullfaks Term.-Milford Haven*	3,8	359	44	6 %
4	Sognefjorden-Færøyene*	4,1	3	136	18 %
5	Moray Firth-N Norway/Russia	5,1	305	24	3 %
6	Statfjord Term.-Hamburg*	5,2	79	188	25 %
7	Aberdeen-Brent Shell*	5,2	202	130	18 %
8	Brent-Lerwick Shell*	5,2	202	130	18 %
9	Statfjord Term.-Milford Haven*	8,7	351	32	4 %
10	Island-Sognefjorden*	9,6	187	8	1 %
11	Sognefjorden-Statfjord Term.	9,8	22	8	1 %
TOTAL				740	100 %

\* Når to eller flere leder har samme posisjon, er den tettest trafikkerte leden ført opp.

Kilde: Anatec UK Ltd (2004) /10/

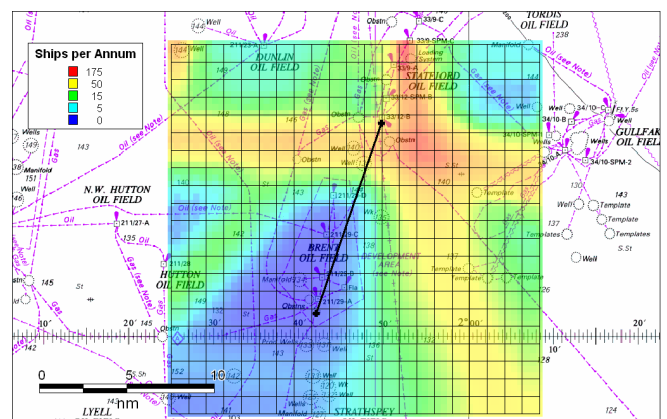
Flertallet av fartøyene som trafikkerer området er store tankere (61 %) og offshore-fartøyer (35 %). Resten av trafikken består av lasteskip. De fleste tankerne som trafikkerer området (68 %) er større enn 40.000 tonn dødvekt (DWT).



**Figur 5-8: Skipsleder i en radius på 10 nautiske mil fra rørledningens midtpunkt**

Kilde: Anatec UK Ltd (2004) /10/

Skipstettheten er illustrert i Figur 5-9. Tettheten av skip varierer langs rørledningstraseen. Relativt betydelig tetthet i den nordlige delen kan tilskrives tankertrafikk til og fra Gullfaks-feltet. Generelt er trafikknivået i rørledningsområdet lavt til moderat. Ingen celler på 1 x 1 nautisk mil hadde gjennomsnittlig skipstetthet større enn ett skip pr. dag.



**Figur 5-9: Skipstetthet i den planlagte rørledningstraseen**

Kilde: Anatec UK Ltd (2004) /10/

### 5.6.2 Olje- og gassinstallasjoner

Den nordlige delen av Nordsjøen er et område med intens olje- og gassaktivitet. I nærheten av det planlagte utbyggingsområdet er det flere installasjoner, både i norsk og britisk farvann. I tillegg til Statfjord og Brent er andre felt på britisk kontinentalsokkel Hutton (Kerr-McGee), NW Hutton (BP), Dunlin/Dunlin SW (Shell), Ninian (Kerr-McGee) og Strathspey (Texaco) (DTI, 2001). På norsk sokkel finnes de Statoil opererte feltene Gullfaks, Snorre, Visund, Tordis, Gullveig og Rimfaks. Havbunnsinstallasjonene på Gullveig er den installasjonen som ligger nærmest den planlagte rørledningen, ca 9 kilometer øst for traseen.

### 5.6.3 Forsvaret

Det er ikke kjent at det foregår rutinemessige militære aktiviteter, som ubåtøvelser e.l. i området.

#### 5.6.4 *Kulturminner*

Det finnes to registrerte skipsvrak i området som er avmerket på sjøkart, ett ligger 9 km nordøst for Brent B og det andre 9 km sør for Brent A.

#### 5.6.5 *Kabler*

Det er ingen kjente telekommunikasjons- eller kraftkabler i nærheten av den planlagte rørledningstraseen. Med unntak av rørledningskryssningene som er beskrevet i **kapittel 4**, er det ingen andre olje- eller gassrørledninger i nærheten av eller langs den planlagte rørledningstraseen.

Den relativt intense skipstrafikken i forbindelse med leggingen av rørledningen kan føre til en viss konflikt med andre brukere av havområdet, som fiskefartøyer og annen skipstrafikk. Det er liten til moderat skipstrafikk i området, med 11 distinkte skipsleder. Det er ikke kjent at det foregår rutinemessige militæroperasjoner i området. Det er ingen kjente undersjøiske telekommunikasjons- eller kraftkabler i området. De to kjente skipsvrakene som finnes i området, er avmerket på sjøkart. Konsekvensene av den planlagte rørledningen for andre brukere av havområdet regnes for liten, se også Kapittel 6.

## 5.7 Miljøsensitiviteter – et sammendrag

Tabell 5-5 gir et sammendrag av identifiserte miljøsensitiviteter og deres variasjon over året innenfor det planlagte utbyggingsområdet.

**Tabell 5-5: Årstidsavhengige miljøsensitiviteter**

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 tilliggende 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 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.												

## 6 Miljørisiko

### 6.1 Metode

#### 6.1.1 Metodebeskrivelse

Metoden som er benyttet i denne utredningen er basert på bredt anerkjente metoder for miljørisikoanalyser i den internasjonale petroleumsindustrien og i andre industrisektorer. Metoden er en tilpasning basert på standarder for risikovurdering og -klassifisering i den britiske standarden BS 8800:1996 (BSI, 1996), DTIs retningslinjer for konsekvensutredninger (DTI, 2003) og vanlig anvendte metoder ved konsekvensutredninger på britisk sokkel. Den anvendte metoden tilfredstiller også norske retningslinjer for konsekvensutredninger.

Metoden går ut på å kvantifiserer **risikoen** for miljøet ved å undersøke hvilke mulige konsekvenser de ulike prosjektaktivitetene kan få for miljøressurser eller brukerinteresser (ofte kalt reseptorer-f.eks. bunndyrsamfunn, sjøfugl, kommersielt fiske etc). Utvalget av reseptorer som blir vurdert avhenger av hvilken konkret operasjon (prosjektaktivitet) som betraktes.

Risikoestimatet bygges opp av to separate elementer: **sannsynligheten** for at en hendelse som kan ha innvirkning på miljøet inntreffer, og **konsekvensen** for miljøet dersom hendelsen inntreffer. Miljørisikovurderingen er delt i tre trinn:

- Systematisk identifisering av miljørisiko forbundet med potensiell påvirkning av sårbare reseptorer fra alle planlagte prosjektaktiviteter. Risikoidentifiseringen skjer på grunnlag av prosjektbeskrivelsen i kapittel 4 og miljøressursbeskrivelsen i kapittel 5.
- Klassifisering av den enkelte miljørisiko i henhold til forhåndsdefinerte kriterier for sannsynlighet og konsekvens (Tabell 6-1 og Tabell 6-2). Vurderingene er basert på en kombinasjon av modellering, erfaringer fra tilsvarende hendelser tidligere, publisert

materiale og ekspertuttalelser. Risikoestimatet angir rest-rikisikoen etter at effekten av risikoreducerende/avbøtende tiltak er tatt hensyn til. Størrelse og varighet av forventede effekter samt eventuelle kumulative eller grenseoverskridende effekter er inkludert i konsekvensestimaterne.

- Endelig risikoklassifisering av identifiserte aktiviteter ved å benytte risikomatriksen vist i Tabell 6-3. Kombinasjonen av sannsynlighet og konsekvens gir en innplassering av aktivitetene i én av de fire følgende kategorier:

**Svært signifikant risiko** (Rødt område i Tabell 6-3).

Uakseptabelt risikonivå. Aktiviteter som medfører uakseptabel risiko vil enten bli utelatt fra prosjektgjennomførings-planen eller avbøtende tiltak vil bli inkludert i planene for å redusere risikoen til akseptabelt nivå.

**Signifikant risiko** (Gult område i Tabell 6-3).

Risiko på dette nivået betraktes normalt som akseptabelt dersom det kan påvises at avbøtende tiltak på nivå med "beste praksis" i industrien er inkludert i prosjektplanene. Dette nivået refereres ofte til som ALARP (As Low As Reasonably Practicable – "så lavt som praktisk mulig"). Konkret betyr en kategorisering av en risiko som ALARP at fordelene ved å gjennomføre aktiviteten som forårsaker risikoen vil veie opp for eventuelle ulemper.

**Ikke signifikant risiko** (Grønt område i Tabell 6-3). Risiko i denne kategorien kontrolleres ved standard kontroll- og avbøtende tiltak og vil ha en ubetydelig effekt.

**Positive effekter** (Blått område i Tabell 6-3). Innebærer forbedret ressursforvaltning eller andre samfunnsøkonomiske eller miljømessige gevinster.

**Tabell 6-1: Kriterier for å fastslå sannsynligheten ved rutinemessige og ikke-rutinemessige aktiviteter og hendelser.**

Kategori	Beskrivelse	Sannsynlighet (ikke planlagte hendelser) Hyppighet (planlagte hendelser)
Definitiv	Vil definitivt forekomme (f.eks. alle planlagte utslipp). Gjelder alle planlagte hendelser.	Sannsynlighet: én gang pr. operasjon. Hyppighet: kontinuerlig eller periodisk hver gang operasjonen gjennomføres.
Sannsynlig	Vil forekomme sjeldent under normal drift, gitt de planlagte kontrolltiltakene /avbøtende tiltakene.	Sannsynlighet: én gang pr. 2 til 50 operasjoner. Hyppighet: fra én gang daglig til én gang pr. 3 mndr.
Mulig	Vil forekomme sjeldent i normale situasjoner, gitt de planlagte kontrolltiltakene / avbøtende tiltakene. Kan inntreffe i unormale situasjoner eller nødsituasjoner, f.eks. mindre utslipp ved drivstoffbunkring til havs.	Sannsynlighet: én gang pr. >50 til 1 000 operasjoner. Hyppighet: én gang pr. 3mndr. – 1 år.
Usannsynlig	Vil sannsynligvis ikke inntreffe under normal drift, gitt de planlagte kontrolltiltakene / avbøtende tiltakene. Kan noen ganger inntreffe i unormale situasjoner eller nødsituasjoner, f.eks. ”signifikante” (>1 tonn) utslipp fra skip.	Sannsynlighet: én gang pr. >1 000 til 10 000 operasjoner. Hyppighet: én gang pr. 1-10 år.
Svært usannsynlig	Svært usannsynlig gitt de planlagte kontrolltiltakene / avbøtende tiltakene, f.eks. større oljeutslipp.	Sannsynlighet: én gang pr. >10 000 operasjoner. Hyppighet: én gang pr. >10 år.

**Tabell 6-2: Konsekvenskriterier for å definere miljøeffektene karakteristika**

Miljøkonsekvenser	Samfunnsmessige konsekvenser
<p><b>ALVORLIGE</b></p> <p>Foringelse og tap av habitater eller økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter.</p> <p>Omfang: Regional, nasjonal eller internasjonal skala.</p> <p>Varighet: Dårlige utsikter for restitusjon til opprinnelig tilstand. For sterkt berørte områder eller bestander vil det ta flere tiår.</p> <p>Permanente (irreversible), omfattende konsekvenser for kvaliteten og tilgjengeligheten av ressurser (dvs. vann, energi og råstoffer) med langsiktig skadelig innvirkning på næringsliv, befolkningsentra, enkeltpersoner, miljø og samfunnsøkonomiske forhold.</p> <p>Permanente konsekvenser for statusen til internasjonalt viktige og nasjonalt vernede områder eller arter, f.eks. kystområdene på Shetland.</p> <p>Store oljeutslipp eller katastrofale ulykkeshendelser som får nasjonale eller internasjonale konsekvenser.</p>	<p>Oppfatning på et nasjonalt eller internasjonalt nivå om effekt eller mulige trusler mot det globale miljøet, f.eks. global oppvarming, og mer generelle problemstillinger vedrørende bærekraft.</p> <p>Permanente, skadelige helseeffekter (uansett antall mennesker)</p> <p>Permanente og omfattende negative konsekvenser for menneskers velferd (som typisk, men ikke nødvendigvis skyldes forstyrrelser fra planlagt aktivitet).</p> <p>Permanente forstyrrelser for næringsliv, samfunn eller enkeltpersoner med permanent tap av inntekt og materielle verdier.</p> <p>Kravene til fjerning av spesialavfall overskrider nasjonal kapasitet .</p>
<p><b>BETYDELIGE</b></p> <p>Foringelse eller tap av habitater eller økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter.</p> <p>Omfang: Oftest mer enn 1 000 m fra kilden eller utenfor etablerte geografiske grenser (inngjerding) for industriallegg på land.</p> <p>Varighet: Begrenset mulighet for restitusjon til opprinnelige forhold. For sterkt berørte områder vil restitusjon ta flere tiår.</p> <p>Betydelige, men i siste instans reversible konsekvenser for kvaliteten og tilgjengeligheten av ressurser (dvs. vann, energi og råstoffer) med skadelig konsekvenser for næringsliv, befolkningsentra, enkeltpersoner, miljø og samfunnsøkonomiske forhold.</p> <p>Alvorlige, langsiktige, men i siste instans reversible konsekvenser for status og/eller forvaltningen av internasjonalt viktige eller nasjonalt vernede områder eller arter, f.eks. kystområdene på Shetland.</p> <p>Oljeutslipp eller større ulykkeshendelser som får konsekvenser lokalt eller regionalt.</p>	<p>Effekter på regionalt plan. Omfatter flere interessegrupper. Oppfatning om trussel mot miljøet regionalt og problemstillinger vedrørende regional bærekraft.</p> <p>Reversible, skadelige helseeffekter (uansett antall mennesker)</p> <p>Omfattende og vedvarende negative konsekvenser for menneskers velferd (som typisk varer fra måneder til år, og som også typisk, men ikke nødvendigvis, skyldes forstyrrelser fra planlagt aktivitet).</p> <p>Langsiktige (varer typisk fra måneder til år) effekter som påfører næringsliv, samfunn og enkeltindivider tap av inntekt og materielle verdier.</p> <p>Kravene til fjerning av spesialavfall overskrider 50 % av den regionale kapasitet (f.eks. fylkesnivå eller regionalt nivå).</p>
<p><b>MODERAT</b></p> <p>Foringelse eller tap av habitater eller økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter:</p> <p>Omfang: Oftest innen 1 000 m fra kilden, men kan strekke seg utover dette eller utenfor etablerte geografiske grenser (inngjerding) for industriallegg på land.</p> <p>Varighet: Fører vanligvis til relativt kortvarige konsekvenser. Restitusjon i løpet av noen år – vanligvis mindre enn et tiår – men i nærheten av kilden kan varigheten være lenger.</p> <p>Midlertidige (varighet fra uker til måneder) konsekvenser for kvaliteten på og tilgjengeligheten av ressurser (dvs. vann, energi og råstoffer) som fører til ulemper for befolkningsentra, grupper eller enkeltindivider som er avhengige av disse, men ikke til skadelige virkninger for miljøet lokalt eller samfunnsøkonomiske forhold.</p> <p>Kortsiktige, reversible virkninger på internasjonalt viktige eller nasjonalt vernede områder eller arter, f.eks. kystområdene på Shetland, som ikke vil skade statusen eller forvaltningen av disse områdene eller artene.</p> <p>Mindre oljeutslipp og/eller mindre ulykkeshendelser.</p>	<p>Effekt på lokalt (kommunalt) nivå</p> <p>Oppfatning om effekt eller trussel mot det lokale miljøet og problemstillinger vedrørende lokal bærekraft.</p> <p>Lokale negative konsekvenser for menneskers velferd (men ikke helse) som typisk varer fra uker til flere måneder (som også typisk, men ikke nødvendigvis, skyldes forstyrrelser fra planlagt aktivitet).</p> <p>Kortsiktige (varer typisk fra dager til uker) forstyrrelser som påfører næringsliv, lokalbefolkning og enkeltindivider kortsiktige tap av inntekt og materielle verdier.</p> <p>Kravene til fjerning av spesialavfall ligger på 10-50 % av den regionale kapasitet (f.eks. fylkesnivå eller regionalt nivå).</p>

**Tabell 6-2 forts: Konsekvenskriterier for å definere miljøeffektens karakteristika**

Miljøkonsekvenser	Samfunnsmessige konsekvenser
<b>MINDRE</b>	
<p>Forstyrrelse av habitater eller økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter.</p> <p>Omfang: Oftest innen 500 m fra kilden (kan strekke seg utover dette) eller innenfor etablerte geografiske grenser (inngjerdning) for industrianlegg på land.</p> <p>Varighet: Kortsiktige forstyrrelser, med mulighet for raskt restitusjon til normal, opprinnelig tilstand vanligvis i løpet av en periode på måneder.</p> <p>Avgrenset og forbigående konsekvenser for kvaliteten på og tilgjengeligheten av ressurser (dvs. vann, energi, råstoffer og arbeidskraft) som får innvirkning på enkeltindividets velferd.</p> <p>Svært forbigående, reversible konsekvenser for lokale verneområder som ikke vil få innvirkning på eller skade statusen eller forvaltningen av disse områdene.</p> <p>Avgrenset og ikke-meldepliktig oljesøl.</p>	<p>Oppfatning av negativ effekt hos enkelte personer, enkelte virksomheter eller enkelte interessegrupper.</p> <p>Kortsiktige (varer typisk fra timer til dager) forstyrrelser som fører til ulemper for enkeltpersoner.</p> <p>Kortsiktige forstyrrelser (varer typisk fra dager til uker) for enkelte virksomheter snarere enn hele lokale befolkningssentra. Forbigående tap av inntekt og verdier.</p> <p>Kravene til fjerning av spesialavfall ligger på 1-10 % av den regionale kapasitet (f.eks. fylkesnivå eller regionalt nivå).</p>
<b>UBETYDELIG</b>	
<p>Forbigående forstyrrelser av habitater eller økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter.</p> <p>Omfang: Innen 500 m fra kilden.</p> <p>Varighet: Restitusjon til normal, representativ tilstand innen timer eller dager.</p> <p>Ubetydelige, små konsekvenser på kvaliteten på og tilgjengeligheten av ressurser, som ikke får skadelig innvirkning på enkeltindivider, miljøet eller samfunnsøkonomiske forhold.</p> <p>Ingen innvirkning på statusen til vernede områder eller arter.</p> <p>Ingen utslipp eller ulykkeshendelser.</p>	<p>Ingen oppfatning av effekt eller trussel blant enkeltpersoner, samfunn eller interessegrupper.</p> <p>Forbigående ulemper (varighet på timer) som ikke får negativ innvirkning på folks helse, velferd, inntektskilder, verdier, materielle eiendeler - eller fører til sosial uro av noe slag.</p> <p>Kravene til fjerning av spesialavfall ligger under 1 % av den regionale kapasitet (f.eks. fylkesnivå eller regionalt nivå).</p>
<b>POSITIV</b>	
<p>Forbedring av habitater eller for økologisk, kommersielt eller kulturelt viktige arter.</p>	<p>Forbedring av menneskers velstand, helse, velferd eller materielle eiendeler.</p> <p>Ingen krav om fjerning av spesialavfall.</p>

### 6.1.2 Metodediskusjon

Metoden baserer seg på vurdering av sannsynlighet og konsekvens av de planlagte aktivitetene etter forhåndsdefinerte kriterier. Det foreligger ingen allment anerkjente sett av kriterier eller definisjoner som kan anvendes direkte. Kriterier og definisjoner må etableres for hvert enkelt prosjekt som vurderes, så også her. Metoden som anvendes sikrer imidlertid at alle aspekter ved prosjektet blir dekket.

Ved gjennomføring av miljørisikovurderingen er de antatt beste tilgjengelige data om miljø og naturressurser benyttet, og de forhåndsdefinerte kriteriene for sannsynlighet og konsekvens er fortrinnsvis benyttet på en entydig og objektiv måte. Bakgrunnen for de enkelte vurderinger (Tabell 6-4, Tabell 6-5 og Tabell 6-6) er lett ettersporebare ved referanse til anvendte kriterier. Tabellene viser

verdiene for sannsynlighet og konsekvens for de enkelte risikoene og begrunnelsene for hver av vurderingene.

Den anvendte metoden innebærer en systematisk tilnærming som sikrer at alle potensielle risikoer identifiseres. Et viktig aspekt ved metodikken er skillet som settes mellom ubetydelige og signifikante risikoer. Ubetydelige risikoer utelates etter en konkret begrunnelse fra videre diskusjon i utredningen (se Tabell 6-7, Tabell 6-8 og Tabell 6-9)

Signifikante risikoer utredes deretter på et detaljert nivå. Diskusjonen omfatter konsekvenser for miljø, naturressurser og brukerinteresser samt samfunnsmessige forhold, se kapitlene 7 og 8.

### 6.1.3 Kategorisering av resultater

Den anvendte metoden gjør det mulig å rangere en lang rekke potensielle risikoer og rette oppmerksomheten mot de “signifikante” risikoene.

Tabell 6-3 viser hvordan kriteriene for sannsynlighet og konsekvens sammenstilles til en samlet risikoklassifisering.

**Tabell 6-3 Risikomatrise**

Konsekvens	Sannsynlighet				
	Svært usannsynlig	Usannsynlig	Mulig	Sannsynlig	Definitiv
Alvorlig	SU.6	U.6	M.6	S.6	D.6
Betydelig	SU.5	U.5	M.5	S.5	D.5
Moderat	SU.4	U.4	M.4	S.4	D.4
Mindre	SU.3	U.3	M.3	S.3	D.3
Ubetydelig	SU.2	U.2	M.2	S.2	D.2
Positiv	SU.1	U.1	M.1	S.1	D.1

Fargenøkkel	Svært signifikant	Signifikant	Ikke sign.	Positiv	
-------------	-------------------	-------------	------------	---------	--

### 6.2 Identifisering av signifikante miljørisikoer

Tabell 6-4 til Tabell 6-6 gjengir risikovurderingen av de ulike aktivitetene knyttet til rørledningsprosjektet. Tabellene er listet etter aktivitet og risiko mot reseptorer. Kodene i tabellene (f.eks. “S.3”, “M.3”) refererer til de forhåndsdefinerte kriteriene for sannsynlighet og konsekvens (Tabell 6-1 og Tabell 6-2).

Tabell 6-7 til Tabell 6-9 gir en begrunnelse for utelating av ”ikke signifikante” eller ”positive” risikoer fra videre diskusjon i utredningen. Tabellene gir en kort beskrivelse av miljørisikoene og sammenfatter noen av de kontrolltiltakene som implementeres i forbindelse med de aktuelle aktivitetene. Flertallet av disse tiltakene ville vært standard praksis ved marine/offshore operasjoner. Der det er hensiktsmessig er risikoer av samme type gruppert sammen for å unngå gjentakelser.



**Tabell 6-4: Risikovurdering av installasjon av rørledninger, stigerør og undersjøiske installasjoner.**

	Fysisk og kjemisk							Biologisk					Samfunnsøkonomisk						
	Sedimentsstruktur / kjemi Kjemi/struktur	Vannkvalitet	Ressursbruk	Bruk av avfallsanlegg	Luftkvalitet	Grenseoverskridende effekter	Kumulative effekter	Sedimentbiologi (bunnlevende dyr)	Vannsøyle (plankton)	Fisk og skaldyr	Sjøfugl	Havpattedyr	Verneområdenes integritet	Kommersiell fiskeri	Skipsfart	Militære operasjoner	Andre brukere	Interessenters bekymringer	GENERELL SIGNIFIKANS
<b>INSTALLASJON</b>																			
Tilstedeværelse av fartøyer													D.4					D.4	7.1
Støy fra rørleggingsfartøyer									M.2		M.2							M.2	6.2
Kraftproduksjon			S.2		S.2	S.2	S.2											S.2	6.2
Utslipp av behandlet lensevann		S.2			S.2	S.2		S.2	S.2	S.2	S.2							S.2	6.2
Utslipp av spillvann		S.2			S.2	S.2		S.2	S.2	S.2	S.2							S.2	6.2
Ankring av rørleggingsfartøy	S.2	S.2						S.4	S.2	S.2			M.3	S.2				S.4	7.2
Steindumping	S.2	S.2	S.2					S.4	S.2		S.2		S.2	S.2				S.4	7.4
<b>KLARGJØRING OG IDRIFTSSETTING</b>																			
Testing og idriftssetting av rørledning	S.2	S.3						S.3	S.3			S.2						S.3	7.5
<b>ULYKKESHENDELSER</b>																			
Rørledningsbrudd/-svikt som fører til reparasjoner eller lekkasje av hydrotestkjemikalier	U.2	U.4							U.4	U.4			U.2					U.4	7.5/ 7.6
Fiskeutstyr som hektes fast i PLEM, HTT eller rørledning													U.4			U.2	U.4	U.4	7.4
Utslipp av drivstoff (helikopterdrivstoff og diesel)	U.3	U.4			U.3	U.3	U.3	U.3	U.4	U.3	U.3	U.3	U.3					U.4	7.6

Konsekvens av påvirkning	Sannsynlighet for at påvirkning skjer				
	Svært usannsynlig	Usannsynlig	Mulig	Sannsynlig	Definitiv
Alvorlig	SU.6	U.6	M.6	S.6	D.6
Betydelig	SU.5	U.5	M.5	S.5	D.5
Moderat	SU.4	U.4	M.4	S.4	D.4
Mindre	SU.3	U.3	M.3	S.3	D.3
Ubetydelig	SU.2	U.2	M.2	S.2	D.2
Positiv	SU.1	U.1	M.1	S.1	D.1

Den identifiserte risikoens signifikans	Antall risikoer
Svært signifikant	0
Signifikant	7
Ikke signifikant	4
Positiv	0

**Tabell 6-5: Risikovurdering av produksjonsaktiviteter**

	Fysisk og kjemisk						Biologisk					Samfunnsøkonomisk								
	Sedimentstruktur / kjemi	Vannkvalitet	Ressursbruk	Bruk av avfallsanlegg	Luftkvalitet	Grenseoverskridende effekter	Kumulative effekter	Sedimentbiologi	Vannsøyle (plankton)	Fisk og skaldyr	Sjøfugl	Havpattedyr	Vernemårådenes integritet	Kommersiell fiskeri	Skipsfart	Militære operasjoner	Andre brukre	Interessenters bekymringer	GENERELL SIGNIFIKANS	BEGRUNNELSE I PUNKT
<b>RØRLEDNINGER OG NAVLESTRENGER</b>																				
Tilstedeværelse av rørledninger, rørledningskryssninger og havbunnsinstallasjoner	D.2							D.2						D.3				D.3	D.3	7.4
Anodeutslipp		S.2						S.2	S.2		S.2		S.2						S.2	6.2
<b>ULYKKESHENDELSE</b>																				
Fiskeutstyr som hektes fast i PLEM, HTT eller rørledning														U.4			U.2	U.4	U.4	7.4

Konsekvens av påvirkning	Sannsynlighet for at påvirkning skjer				
	Svært usannsynlig	Usannsynlig	Mulig	Sannsynlig	Definitiv
Alvorlig	SU.6	U.6	M.6	S.6	D.6
Betydelig	SU.5	U.5	M.5	S.5	D.5
Moderat	SU.4	U.4	M.4	S.4	D.4
Mindre	SU.3	U.3	M.3	S.3	D.3
Ubetydelig	SU.2	U.2	M.2	S.2	D.2
Positiv	SU.1	U.1	M.1	S.1	D.1

Den identifiserte risikoens signifikans	Antall risikoer
Svært signifikant	0
Signifikant	2
Ikke signifikant	1
Positiv	0

**Tabell 6-6: Risikovurdering av aktiviteter ved nedstengingsaktiviteter**

	Fysisk og kjemisk						Biologisk						Samfunnsøkonomisk							
	Sedimentstruktur / kjemi	Kjemi/struktur	Vannkvalitet	Ressursbruk	Bruk av avfallsanlegg	Luftkvalitet	Grenseoverskridende effekter	Kumulative effekter	Sedimentbiologi (bunnlevende dyr)	Vannsøyle (plankton)	Fisk og skalldyr	Sjøfugl	Havpattedyr	Verneområdenes integritet	Kommersiell fiskeri	Skipsfart	Militære operasjoner	Andre brukre	Interessenters bekymringer	GENERELL SIGNIFIKANS
<b>FARTØYOPERASJONER</b>																				
Fysisk tilstedeværelse når oppankret	S.2							S.2		S.2				S.2	S.2	S.2	S.2		S.2	6.2
Kraftproduksjon			S.2			S.2	S.2												S.2	6.2
Behandlet lensevann		S.2				S.2	S.2		S.2	S.2	S.2	S.2							S.2	6.2
Utslipp av spillvann		S.2				S.2	S.2		S.2	S.2	S.2	S.2							S.2	6.2
<b>RØRLEDNINGER</b>																				
Fjerning av PLEM, HTT og andre former for intervensjoner på havbunnen	S.2	S.2		S.2				S.2	S.2	S.2				S.2					S.2	6.2
Tilstedeværelse av rørledninger	S.2													S.4			S.2	S.4	S.4	7.4
<b>ULYKKESHENDELSE</b>																				
Utslipp av diesel under operasjoner		U.3							U.3		U.4	U.3		U.4					U.4	7.6
Fallende gjenstander	M.2							M.2						M.2					M.2	6.2

Konsekvens av påvirkning	Sannsynlighet for at påvirkning skjer				
	Svært usannsynlig	Usannsynlig	Mulig	Sannsynlig	Definitiv
Alvorlig	SU.6	U.6	M.6	S.6	D.6
Betydelig	SU.5	U.5	M.5	S.5	D.5
Moderat	SU.4	U.4	M.4	S.4	D.4
Mindre	SU.3	U.3	M.3	S.3	D.3
Ubetydelig	SU.2	U.2	M.2	S.2	D.2
Positiv	SU.1	U.1	M.1	S.1	D.1

Den identifiserte risikoens signifikans	Antall risikoer
Svært signifikant	0
Signifikant	2
Ikke signifikant	6
Positiv	0

**Tabell 6-7: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert ikke signifikante eller positive fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for installasjon av rørledning, stigerør og havbunnsinstallasjoner**

<b>MILJØASPEKT</b>		<b>MILJØEFFEKT ELLER -RISIKO</b>	<b>PLANLAGTE KONTROLLTILTAK ELLER AVBØTENDE TILTAK</b>	<b>BEGRUNNELSE</b>
<b>INSTALLASJON</b>				
<b>Støy fra rørleggingsfartøy</b>	Støy fra aktivitetene i forbindelse med installasjon av den planlagte rørledningen, kan potensielt forstyrre marine pattedyr (sel, hval, delfiner og andre hvalarter). Mange marine pattedyr viser en åpenbar atferdsmessig reaksjon når de utsettes for vedvarende støy med et lydstryke på 120 dB. Lydstryker over 120 dB kan tolereres for en periode, men sannsynligheten for atferdsmessige reaksjoner øker. Støy i lengre perioder kan føre til at marine pattedyr beveger seg bort fra foretrukne områder.	Støyret som brukes til de planlagte aktivitetene vil være godt vedlikeholdt og dette vil bidra til at støyen fra maskiner i drift blir så lav som mulig, og dermed minimere den potensielle forstyrrelsen for marine pattedyr.	I følge formilene fra Richardson <i>et al.</i> (1995) og Erbe and Farmer (2000) vil området med et støynivå over 120 dB (som er signifikant i forhold til afferden til marine pattedyr) ligge innenfor ca. 1 km fra rørledningoperasjonene. Data tyder på lav tetthet av marine pattedyr langs rørledningstraseen. Påvirkningene i forbindelse med rørleggingen forventes å bli små ettersom et relativt begrenset område vil bli utsatt for støy som overskrider grenseverdiene, og siden antallet marine pattedyr i området antas å være lavt.	
<b>Kraftproduksjon ombord på fartøyer</b>	Forringelse av luftkvalitet omkring eksosutløpene. Bidrar til globale prosesser som global oppvarming og sur nedbør (kumulative og grenseoverskridende effekter).	Utslipp til luft fra fartøyer er uunngåelig, men vil kunne håndteres ved bruk av godt vedlikeholdt utstyr og diesel med lavt svovelinnhold i tråd med kravene i MARPOL.	Kortsiktig forringelse av luftkvaliteten avgrenset til et område på et par meter fra utslippsstedet. Rask dispergering og fortykning av utslippene i eksponerte forhold til havs. Rørledningstraseen ligger langt fra andre signifikante kilder til luftforurensning, så det vil være liten risiko for kumulative effekter. Totalt vil bidraget til global oppvarming og grenseoverskridende effekter som sur nedbør være svært lite. Det finnes ingen sensitive reseptorer i området.	

**Tabell 6-7 (forts.): Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert ikke signifikante eller positive fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for installasjon av rørledning, stigerør og havbunnsinstallasjoner**

MILJØASPEKT	MILJØEFFEKT ELLER -RISIKO	PLANLAGTE KONTROLLTILTAK ELLER AVBØTENDE TILTAK	BEGRUNNELSE
<b>INSTALLASJON</b>			
<b>Utslipp av behandlet lensevann fra fartøyer</b>	Foringelse av vannkvaliteten i havet rundt utslippspunktet, og potensiell risiko for at det dannes oljeflak.	Etterlevelse av MARPOL som krever: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utstyr for separasjon og filtrering av oljeholdig vann, overvåking av utslipp for å sikre en oljekonsentrasjonen under 15 ppm.</li> <li>• Oppsamling av oljefraksjonen etter separasjon for gjenvinning eller forbrenning på land</li> <li>• Fartøyets avløpsystem skal være sertifisert i henhold til britisk eller internasjonal sertifiseringsordning for forebygging av forurensning (International Pollution Prevention Certificate).</li> <li>• Fartøyrevisjoner for å sikre etterlevelse.</li> </ul>	De tillatte periodiske utslippene av lave konsentrasjoner av hydrokarboner vil raskt dispergeres og brytes ned i miljøet til havs. Forventet konsentrasjon av olje i lensevann bør ikke føre til at det dannes oljeflak.
<b>Spillvannsutslipp fra fartøyer</b>	Lokal økning i biologisk oksygenforbruk (Biological Oxygen Demand – BOD) rundt utslippspunktet (forårsaket av at spillvannet brytes ned av bakterier). Tilførsel av organiske næringsstoffer medfører en lokal økning i produktivitet hos fisk, plankton og mikroorganismer.	Spillvann behandles før det slippes ut i havet eller samles opp om bord og ilandføres. Fartøyrevisjoner for å sikre etterlevelse.	Relativt få personer tar del i fartøyoperasjonene. Det biologiske oksygenforbruket og tilførselen av organiske stoffer fra spillvann vil derfor være lite. Spillvannet vil raskt dispergere i havstrømmene og brytes ned.

**Tabell 6-8: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert ikke signifikante eller positive fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for produksjonsaktiviteter.**

<b>MILJØASPEKT</b>		<b>MILJØEFFEKT ELLER -RISIKO</b>	<b>PLANLAGTE KONTROLLTILTAK ELLER AVBØTENDE TILTAK</b>	<b>BEGRUNNELSE</b>
<b>RØRLEDNINGER OG NAVLESTRENGER</b>				
<b>Anodeutslipp</b>	Utslipp av forurensende stoffer til vannsøylen og havbunnen.	Anoder trengs for å beskytte rørledningen mot korrosjon, som kan føre til svikt i rørledningen og utslipp av hydrokarboner. Ingen spesifikke avbøtende tiltak foreslått.	Konsentrasjonen av metallutslipp vil være svært lav og vil ikke gi giftvirkninger for organismer. Rask dispergering og fortykning i sterke havstrømmer.	
<b>ULYKKESHENDELSER</b>				
<b>Fallende gjenstander</b>	Utvikling av kunstige substrata som kan koloniseres av marine organismer. Mulig hindring for fiske.	Nøyaktig registrering av alle rørledningsseksjoner (som har individuelle testsertifikater og //registreringsnr.) og større utstyr. Etterlevelse av prosedyrer for løfting og håndtering. Bruk av sertifisert løfteutstyr. Krav om oppheving av større skrapgjenstander fra havbunnen før området forlates.	Rørseksjoner og større gjenstander skal hentes opp fra havbunnen. Tap av individuelle håndverktøy og annet mindre utstyr vil ikke utgjøre en trussel mot arter, habitater og fiske.	

**Tabell 6-9: Begrunnelse for å utelate årsakene til risikoer som er vurdert *ikke signifikante* eller *positive* fra ytterligere utredning i konsekvensutredningen for utviklingsaktiviteter**

<b>MILJØASPEKT</b>	<b>MILJØEFFEKT ELLER -RISIKO</b>	<b>PLANLAGTE KONTROLLTILTAK ELLER AVBØTENDE TILTAK</b>	<b>BEGRUNNELSE</b>
<b>FARTØYOPERASJONER</b>			
Fysisk tilstedeværelse når oppankret	Jfr. tilsvarende tema i tabell 6-9		
Kraftproduksjon	Jfr. tilsvarende tema i tabell 6-9		
Utslipp av lensevann	Jfr. tilsvarende tema i tabell 6-9		
Utslipp av spillvann	Jfr. tilsvarende tema i tabell 6-9		
<b>RØRLEDNINGER</b>			
Fjerning av PLEM, HTT og andre former for intervensjoner på havbunnen	Midlertidig forstyrrelse av havbunn og bunndyrssamfunn.	Selv om det vil forekomme forstyrrelser som følge av fjerning av installasjoner, vil havbunnen tilbakeføres til opprinnelig tilstand.	Området av havbunnen som forstyrres, er minimalt og vil rekoloniseres.
<b>ULYKKESENDELSER</b>			
Fallende gjenstander	Jfr. tilsvarende tema i tabell 6-10		



## 7 Nærmere diskusjon av signifikante miljørisikoer

Dette kapitlet gir en utredning av de miljørisikoene som er vurdert som "signifikante" (kapittel 6). Følgende forhold omfattes:

- Omfang og varighet av midlertidige og permanente miljøpåvirkninger etter implementering av avbøtende tiltak.
- Konsekvenser for miljø og naturressurser.
- Konsekvenser for vernede habitater og arter, inkludert etablerte eller planlagte verneområder.
- Bidrag til kumulative, grenseoverskridende eller globale konsekvenser.
- Høringsuttalelser
- Avbøtende tiltak.

Følgende aktiviteter/operasjoner eller uforutsette hendelser knyttet til installasjon og drift av Tampen Link rørledningen er vurdert som "signifikante" risikokilder (se kapittel 6):

- Tilstedeværelse av fartøyer i rørleggingsperioden (punkt 7.1)
- Ankring i forbindelse med rørlegging (punkt 7.2).
- Rørlegging (punkt 7.3).
- Tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner (punkt 7.4).
- Rørledningskjemikalier (punkt 7.5).
- Uhellsutslipp (punkt 7.6).

### 7.1 Tilstedeværelse av fartøyer i rørleggingsperioden

#### 7.1.1 Omfang og varighet

Installasjonsfasen for Tampen Link kan medføre konflikter med kommersielt fiske, skipsfart eller militær aktivitet i området. Det er per i dag ikke besluttet om rørledningen vil bli lagt fra et ankerbasert leggefartøy eller et dynamisk posisjonert (DP) fartøy (se kap. 4.4.3.1). Uansett valg av type leggefartøy, vil det bli innført midlertidige ferdsestriksjoner for fiskefartøyer og øvrig skipstrafikk mens rørleggingen pågår. Ved et ankerbasert leggefartøy vil ferdsestriksjonene gjelde i en radius på 2 000 m rundt leggefartøyet (området som beslaglegges av ankere og ankerlinjer) Dette gir et samlet areal på ca. 12,6 km<sup>2</sup>. Hvis et

DP-fartøy benyttes, vil tilsvarende restriksjoner gjelde i en radius på 500 m rundt fartøyet. Dette gir et samlet areal på ca. 0,8 km<sup>2</sup>. Ferdsestriksjoner langs den planlagte rørledningstraséen er forventet å vare ca. 2-3 måneder.

#### 7.1.2 Konsekvenser for naturressurser

Tilstedeværelsen av rørleggingsfartøyer (leggefartøyer og hjelpefartøyer) vil legge begrensninger på all trafikk i området (fiske og skipsfart). Restriksjonene vil gjelde et relativt avgrenset område (0,8 km<sup>2</sup> til 12,6 km<sup>2</sup>) og vil pågå over en begrenset periode (2-3 måneder). Dette vil ikke ha vesentlig negativ innvirkning på utøvelsen av fiske eller skipstrafikken for øvrig i området. Fiskeinnsatsen i området er moderat i Nordsjø-sammenheng og rørleggingen skjer utenfor de viktigste periodene for fiske (se kap. 5.4.6). Skipstrafikken betegnes som fra lav til moderat i det aktuelle området (se kap. 5.6.1).

#### 7.1.3 Konsekvenser for vernede områder

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraséen (kap. 5.5.1).

#### 7.1.4 Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser

Den 23,2 km lange planlagte rørledningen ligger i britisk og norsk farvann, 15,5 km på britisk sokkel og 7,7 km på norsk sokkel. Konsekvensutredningen er dekkende for både britisk og norsk side.

#### 7.1.5 Høringsuttalelser

Ingen høringsinstanser har hatt kommentarer knyttet til tilstedeværelsen av fartøyer i rørleggingsperioden.

### 7.1.6 *Avbøtende tiltak*

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette i forbindelse med tilstedeværelsen av fartøy under leggeoperasjonen er beskrevet i Tabell 7-1. Tiltakene utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

**Tabell 7-1: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak for ankring av fartøyer.**

Potensiell påvirkningskilde	Planlagte avbøtende tiltak
Fysisk tilstedeværelse av leggefartøyer	Informasjon om arbeidet i forbindelse med installasjon av den nye rørledningen vil bli kunngjort gjennom meldinger ("etterretninger") til sjøfarende i UK og Norge.  Området hvor arbeidet foregår vil til enhver tid ble overvåket mht. annen skipstrafikk.  Rørleggingsfartøyet vil være utstyrt med nødvendig kommunikasjonsutstyr og vil varsle skip og fiskefartøyer som nærmer seg det aktuelle området.

## 7.2 **Ankring i forbindelse med rørlegging**

### 7.2.1 *Omfang og varighet*

Rørleggingskontraktør vil bli valgt i løpet av 2005. Rørleggingsoperasjonene vil da bli detaljplanlagt og beskrevet. Det er per i dag ikke besluttet om rørledningen vil bli lagt fra et konvensjonelt, ankerbasert leggefartøy eller et dynamisk posisjonert (DP) fartøy (se kap. 4.4.3.1).

Et ankerbasert leggefartøy vil bli posisjonert ved hjelp av 10 til 14 ankere som settes på havbunnen i et forhåndsbestemt "ankermønster" (Figur 7-1). Ankerene er festet til leggefartøyet med en kombinasjon av kjetting og kabel. For hver ankerline vil ca. 300 m kjetting være i kontakt med havbunnen og gi ekstra feste. Ankerene vil måtte settes og trekkes flere ganger i løpet av leggingen av den 23,2 km lange rørledningen. Antallet ankere og deres utplasseringsmønster vil bli fastsatt i detaljplanleggingen.

Avhengig av havbunnens beskaffenhet kan ankere etterlate opptil 1 m høye sedimenthauger (ankermerker), og ankerkjetting som hviler på eller slepes over sedimentene, kan lage spor og skrapemerker. På havbunn av leire kan det danne

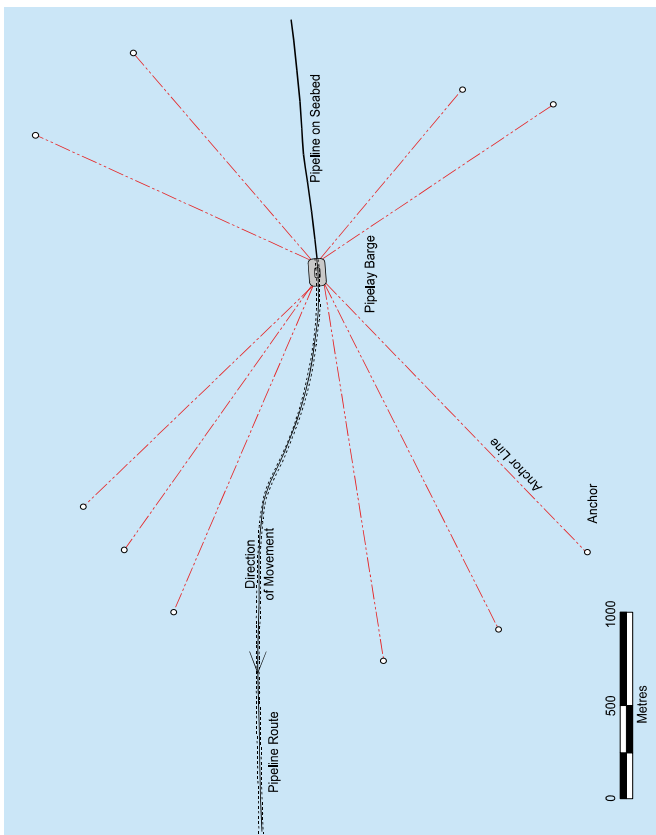
seg relativt varige ankermerker. Disse kan potensielt utgjøre en konflikt med fiske med bunntål i området. Havbunnsundersøkelser i utbyggingsområdet tyder på at sedimentene på havbunnoverflaten er sammensatt av finkornet til middels finkornet sand, og at sedimentene under det øverste sedimentet består av stiv leire langs størstedelen av den planlagte rørledningstraseen (KP 6 (kilometerpunkt regnet fra nord) til KP 19.10). Det er derfor en mulighet for at det kan dannes varige ankermerker langs traséen. Aktuelt område vil være begrenset til ca. 1 til 2 km på hver side av rørledningskorridoren.

Selv om det er lite sannsynlig at det vil dannes varige ankermerker, vil Statoil undersøke rørledningstraseen etter at rørleggingen er fullført.

Dersom det ikke kan utelukkes at ankermerker utgjør et problem, vil Statoil sikre at eventuelle betydelige ankermerker dannet under rørleggingen blir jevnet ut ved bruk av egne metoder.

### 7.2.2 *Konsekvenser for naturressurser*

Ankermerker utgjør hovedsakelig et problem i forbindelse med utøvelse av fiske med bunntål. Ankermerker og skrapemerker kan imidlertid også forstyrre bunndyrsamfunnene. Gjentatt oppankring vil ha direkte innvirkning på virvelløse dyr som lever på og i sedimentene. Tildekning av sedimentet med oppvirvlet materiale kan også ha en viss effekt. Slike forstyrrelser vil imidlertid være små sammenlignet med forstyrrelsene på havbunnen forårsaket av trålkaktiviteten i området. Sedimentene vil være å anse som uforurensede, og vil raskt rekoloniseres fra uberørte omkringliggende områder etter eventuell påvirkning. Havbunnsområdet som påvirkes av rørleggingsaktivitetene er svært lite i forhold til tilgrensende områdene med sammenlignbar havbunn langs rørledningstraseen.



Figur 7-1: Typisk ankermønster for rørleggingsfartøy

### 7.2.3 Konsekvenser for vernede områder

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraseen (kap. 5.5.1).

### 7.2.4 Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser

Ankermerker er små og avgrensede og bidrar derfor ikke til grenseoverskridende eller global påvirkning.

### 7.2.5 Høringsuttalelser

Ingen høringsinstanser har hatt kommentarer knyttet til ankermerker fra leggefartøyet.

### 7.2.6 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette i forbindelse med mulig dannelse av ankermerker fra leggefartøyet er beskrevet i Tabell 7-2. Tiltakene

utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

Tabell 7-2: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak for ankring av fartøyer.

Potensiell påvirkningskilde	Planlagte avbøtende tiltak
Ankring av rørleggingsfartøy	<p>Statoil vil planlegge nøyaktig posisjon for ankerene og en etterundersøkelse ved bruk av fjernstyrt undervannsfartøy vil bli gjennomført for å kontrollere at ankerene ble plassert riktig på havbunnen.</p> <p>Selv om det er lite sannsynlig at det vil dannes varige ankermerker, vil Statoil undersøke rørledningstraseen etter at rørleggingen er fullført for å identifisere eventuell manglende kontinuitet på sjøbunnen.</p> <p>Dersom det ikke kan utelukkes at ankermerker utgjør et problem, vil Statoil sikre at eventuelle betydelige ankermerker dannet under rørleggingen blir jevnet ut ved bruk av egnede metoder.</p>

## 7.3 Rørlegging

### 7.3.1 Omfang og varighet

Den 23,2 km lange, 22" eller 32" gasseseport-rørledningen vil bli installert direkte på havbunnen på en konvensjonell, rettlinjet måte eller i "slange"formet trasé av langstrakte buktninger (se kap. 4.4.3.1 for nærmere forklaring).

Mens leggingen av rørledningen pågår, vil sedimenter på havbunnen langs hele traseen og bentiske organismer som lever på eller i disse bli påvirket. Arealet som blir direkte berørt av rørledningen, steinfyllinger og beskyttelsesstrukturer vil utgjøre 0,015 – 0,025 km<sup>2</sup> avhengig av rørdimensjon og leggemåte (slangeform gir 0,1 km lenger rørledning). De arealmessige konsekvensene vil dermed være avgrenset til et meget lite område sammenlignet med det tilgjengelige habitatområdet i denne delen av Nordsjøen.

Det nye rørledningen vil krysse eksisterende rørledninger i 3 (32") eller 4 (22") punkter. Ved hver krysning vil den eksisterende rørledningen bli overdekket av stein for beskyttelse før den nye rørledningen legges på plass. Den størrelsessorterte, knuste steinen som benyttes varierer fra 3,2 cm til 12,5 cm i diameter. Driften vil bli opprettholdt i eksisterende rørledninger under bygging av krysningene.

Uavhengig av rørledningens diameter, vil det være nødvendig med steindumping på ulike punkter langs ledningen og i krysningpunktene med andre rørledninger. Hvis rørledningen legges konvensjonelt ("rett"), vil det totalt kreves ca. 27 000 m<sup>3</sup> steindumping i 22" alternativet (88 000 i 32" alternativet), mens det i "slangeform" alternativet vil kreves ca. 7 000 m<sup>3</sup> (22") eller 8 000 m<sup>3</sup> (32"). Totalt steinvolum for rørledningskrysningene vil utgjøre vel 6 000 m<sup>3</sup> for begge dimensjonsalternativer.

### **7.3.2 Konsekvenser for naturressurser**

Rørleggingsoperasjonen og steindumpingen vil forstyrre bunnsedimenter og bunndyr som lever i eller på disse i et relativt lite område rett under rørledningen, havbunnsinstallasjonene og steindumpingene. Siden det berørte området er lite, vil den økologiske betydningen av denne påvirkningen være marginal.

Rørledningen, rørledningskrysningene og steindumpingene innebærer introduksjon av et nytt habitat for bentiske organismer som lever på harde overflater. Slike organismer omfatter typisk røormer, rankefotinger, hydroider, kappedyr og mosedyr, som ofte holder til på undersjøiske steinblokker og installasjoner til havs. De nye havbunnsinstallasjonene kan også utgjøre et habitat for fisk som lever i sprekker/huler og krepsdyr. Den økologiske betydningen av disse virkningene vil imidlertid være minimal.

Et mindre antall bunnfisk og pelagisk fisk vil kunne bli direkte påvirket av rørleggingsoperasjonene i en kortere periode gjennom fysisk forstyrrelse, tilslamming i vannsøylen eller lokal tildekking av sediment. Etter at rørledningen er lagt, er det antatt at en rekke ulike fiskearter vil holde til langs ledningen og utnytte beskyttelsen som den nye havbunnsinstallasjonen gir.

### **7.3.3 Konsekvenser for vernede områder**

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraséen (kap. 5.5.1).

### **7.3.4 Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser**

Det er flere eksisterende rørledninger i dette området (punkt 4.4). Siden alle disse ble lagt for flere år siden, vil havbunnen være restituert etter tidligere leggeoperasjoner. Leggingen av den nye rørledningen vil derfor ikke bidra til kumulative konsekvenser.

### **7.3.5 Høringsuttalelser**

Scottish Fisherman's Federation (SFF) har gitt uttrykk for ønske om at rørledningen graves ned og tildekkes, heller enn å legges direkte på havbunnen. Statoil har undersøkt muligheten for å grave ned rørledningen. På grunn av havbunnens beskaffenhet i området (stiv leire) vil grøfting av rørledningen kunne føre til vesentlige problemer med bukling av rørledningen og mulig dannelse av frie spenn ("upheaval buckling"). Rørledningen ville i tilfelle nedgraving måtte steindumpes langs hele dens lengde. Det er av denne grunn konkludert at ledningen vil bli lagt direkte på sjøbunnen (se kap. 4.4.3.1).

### **7.3.6 Avbøtende tiltak**

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette i forbindelse med legging av rørledningen er beskrevet i Tabell 7-3. Tiltakene utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

**Tabell 7-3: Potensielle påvirkningskilder og planlagte avbøtende tiltak ved legging av rørledningen.**

Potensiell påvirkningskilde	Planlagte avbøtende tiltak
Legging av rørledningen	Rørledningstraseen har blitt undersøkt for å kartlegge detaljerte bunntopografiske forhold på havbunnen og slik bestemme den optimale traseen. Undersøkelsen omfatter sidesøkende sonar, ekkolodd, kjerneprøver og visuelle inspeksjoner med ROV (fjernstyrt undervannsfartøy).  Det vil bli sikret og kontrollert at rørledningen legges etter spesifikasjonene og på riktig sted.
Steindumping	Steindumping vil bli kontrollert for å sikre at massen plasseres riktig og i henhold til planlagte spesifikasjoner.  Informasjon om lokalisering av steindumping og steindumping profiler vil bli gjort tilgjengelig for fiskere og fiskeriinteresser.  Valg av steinstørrelse og steindumpingens utforming vil bli gjort for å minimere konflikten med fiskeriinteressene

## 7.4 Tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner

### 7.4.1 Omfang og varighet

Ikke nedgravde rørledninger til havs kan komme i konflikt med fiskeutstyr og ankere.

Tilstedeværelsen av den nye gasseksportørledning, steindumping og havbunnsinstallasjoner (HTT og PLEM) med beskyttelsesstrukturer kan føre til en viss konflikt med kommersielt fiske og skipsfart i området og diskuteres i det følgende.

### 7.4.2 Konsekvenser for naturressurser

Den planlagte rørledningen ligger i et område som har moderat kommersiell fiskerimessig betydning både på britisk og norsk side. Bunntrål er den viktigste fiskeredskapen i området (punkt 5.4.6), og er samtidig det utstyret som er mest utsatt for å komme i konflikt med installasjoner på havbunnen.

Fiske med passive redskaper, for eksempel garn og line kan bli påvirket i perioden selve rørlaggingen pågår, dvs. mens det vil være ferdselsrestriksjoner i området /27/. Etter at rørledningen er lagt vil den ikke utgjøre noen hinder for fiske med denne typen redskaper. Den videre diskusjonen tar derfor kun for seg den mulige konflikten med bunngående

fiskeredskap. Følgende undersøkes:

- Mulig konflikt med selve rørledningen
- Mulig konflikt med steindumping
- Mulig konflikt med HTT og PLEM

### Konflikt med rørledning:

Tampen Link rørledningen vil bli konstruert for å tåle treff av tråldører og ankere og vil bli designet for redusere faren for at rørledningen skal være til hinder for kryssende bunntråder. Rørledningen vil i praksis være å anse som overtrålbar.

I områder der fiske med bunntrål er vanlig, har praksis i industrien i Nordsjøen vært å beskytte alle rørledninger med en diameter under 16" mot konflikter med trålfiskeaktiviteter ved nedgraving eller fullstendig tildekning med stein eller grus /46/.

Større rørledninger må dekket med et beskyttende beleg, vanligvis betong /52/. Forskning på konflikter mellom trållaktivitet og frittliggende rørledninger i Nordsjøen har vist at fiskeutstyr har lettest for å henge seg opp i de mindre rørledningene (16-20") /39/. Tilgjengelig dokumentasjon tyder på at vesentlig konflikt mellom rørledninger med større diameter og fiskeredskaper sjelden forekommer. Tampen Link-rørledningen vil være belagt med betong og går under kategorien "rørledning med større diameter" både i 22" og 32" alternativet.

Fiske i nærheten av rørledninger innebærer en risiko for at trålutstyr kan hekte seg fast i rørledningene. Fastheking innebærer at utstyret blir sittende fast i ledningen og stanser fiskefartøyet /47/. Selv om fastheking sjelden forekommer, er det å anse som den mest alvorlige typen hendelse og kan innebære skade på fiskeutstyr og i ekstreme tilfeller også fiskefartøyet. Fastheking på rørledninger er:

- begrenset til trålutstyr med tråldører
- forbundet med rørledninger med større diameter (> 16")
- knyttet til situasjoner hvor det fiskes overveiende på langs av rørledningen fremfor på tvers.

Norske overtrålingsforsøk på rørledninger med diameter mellom 28" og 30" utført av Fiskeridirektoratet i 1988 dokumenterte at trållretningen i forhold til rørledningen har stor betydning for om passering av rørledningen kan skje problemfritt. Testene viste at det ikke oppstod

problemer så lenge fiskeutstyret passerte rørledningen i en vinkel på 45° eller mer. Hvis kryssingsvinkelen er mindre enn 45° vanskeliggjøres problemfri passering, og de operasjonelle problemene øker jo spissere kryssingsvinkelen blir /27/. Rørledningens trasé vil bli registrert på sjøkart. Det er ikke indikasjon på at spesifikke trålnetninger har betydning for fangstutbyttet i området, og fiskere som opererer i området antas å kunne tilpasse seg den nye rørledningen uten problemer. Skotske fartøyer som opererer i det aktuelle området (34 % av fiskeinnsatsen, punkt 5.4.6), driver ofte partråling (to fartøyer som sleper en felles bunntål). Dette utstyret har ikke tråldører som kan hektes seg fast på rørledningen /6/.

### **Konflikt med steindumping:**

Det vil bli utført steindumping langs deler av traseen for å støtte og stabilisere rørledningen.

Steindumping kan utgjøre et operasjonelt problem for fiske med bunntål.

I tillegg til at stein fra steindumpingene kan bli spredd utover havbunnen av trålutstyret, kan følgende operasjonelle problemer for fiskeren oppstå:

- slitasje på trålposen
- skade på pumpene ved lossing av fisk
- knuse eller skade fisken ved fangst

I 1997 gjennomførte havforskningsinstituttet i Norge et overtrålingsforsøk for å vurdere hvilken risiko steindumpede rørledninger utgjør for bunntål /42/. Forsøket konkluderte med at lettere fiskeredskaper (med tung bunntål) ikke var egnet for å krysse steindumpede rørledninger. Større konsumtrålere som opererer i dette området passerer imidlertid steinfyllinger uten å rapportere om vanskeligheter /42/.

Det er også gjennomført tråltester over steindumpingsområder på Statoils 20" Sleipner kondensatrørledning. Det foregår et betydelig reketrålfiske med lettere trålutstyr i dette området. Testene fra 1998 tyder på at selv overtråling med lett trålutstyr kan foregå skadefritt hvis trålen er justert som for vanlig bunntålfiske.

I 2002 ble det holdt møter med fiskere i forbindelse med installasjon av Norsk Hydros Ormen Lange-rørledning på norsk sektor i den nordlige delen av Nordsjøen. Fiskerne bekreftet av de tråler over

steindumpede områder langs rørledninger uten operasjonelle problemer og uten skade på redskap. Dette skyldes i hovedsak at det benyttes tungt trålutstyr som er utrustet med beskyttelsesnett mot stein /6/. Tampen Link rørledningen er lokalisert i et område hvor det hovedsakelig er større konsumtrålere som opererer. I tillegg vil steinmasser som benyttes være størrelsessortert for å minimere konflikten med trållaktivitetene (kap.4.4). Det forventes derfor ikke vesentlige operasjonelle problemer på grunn av steindumping langs den planlagte rørledningen.

### **Konflikt med HTT og PLEM:**

Installasjonene vil bli plassert i beskyttelsesrammer som er konstruert for å være overtrålbare. Det er antatt at disse strukturene ikke vil medføre operasjonelle problemer for fiskeriene.

Det er konkludert at den planlagte design for undervanninstallasjonene; den betongbelagte rørledningen, steindumpingenes utforming og overtrålbare beskyttelsesrammer, vil imøtekomme kommentarer fra høringsrunden om behovet for å redusere potensielle negative virkninger for fiskerinæringen. Sjøfarende vil være informert om nøyaktig lokalisering, dimensjoner og høyder på alle havbunnsinstallasjoner. Lokaliseringen av havbunnsinstallasjonene vil bli registrert på sjøkart.

Det er ikke registrert militær aktivitet i nærheten av den planlagte utbyggingen.

### **7.4.3 Konsekvenser for vernede områder**

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraseen (kap. 5.5.1).

### **7.4.4 Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser**

Planlagt rørledning, rørledningskryssinger og havbunnsinstallasjoner ligger i britiske og norske farvann. Konsekvensutredningen er dekkende for både britisk og norsk side.

### 7.4.5 Høringsuttalelser

DEFRA har uttrykt bekymring for at det kan oppstå konflikter mellom fiskere og havbunnsinstallasjoner i det aktuelle området. Disse kommentarene er tatt hensyn til ved planleggingen av undervannsinstallasjonene. DEFRA ba også om at relevante fiskeriinteresser blir grundig informert om det planlagte arbeidsprogrammet. Utover den informasjon og de forpliktelser som fremgår av denne utredningen vil Statoil være imøtekomende i forbindelse med alle konkrete henvendelser om ytterligere informasjon.

MOD ba om informasjon om den nøyaktige lokaliseringen av rørledningen, oppstartsdato for operasjonene og opplysninger om endelig konstruksjon og planlagt rørleggingsprogram. Statoil vil sørge for at slik underretning blir foretatt, se også kap. 7.4.6. nedenfor.

### 7.4.6 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette for å minimalisere konflikten med fiskeriaktiviteter og evt andre brukerinteresser i området er beskrevet i Tabell 7-4. Tiltakene utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

**Tabell 7-4: Planlagte avbøtende tiltak for tilstedeværelsen av rørledning, krysninger og installasjoner**

Potensiell påvirkningskilde	Planlagt avbøtende tiltak
Tap av tilgang til fiskegrunner	Arealet som beslaglegges av de nye installasjonene, utgjør en ubetydelig del av den tilgjengelige havbunnen.  Etter at rørledningen er lagt, vil en undersøkelse bli gjennomført for kontrollere at installasjonene er installert i henhold til plan og er overtrålbare.  Sjøfarende vil bli underrettet om nøyaktig lokalisering av, dimensjoner og høyder på alle havbunnsinstallasjonene. Alle havbunnsinstallasjoner, inkludert rørledninger, vil bli registrert på sjøkart.
Potensielle hindringer for navigasjon og militærøvelser	Det er ingen militær aktivitet i området.
Skade på eller tap av fiskeutstyr forårsaket av at utstyret henger seg opp i rørledningen	Rørledningen, som er konstruert med utgangspunkt i kommentarene mottatt under høringsrunden, er overtrålbare og vil kun påvirke fiskeriene marginalt.  HTT og PLEM med tilhørende beskyttelsesstrukturer vil bli konstruert for å være overtrålbare og vil ikke hindre fiskeaktiviteten i vesentlig grad.  Valg av steinstørrelse og steindumpingenes utforming vil bli gjort for å minimere risikoen for konflikt med fiskeri.

## 7.5 Rørledningskjemikalier

### 7.5.1 Omfang og varighet

Vannfylling, diverse målinger og styrke- og integritetstesting er rutineoperasjoner i forbindelse med klargjøring av nye rørledninger.

Under disse operasjonene vil rørledningen være fylt med kjemikaliebehandlet sjøvann som vil slippes ut i forbindelse med oppstart av rørledningen. Utslippet vil i all hovedsak skje på engelsk side og krever en særskilt tillatelse (kap. 4.4.6). Nøyaktige mengder med kjemikalier som vil bli brukt og sluppet ut vil bli fastsatt i detaljprosjekteringen og vil være gjenstand for en såkalt PON 15C og tillatelse i henhold til den britiske kjemikalieforskriften (Offshore Chemical Regulations 2002).

Selv om kjemikalieleverandør foreløpig ikke er valgt og alle detaljer mht. til kjemikaliebruken derfor ikke er endelig bestemt, kan forbruket av kjemikalier skisseres relativt nøyaktig basert på



vanlig praksis i denne type prosjekter. Rørledningen vil fylles med sjøvann tilsatt en kjemisk oksygenfjerner (natrimbisulfitt) og et biosid (gluteraldehyd) i mengder som fremgår av Tabell 4-6 i kapittel 4.4.6.

I samsvar med PON 15C-protokollen er det nedenfor gjennomført en risikovurdering for et verst tenkelig kjemikalieforbruk og utslipp. Beregningen er en såkalt PEC/PNEC-beregning. PEC/PNEC representerer forholdet mellom forventet konsentrasjon i utslippsområdet (Predicted Environmental Concentration) og den konsentrasjon av det aktuelle kjemikaliets som antas ikke å gi påvisbare effekter (Predicted No Effect Concentration). Den beregnede PEC/PNEC-verdien representerer risikokvotienten (RQ) som gir en numerisk indikasjon på om konsekvensen av utslippet er signifikant eller ikke-signifikant. Risikoen vurderes som signifikant når verdien på RQ er større enn 1.

Det er kun gjort beregninger for utslippet fra hovedrørledningen. I tillegg vil det være mindre utslipp fra klargjøringsoperasjonene av manifolder og tilkoblinger. Forutsatt at de samme kjemikalier benyttes, vil disse mindre utslippene være akseptable dersom utslippet fra hovedrørledningen er akseptabelt.

Analysen er gjennomført for biosidet glutaraldehyd som er det mest toksiske kjemikaliets som benyttes ved sjøvannsfyllingen av rørledningen. Analysen ble basert på utslipp av et representativt kommersielt tilgjengelig glutaraldehyd-basert biosid. Dette er et CEFAS-registrert produkt som ikke kan navngis av kommersielle årsaker.

PNEC for det aktuelle kjemikaliets er 0,047 mg/l (data fra CEFAS).

Ved beregningen er det forutsatt at hele volumet av kjemikaliebehandlet vann fra rørledningen blir sluppet ut på én gang, og at utslippsvannet blander seg homogent med sjøvann innenfor en radius på 500 m fra utslippspunktet.

Øvrige forutsetninger er følgende:

- Rørledningsvolum =  $10\,888\text{ m}^3$  (basert på rørledning med 32" diameter)
- Dose med glutaraldehyd = 75 mg/l
- Mengde glutaraldehyd som slippes ut = 75 mg/l \* 10 888 000 liter = 817 kg

- Vannsøylevolum =  $500\text{ m} * 500\text{ m} * 139\text{ m}$  (vanndybde) \*  $\pi = 1.1\text{ E}9\text{ m}^3$

På grunnlag av disse premissene beregnes PEC/PNEC til:

- $PEC = 817\text{ kg} / 1.1\text{E}9\text{ m}^3 = 7.5\text{E}-6\text{ kg/m}^3$
- PNEC på 0,047 mg/l
- $PEC:PNEC\ (RQ) = 7.5\text{E}-3 / 0,047 = 0,159$

Resultatet gir en RQ mindre enn 1, som tilsier at utslippet ikke utgjør en signifikant miljøsikto.

### 7.5.2 *Konsekvenser for naturressurser*

Det kan påregnes en lokal effekt rett rundt utslippspunktet. Organismer som vil kunne påvirkes omfatter planktonorganismer, epibentiske organismer og filterfødere som lever i sedimentene.

Plankton og små nekton (organismer som svømmer i vannsøylen) har vid utbredelse i vannmassene over store deler av Nordsjøen. Et kortvarig utslipp av kjemikalietilsatt vann fra rørledningen vil ikke innebære konsekvenser på populasjonsnivå for noen arter.

### 7.5.3 *Konsekvenser for vernede områder*

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraséen (kap. 5.5.1).

### 7.5.4 *Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser*

Risikoanalysen viser at det er svært lite sannsynlig at det vil oppstå signifikante kumulative, grenseoverskridende eller globale konsekvenser.

Glutaraldehyd er vannløselig og vil i hovedsak brytes ned som løst komponent i sjøvannet og ikke tas opp i animalsk vev eller organisk sediment /36/. I lave konsentrasjoner (under 10 mg/l, som er ~1 500 ganger høyere enn konsentrasjonen beregnet ovenfor) brytes glutaraldehyd hurtig ned av mikroorganismer i aerobe og anaerobe vannmiljøer og vil ikke bioakkumulere. Direkte kjemisk hydrolyse er langsom.

Øvrige kjemikalier som planlegges benyttet, dvs okygenfjernerer natriumbisulfitt og tørkemiddelet monoetylglykol, står på Oslo-Paris-konvensjonens (OSPAR) liste over stoffer/preparater som kan brukes og slippes ut til havs, og som innebærer liten eller ingen risiko for miljøet (OSPAR, vedlegg 11, ref 2002-7). Begge kjemikaliene spaltes i sjøvann og er lett nedbrytbare. Fluorescein, et fargestoff som planlegges brukt i små mengder for å oppdage lekkasjer ved trykktesting av rørledningssystemene, har lav toksisitet, men er lite nedbrytbart. Stoffet anbefales byttet ut med bedre alternativer når slike foreligger. For øyeblikket er det ingen bedre alternativer på markedet. Hvis egnede alternativer blir tilgjengelige før innlevering av kjemikaliesøknaden vil Statoil vurdere å bytte ut fluorescein med disse.

Monoetylglykol (MEG) vil bli brukt ved tørking av hovedrørledningen, manifolder og tilkoblingspunkter. Et alternativ kan være å bruke trietylglykol (TEG) ved tørking av endemanifold og tilkoblinger til FLAGS ved Brent der det er en viss fare for at rester av tørkemiddelet kan bli overført til FLAGS-rørledningen, se nærmere diskusjon i kap. 4.4.6. De økotoksikologiske egenskaper til TEG tilsvarer MEG, men de to kjemikaliene avviker fra hverandre med hensyn til vannløselighet. TEG er minst løselig i vann. Eventuelle utslipp av TEG (2-3 m<sup>3</sup>) vil uansett være meget små sammenlignet med utslippet av MEG (om lag 100 m<sup>3</sup>) som i alle tilfeller vil bli benyttet til tørking av hovedrørledningen.

### 7.5.5 Høringsuttalelser

Havforskningsinstituttet i Norge har uttalt at de ønsker å bli konsultert i forbindelse med beslutning om tidspunkt for utslipp av klargjøringskjemikalier.

Ingen britiske høringsinstanser har hatt kommentarer i denne sammenheng.

Utslippene vil i all hovedsak skje på britisk sokkel i oktober måned 2007. Utslippstidspunktet er utenfor særlig sensitive perioder for biologiske ressurser i området.

### 7.5.6 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette for å minimalisere miljørisikoen forbundet med utslipp av rørledningskjemikalier er beskrevet i Tabell 7-5.

Tiltakene utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

**Tabell 7-5: Kilde til kjemikalieutslipp og planlagte avbøtende tiltak**

Potensiell påvirkningskilde	Planlagte avbøtende tiltak
Toksisitet av kjemikalier i vannet rørledningen fylles med	Det vil bli innhentet tillatelse til bruk og utslipp av kjemikalietylsetninger i vannet rørledningen fylles med i henhold til den britiske kjemikalieforskriften (Offshore Chemicals Regulations 2002). Søknaden om tillatelse vil være ledsaget av en PON 15C som krever at bare godkjente kjemikalier kan velges og at kjemiske utslipp skal være gjenstand for risikoanalyse.  Operasjoner for vannfylling, måling, testing, vanttømming og tørking av rørledningen vil bli planlagt og utført av erfarne og spesialiserte leverandører, som vil være under tilsyn av Statoil. Leverandører vil være underlagt strenge krav om å overholde vilkårene i kjemikalietylsetningen.  Utslippene vil skje fra fastsatte punkter, bli kontrollert ved hjelp av hensiktsmessig utstyr (pumper, ventiler og instrumentering) og prosedyrer, og bli utført i henhold til spesifikasjoner.  Beredskapsplaner vil omfatte krav til beredskap i forbindelse med utilsiktede utslipp av kjemikalier.

## 7.6 Uhellsutslipp

### 7.6.1 Omfang og varighet

Tampen Link rørledningen er en gassrørledning. Uhellsutslipp av olje fra rørledningen kan derfor ikke forekomme. Uhellsutslipp kan imidlertid skje fra fartøyer som er involvert i rørlagingsoperasjonene, f.eks leggefartøyer eller andre typer skip. Potensielle kilder til oljesøl er følgende:

- Utslipp av oljeforurensset lense/"slop" vann
- Lekkasje fra en lagringstank om bord på skip (f.eks. av smøreoljer, drivstoff eller kjemikalier).
- Skade med påfølgende lekkasje fra drivstoffstank forårsaket av kollisjon, grunnstøting eller brann.

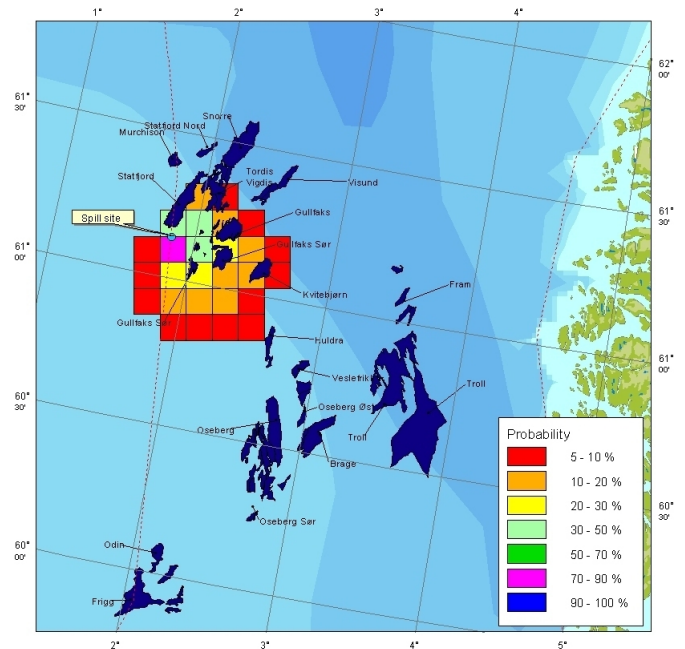
Diesel er en ikke-persistent olje som raskt fordampes fra havoverflaten. Hvis det mot formodning skulle skje et utilsiktet utslipp av dieseldrivstoff fra et fartøy, vil et oljeflak dannes på havoverflaten. Bølger, strømmer og mikrobielle og fotolytiske

prosesser vil føre til at flaket raskt fordamper, dispergerer og brytes ned.

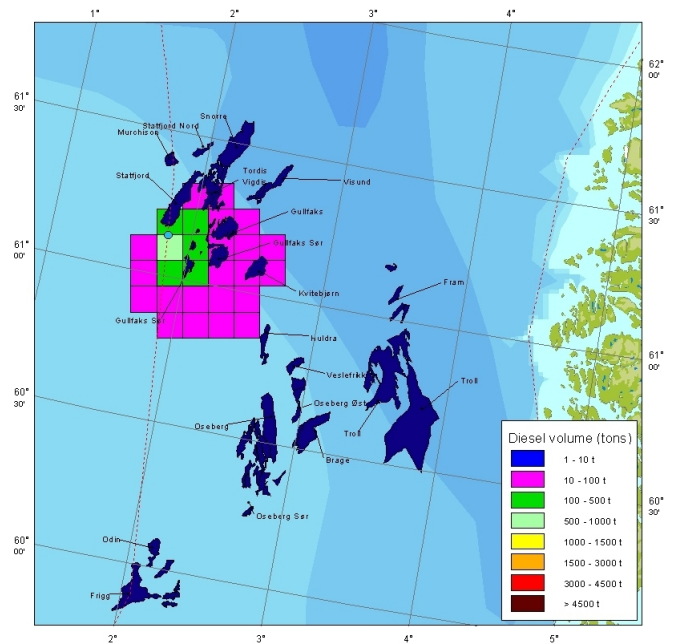
For å analysere konsekvensene av utilsiktede oljeutslipp fra fartøyer, ble et verst tenkelig oljeutslippsscenario (utslipp av 1 000 m<sup>3</sup> diesel fra leggefartøyet) modellert ved hjelp av Det Norske Veritas (DNVs) OILTRAJ-modell. Modellen beregner oljedrift og massebalanse for utslipp fra et fast punkt. Resultatene presenteres som sannsynlighet for tilstedeværelse av olje, drivtid til ulike posisjoner, massebalanse som funksjon av tid og gjenværende oljemengder i geografiske grid-ruter. Det forutsettes at 1 000 m<sup>3</sup> diesel utgjør typisk lagringskapasitet for drivstoff på et leggefartøy, selv om driftskapasiteten vanligvis er mye lavere enn dette.

Stokastisk modellering ble gjennomført for et utslipp på 1 000 m<sup>3</sup> diesel over en periode på én time ved 61° 8' 19.36"N, 01° 50' 01.04"Ø (ca. 1,4 km sør for Brent A). Modelleringen dekker alle sesonger (600 simuleringer). Det modellerte oljeutslippet følges i modellen over en periode på 30 dager uten noen form for oljeverniltak (Figur 7-2).

Den stokastiske modelleringen indikerte at det er mindre enn 5 % sannsynlighet for at hydrokarboner vil forflytte seg utover et område på 2 700 km<sup>2</sup>. I flesteparten av de 600 simuleringene driver oljen i sørøstlig retning og kan observeres på overflaten inntil 50 km fra utslippsområdet. Etter utslippet vil det 1 000 m<sup>3</sup> store oljeflaket raskt fordampe og blandes inn i vannsøylen ved naturlig spredning. Modellen anslo at mindre enn 100 tonn dieselolje vil være tilstede i en avstand på mellom 10 til 25 km fra utslippskilden (Figur 7-3).

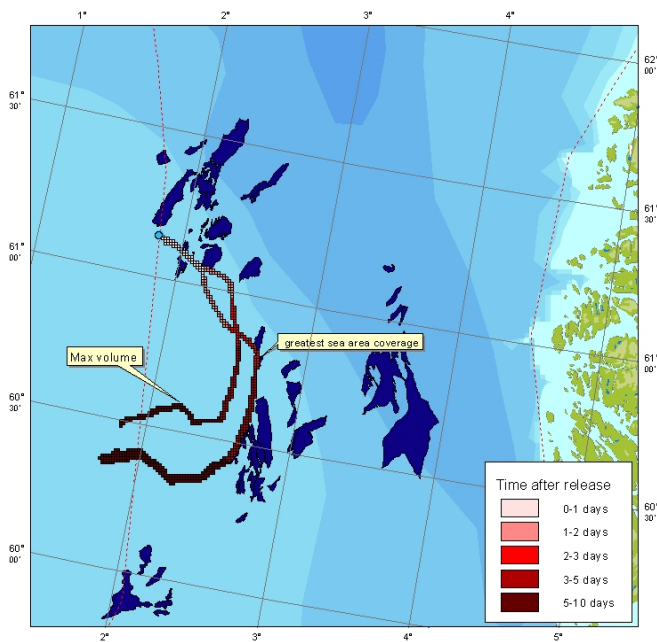


Figur 7-2: Stokastisk modellering av hydrokarboner i rutenett på 10 x 10 km



Figur 7-3: Stokastisk modellering for gjennomsnittlig oljemengde (i tonn) i rutenett på 10 x 10 km

Prognostisk modellering av det 1 000 m<sup>3</sup> store dieselutslippet anslår levetiden for dieseloljen på havoverflaten (Figur 7-4). Modellen anslo at hydrokarbonenes levetid på havoverflaten vil være rundt 10 dager ved vindforhold som varierer fra 1 til 6 m/s (vindtype), og at det til enhver tid bare vil være et lite areal av havoverflaten (< 6 km<sup>2</sup>) som berøres av diesel.



Figur 7-4: Prognostisk modellering (enkeltsimulering) av oljeutslippet

### 7.6.2 Konsekvenser for naturressurser

Dieselforurensing kan potensielt medføre konsekvenser for sjøfugl fordi oljen skader fjærdrakten og reduserer bevegelighet, flyteevne, isolasjon og vannavstøtende evner. Sjøfugl kan også skades gjennom direkte inntak av diesel eller dersom tilgang på næringsorganismer reduseres. De artene som er mest utsatte for oljeforurensing er alkefugl som lomvi, alke og lundefugl som tilbringer store deler av tiden på havoverflaten. Seabirds at Sea Team (SAST), et team innenfor Joint Nature Conservation Committees (JNCC) med sjøfugl som forskningsområde, har utviklet et indeks for å finne ut hvor sårbare fugler er overfor oljeforurensing (JNCC 1999). Sårbarhetsindeksen til havs er basert på fire faktorer (Williams *et al.*, 1994):

- tid tilbrakt på havoverflaten
- total biogeografisk bestand
- avhengighet av det marine miljøet
- mulig gjenoppbygingsrate for bestanden

Sjøfugl i området for den planlagte rørledningen er spesielt sårbare i juli, oktober og november (punkt 5.4.4). Ellers over året er sårbarheten fra moderat til lav.

Tettheten av hval i det aktuelle området er svært lav.

Et eventuelt utslipp av 1 000 m<sup>3</sup> diesel vil ikke kunne ha betydning for noen populasjoner av hval, sannsynligvis heller ikke for enkeltindivider

Egg og larvestadier hos fisk er mest sårbare for oljesøl på overflaten. Voksen fisk er derimot generelt svært mobil og vil bevege seg bort fra forurensede områder. Fiskearter med pelagiske egg og larver gyter over store deler av Nordsjøen, og det er usannsynlig at et dieselutslipp på 1 000 m<sup>3</sup> vil medføre vesentlige negative konsekvenser på bestandsnivå for noen arter.

Sensitive kystområder vil ikke kunne bli eksponert ved et dieselutslipp på 1 000 m<sup>3</sup> fra prosjektområdet.

### 7.6.3 Konsekvenser for vernede områder

Det finnes ingen vernede eller foreslått vernede områder i nærheten av de planlagte operasjonene. Ingen habitater som omfattes av EUs habitatdirektiv Vedlegg I ble påvist under kartleggingen av havbunnen langs rørledningstraséen (kap. 5.5.1).

### 7.6.4 Grenseoverskridende, kumulative og globale konsekvenser

Skulle et dieselutslipp på 1 000 m<sup>3</sup> finne sted i løpet av rørleggingsaktivitetene, kan oljen ifølge OILTRAJ-modellering spre seg over et maksimalt 2 700 km<sup>2</sup> stort område, og hovedsakelig berøre norske områder av Nordsjøen.

Et dieselutslipp vil ikke medføre globale eller kumulative konsekvenser.

### 7.6.5 Høringsuttalelser

Ingen høringsinstanser har hatt kommentarer knyttet til mulige uhellsutslipp i forbindelse med rørleggingsaktivitetene.

### 7.6.6 Avbøtende tiltak

Avbøtende tiltak som Statoil vil iverksette for å minimalisere miljørisikoen forbundet med mulige uhellsutslipp er beskrevet i Tabell 7-6. Tiltakene utgjør standard praksis i bransjen og anses som tilstrekkelige.

**Tabell 7-6: Kilder til oljeutslipp og planlagte avbøtende tiltak**

Potensiell påvirkningskilde	Planlagte avbøtende tiltak
Diesel	<p>Statoil vil etablere en rekke avbøtende tiltak for å redusere risikoen for oljesøl fra rørleggingsfartøyene:</p> <p>Alle fartøy skal overholde IMO/MARPOL-kodene for forebygging av oljeforurensing, og alle fartøyer skal ha etablert beredskapsplaner for oljeforurensing (Shipboard Oil Pollution Emergency Plans - SOPEP).</p> <p>Så langt mulig vil Statoil bruke fartøyer med erfaring fra operasjoner i Nordsjøen og som er kjent med vær- og driftsforholdene i området.</p> <p>Alle fartøyer vil bli gjort tilsyn på i forbindelse med mobilisering. Dette vil sikre at den detaljerte listen over forebyggende prosedyrer mot oljeutslipp som vil bli fastsatt i kontrakten, er etablert.</p>
Lekkasje fra leggefartøy (ved kollisjon med annet fartøy)	<p>Statoil vil etablere følgende avbøtende tiltak for å sikre at risikoen for kollisjon reduseres mest mulig:</p> <p>Sonen med ferdsselsrestriksjoner rundt leggefartøyet vil bli kontinuerlig overvåket fra leggefartøyet. Fartøyer som nærmer seg vil bli varslet. Leggefartøyet vil være utstyrt med alt nødvendig navigasjons- og kommunikasjonsutstyr.</p> <p>Alle berørte maritime myndigheter og fiskeorganisasjoner vil bli underrettet om planlagte aktiviteter i forbindelse med legging av rørledningen.</p>
Alle utslipp	<p>Som nevnt over og i henhold til internasjonalt lovverk (MARPOL 73/92, som endret) skal leggefartøyet og andre kvalifiserte fartøyer ha etablert beredskapsplaner for oljeforurensing (Shipboard Oil Pollution Emergency Plans – SOPEP).</p> <p>Disse planene beskriver nærmere hvilke tiltak som skal iverksettes i tilfelle lekkasje fra skip.</p> <p>Fartøyer skal ha utstyr som setter dem i stand til å reagere, rense opp og samle opp forurensende stoffer ombord ved mindre forurensningshendelser.</p> <p>Hvis det mot formodning skulle oppstå et større utslipp, har fartøyet muligheten til å trekke inn organisasjoner som har spesialisert seg på oljevern og som kan bistå på åstedet om nødvendig. Disse tredjepartsspesialistene vil hentes inn i under vilkårene i fartøyoperatørens forsikringsavtaler. Statoil har også inngått avtaler med tredjeparts spesialister.</p>



## 8 Samfunnsøkonomi og sysselsettingsvirkninger

Dette kapitlet redegjør for de økonomiske og sysselsettingsmessige virkningene av den nye gasseksportløsningen for Statfjord Senfase. Det første underkapitlet beskriver de vesentligste investeringskostnader for den nye gasseksportløsningen. Det andre underkapitlet beskriver sysselsettingsvirkningene. Beregning av samfunnsøkonomiske lønnsomhet for gasseksportløsningen er ikke inkludert i dette kapitlet fordi gasseksportløsningen er en del av Statfjord Senfase prosjektet og inntekter fra olje, gass og NGL er relatert til dette prosjektet og ikke er splittet særskilt i forhold til gasseksportløsningen. Beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet er i stedet inkludert i kapittel 9 "Økonomiske og sysselsettingsmessige effekter" i konsekvensutredningen for Statfjord Senfase prosjektet /2/.

Alle tallstørrelser er basert på en 22" Tampen Link mellom Statfjord og FLAGS, men de endringer en 32" Tampen Link vil innebære for disse tallstørrelsene, er kommentert.

### 8.1 Investeringskostnader for SFSF gasseksportløsning

Gasseksportløsningen vil bli bygd i perioden 2005 – 2007. Investeringskostnadene er vist i Tabell 8-1 under.

Tampen Link vil innebære an samlet investeringskostnad på mer enn 1.5 milliarder (2004 NOK). Disse tallstørrelsene kan bli endret som følge av en oppdatering av kostnadsestimatene.

**Tabell 8-1: Investeringskostnader 2005 – 2007 (million 2004 NOK) (22" alternativet)**

	Gasseksportløsning
Tampen Link rørledning *)	955
Gasseksportutstyr på Statfjord B	597
<b>Totalt</b>	<b>1 552</b>

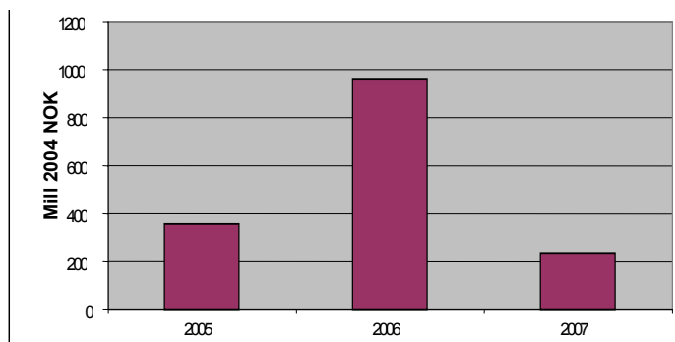
\*) Alternativt vil en 32" Tampen Link øke investeringskostnaden med omlag 130 millioner (2004 NOK)

Kostnader knyttet til drift av rørledningen er ikke inkludert, men vil komme på om lag 10 millioner (2004 NOK) per år. Kostnadene knyttet til nedstengning av gasseksport / gassimport utstyret er inkludert i beregningene for nedstengning av

Statfjord plattformene. Nedstengning av Tampen Link vil bli beskrevet og godkjent med basis i en egen avslutningsplan.

### 8.2 Leveranser av varer og tjenester, samt sysselsettingsvirkninger

Fabrikasjon og installering av gasseksport rørledningen vil bidra med muligheter for private bedrifter til å levere varer og tjenester i perioden 2005 – 2007. Et anslag på fordelingen av den økonomiske virkningen for fabrikasjons- og installeringsperioden er vist i diagrammet under.



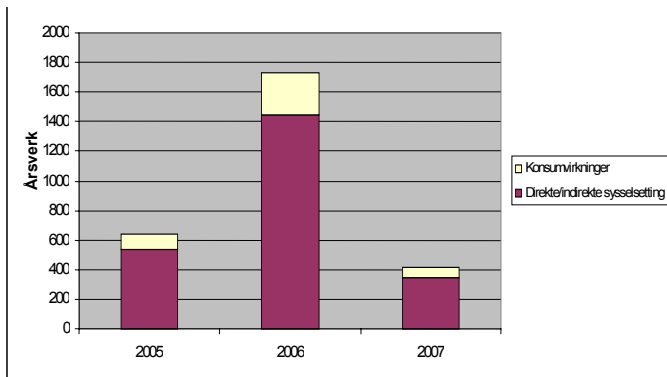
**Figur 8-1 Leveranser av varer og tjenester til SFSF gasseksportløsning 2005 – 2007**

Bygging av gasseksportløsningen vil bl.a inkludere følgende oppgaver:

- engineering i 2005 og 2006 for rørledningen, hot taps etc.
- innkjøp og fabrikasjon i 2005 – 2007
- installasjon i 2005 – 2007 inkludert legging, installering av stigerør, tilrettelegging på sjøbunn, tilkobling av rørledninger og RFO
- fabrikasjon, transport og installering av gasseksport/gassimportutstyr på SFB plattformen

Beregningene av sysselsettingsvirkninger generert av investeringskostnaden for bygging av Tampen Link og tilhørende utstyr på SFB plattformen er basert på en enkel beregningsmodell. Modellen tar utgangspunkt i empiriske data fra vegutbyggingsprosjekter som viser en sysselsettingsvirkning på 1,7 – 2,3 årsverk for hver

investert million NOK. Ut fra hensyn til kapitalintensiteten i prosjekter innenfor petroleumsvirksomheten og det generelt sett høye lønnsnivået er modellen justert tilsvarende, slik at sysselsettingsvirkningen er 1,2 – 1,8 årsverk for hver investert million NOK. I tillegg antas det at om lag 0,3 årsverk vil bli generert som følge av økt konsum. Modellen foredeler ikke sysselsettingen mellom ulike næringssektorer.



**Figur 8-2 Sysselsettingsvirkninger av SFSF gasseksportløsning 2005 – 2007 (årsverk)**

Figur 8-2 viser sysselsettingsvirkningene fordelt over fabrikkasjons- og installeringsperioden. Gasseksportløsningen (22" Tampen Link) vil gi en samlet sysselsettingsvirkning for de tre årene i størrelsesorden 2 300 – 3 200 årsverk. Sysselsettingsvirkningen vil øke med om lag 200 årsverk dersom en 32" dimensjon velges for Tampen Link.



## 9 Miljøstyringssystem

Dette kapitlet inneholder en vurdering av mekanismene for gjennomføring av tiltak for å redusere signifikante miljøpåvirkninger og miljørisikoer. Vurderingen fokuserer på rammevilkår og systemer for å sikre og overvåke miljøprestasjoner, og for å styre grensesnittet mellom operatør og leverandører i prosjektets utbyggingsfase og driftsfase.

### 9.1 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 politikk 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.

### 9.2 Implementering av miljøpolicy 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 rørledningsprosjektet knyttet til SF senfase, og dette konsekvensutredningsdokumentet vil fungere som et planleggings- og beslutningsdokument innenfor rammen av systemet.

### 9.3 Prosjektspesifikk miljøstyring

Tabell 9-1 og Tabell 9-2 gir en oversikt over alle avbøtende tiltak og kontroller som er identifisert i konsekvensutredningsdokumentet og som prosjektgruppen har forpliktet Statoil til å gjennomføre, men der det i noen tilfeller gjenstår å utrede detaljene. Disse tiltakene vil bli inntatt i miljøstyringsplanen, som vil bli etablert før utbyggingen starter. Miljøstyringsplanen vil være en viktig del av systemet for implementering av de policyer og forpliktelser Statoil har påtatt seg innenfor rammen av KU under utbyggingen av rørledningen for SF senfase.

De viktigste målene i miljøstyringsplanen vil være:

- Sikre samsvar med lover og forskrifter, bransjestandarder og regler,
- Sikre samsvar med eventuelle vilkår som pålegges av lokale planmyndigheter eller andre organer hvis samtykke må innhentes,
- Sikre samsvar med Statoilkonsernets miljøpolicy, og
- Sikre gjennomføring av avbøtende tiltak identifisert under konsekvensutredningsprosessen.

Miljøstyringsplanen vil dessuten ta opp:

- Beredskap i forbindelse med uforutsette hendelser,
- Rollene til Staffjords senfasemedarbeidere og leverandørens medarbeidere,
- Orientering til personell om f.eks. miljøbevissthet,
- Overvåking, tilsyn og revisjon av utbyggingsarbeidene, og
- Inspeksjoner etter ferdigstilling.

Tabell 9-1: Signifikante miljøkonsekvenser og planlagte avbøtende tiltak

Potensiell påvirkningskilde	Potensiell miljøpåvirkning eller miljørisiko	Planlagte avbøtende tiltak
Fysisk tilstedeværelse av leggefartøyer	<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>
Oppankring av fartøyer under legging av rørledningen.	<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>
Installasjon av rørledningen	<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 rørledning og steindumpingene.</li> <li>Rørledningen og steindumpingene vil skape et nytt habitat for bunndyr som lever på harde overflater, samt utgjøre et tillegghabitatet 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 steindumpinger 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>
Fysisk tilstedeværelse av rør og havbunnsinstallasjoner	<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 overtrålbare.</li> <li>Marginal fare for skade på eller tap av fiskeutstyr forårsaket av at utstyret henger seg opp i rørledningen, havbunnstrukturer 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, beskyttelses-strukturer (over HTT og PLEM) og steindumpinger vil bli konstruert slik at de ikke hindrer fiskeaktivitet. Alle strukturer vil være overtrålbare.</li> <li>Havbunnen vil bli kartlagt etter leggingen av rørledningen, og eventuelle hindringer vil bli fjernet eller jevnet ut.</li> </ul>

Tabell 1-2 (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 9-2: 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 (korrosjons-beskyttelse)	<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>

## 10 Konklusjoner

Statfjord Senfase omfatter legging av en ny 23,2 km lang 22" eller 32" gasseksportørledning (Tampen Link) direkte på havbunnen mellom Statfjord-feltet og FLAGS-røret til St. Fergus i Skottland. Statoil mener at denne konsekvensutredningen gir tilstrekkelig informasjon til at det kan foretas en evaluering av miljøkonsekvensene installasjonen og driften av den nye rørledningen vil medføre.

Kjemikalier 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 uhellsutslipp er iverksatt.

- Fiskeriinnsatsen i det berørte området er moderat. Den mest anvendte fangstmåten er bunntål. 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 ferdselsrestriksjoner 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.

Ingen aktiviteter i forbindelse med prosjektet vil ha konsekvenser eller innebære risiko som er av et slikt omfang at prosjektet ikke kan gjennomføres. Følgende rutineaktiviteter vil imidlertid ha konsekvenser som er vurdert som signifikante, enten fordi det er vurdert nødvendig å iverksette avbøtende tiltak eller fordi de var gjenstand for vesentlige kommentarer under høringsrunden:

- Tilstedeværelse av leggefartøyer
- Ankring av fartøyer under leggingen av rørledningen.
- Ulike operasjoner i forbindelse med leggingen av rørledningen.
- Tilstedeværelse av rørledningen og havbunnsinstallasjoner i driftsfasen for rørledningen.
- Planlagte utslipp av kjemikalier fra rørledningen under klargjøringen.

- Uhellsutslipp fra fartøy under leggingen av rørledningen.

Selv om installasjonen og tilstedeværelsen av den planlagte rørledningen vil ha en viss innvirkning på omgivelsene, vil ingen av aktivitetene som er nevnt ovenfor medføre en så alvorlig konsekvens eller risiko at prosjektet ikke kan gjennomføres.

Planlagte avbøtende tiltak er adekvate og tilstrekkelige og i tråd med beste praksis i bransjen. Statoil vil sikre at tiltakene gjennomføres. I tillegg vil Statoil ta alle nødvendige forholdsregler og oppfylle alle lovpålagte og selskapsinterne krav under utbyggingen.



## 11 Referanser

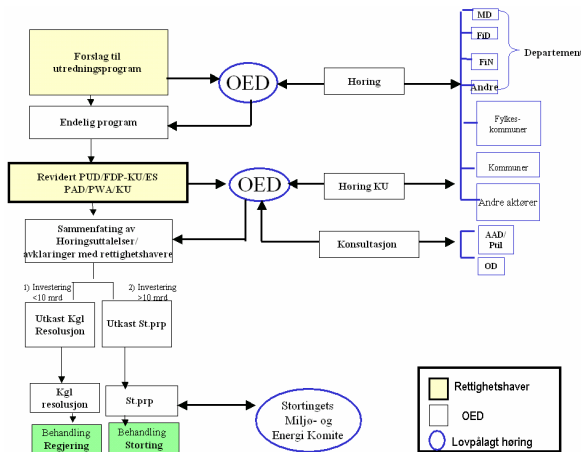
- 1 BMT Cordah (October, 2004),  
Environmental Statement for the Statfjord B  
to FLAGS pipeline
- 2 Statoil (November, 2004),  
Konsekvensutredning for Statfjord senfase.
- 3 Statoil (July, 2003), SFL Environmental  
and Social Assessment, SF-ZZ-Z-RS-056
- 4 Statoil (April, 2004), Environmental Impact  
Assessment Programme, Statfjord late life
- 5 ABB Offshore Systems (2004). *Tampem  
Hub Study*. Document No: ABB-O-04-  
00158. Project: 003239. 63pp.
- 6 Acona, 2004. Statfjord Late Life – effects  
on the fisheries. 8pp
- 7 AFEN (2000). *Environmental Surveys of  
the Seafloor of the UK Atlantic Margin 1996  
and 1998*. United Kingdom Offshore  
Operators Association (UKOOA).
- 8 Akvaplan niva, 2002. Miljøundersøkelse I  
Region IV. Report number: APN-411.2520-  
2.
- 9 Alpha Miljørådgivning 2004. *Oi ldrift  
simulations for diesel spill from pipe laying  
vessel*
- 10 Anatec UK Ltd (2004). *NNS Pipeline  
Shipping Survey*. Ref. A1283-BMT-TS-1
- 11 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.
- 12 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.
- 13 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.
- 14 Bell, N. and Smith, J. (1999). *Coral  
growing on North Sea oil rigs*. Nature.  
Volume 402. page 601.
- 15 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.
- 16 Coull, K.A., Johnstone, R., and Rogers, S.I.,  
1998. *Fisheries Sensitivity Maps in British  
Waters*. UKOOA Ltd.
- 17 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.
- 18 DTI (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).
- 19 DTI (2001c). *Background Information on  
Marine Mammals Relevant To SEA2*.  
Technical Report TR\_006. Produced by Sea  
Mammal Research Unit, August 2001.
- 20 DTI (2001d). *North Sea Fish and Fisheries  
Technical Report TR\_003* produced for  
Strategic Environmental Assessment –  
SEA2.
- 21 DTI, 2002. *Strategic Environmental  
Assessment of parts of the central and  
southern North Sea, SEA3*.
- 22 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.
- 23 Evans, PR (1973). *Avian resources of the North Sea*. In Goldberg ED (ed) North Sea Science. NATO North Sea Science Conference, Aviemore, Scotland 15-20 November 1971, MIT Press.
- 24 FRS, 2003. *Unpublished fisheries statistical data purchased for ICES Rectangle 51F1 for the period 1999 to 2003 from the Aberdeen Marine Laboratory*.
- 25 Gassco, 2004, Transport Analyse - Tampen Link, Doknr: ISU-2004-RA-002
- 26 Hammond, PS, Benke, H, Berggren, DL, Borchers, DL, Buckland, ST, Collet, A, Heide-Jørgensen, MP, Heimlich-Boran, S, Hiby, AR, Leopold, MF & Øien, N (1995). *Distribution & abundance of harbour porpoise & other small cetaceans in the North Sea & adjacent waters*. EC project LIFE 92-2/UK/027 Final report.
- 27 Hansen, A.K. (1992). Sea use conflicts in the North Sea – a case study of conflicts between fishing and pipelines
- 28 Jackson, DL & McLeod, CR (eds.) (2002). *Handbook on the UK status of EC Habitats Directive interest features: provisional data on the UK distribution and extent of Annex I habitats and the UK distribution and population size of Annex II species*. Version 2. JNCC Report, No. 312. [www.jncc.gov.uk/publications/JNCC312/](http://www.jncc.gov.uk/publications/JNCC312/).
- 29 JNCC (1999). *Seabird vulnerability in UK waters: Block specific vulnerability, 1999*. Joint Nature Conservation Committee, Aberdeen.
- 30 JNCC (2002). *Natura 2000 in UK Offshore Waters: Advice to support the implementation of the EC Habitats and Birds Directives in UK Offshore Waters*. JNCC Report 325. <http://www.jncc.gov.uk>
- 31 JNCC (2004). *Biogenic reefs - Cold water corals*. <http://www.jncc.gov.uk/protectedsites/marine/coral.htm>
- 32 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.
- 33 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.
- 34 Meteorological Office, 2000. *Annual wind data for sea area 60.5°N to 62.5°N, 0°E to 03°E*.
- 35 Muus BJ, Dahlstrom P (1974). *Sea Fishes of North-Western Europe*. London. Collins. 244
- 36 NICNAS 1994: *Priority Existing Chemical No. 3 Glutaraldehyde, National Industrial Chemicals Notification and Assessment Scheme, Priority Existing Chemical No. 3*, Australian Government Publishing Service, Canberra, ISBN 0 644 34875 1
- 37 NSTF, 1993. *North Sea Quality Status Report 1993*. Oslo and Paris Commissions, London. Olsen and Olsen, Denmark. 132 + vi pp.
- 38 OSPAR, 2000. *Quality Status Report 2000, Region II – Greater North Sea*. OSPAR Commission, London.
- 39 RSK Environment Ltd (1992). *Impact of Offshore Pipelines on Trawling*.
- 40 Skov H, Durinck J, Leopold FJ and Tasker ML (1995). *Important Birds Areas for Seabirds in the North Sea*. Birdlife International, Cambridge.
- 41 SMRU (2003). <http://smub.st-and.ac.uk/whalesGandS.htm#top>

- 42 Soldal, A.V. (1997). Tråling over steindekte rørledninger i Nordsjøen. Havforskningsinstituttet, Fisken og Havet, nr 10
- 43 Stolt Offshore (2004). *Extra survey vessel for 2004 Statfjord Senfase Report*. STATSURV-ENG-0006, 58pp.
- 44 Stone CJ, Webb A, Barton C, Ratcliffe N, Reed TC, Tasker ML, Camphuysen CJ and Pienkowski MW (1995). *An Atlas of Seabird Distribution in North-West European Waters*. JNCC, Peterborough.
- 45 Tasker ML, Webb A, Hall AJ, Pienkowski MW and Langslow DR (1987). *Seabirds in the North Sea. Final report of phase 2 of the Nature Conservancy Council Seabirds at Sea Project*. November 1983-October 1986. Nature Conservancy Council.
- 46 Tornes, K., Nystrom, P. R., Kristiansen, N.O., Bai, Y., Damsleth, P. (1998). *Pipeline Structural Response to Fishing Gear Pull-Over Loads by 3D Transient FEM Analysis*. The International Society of Offshore and Polar Engineers.
- 47 Trevor Jee Associates, (1998). *Design of Submarine Pipelines, Trenching Guidelines JIP*.
- 48 Trevor Jee Associates, (2001). *Design of Submarine Pipelines, Trenching Guidelines JIP*.
- 49 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.
- 50 UKOOA (2000). *UK Benthos Marine Environmental Survey Database*.
- 51 Valdemarsen, J.W. (1993). Tråling over 40” rørledning – virkninger på fiskeredskap. Havforskningsinstituttet, Fisken og Havet, nr 11
- 52 Verley, R. (1994). *Pipeline on a Flat Seabed Subjected to Trawling or Other Limited Duration Point Loads*. The International Society of Offshore and Polar Engineers.
- 53 Wilson, JB (1979). *The distribution of the coral Lophelia pertusa (Linnaeus 1758) L. prolifera (Pallus) in the north-east Atlantic*. Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom 59: pp.149-164.
- 54 WWF (2001). *Now or Never. The cost of Canada's cod collapse and disturbing parallels with the UK*. A WWF report, Malcolm MacGarvin.
- 55 ESPOO (EIA) konvensjonen, KU for grenseoverskridende miljøkonsekvenser (1991)
- 56 OD (2000), 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)
- 57 DTI, Veiledning til prosedyre for å regulere utbygging av olje- og gassfelt, FDP
- 58 DTI, Veiledning for installasjon og drift av rørledninger
- 59 DTI, Veiledning til lov om utredninger om miljøeffekter for petroleums produksjon og rørledninger, 1999.
- 60 EU Council Directive 97/11/EC, which is a Directive amending Council Directive 85/337/EEC
- 61 Norwegian Petroleum ...act
- 62 The Norwegian Pollution Control Act
- 63 Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations (1999).
- 64 Statoil m.fl.(1999), Regional Konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

## 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).

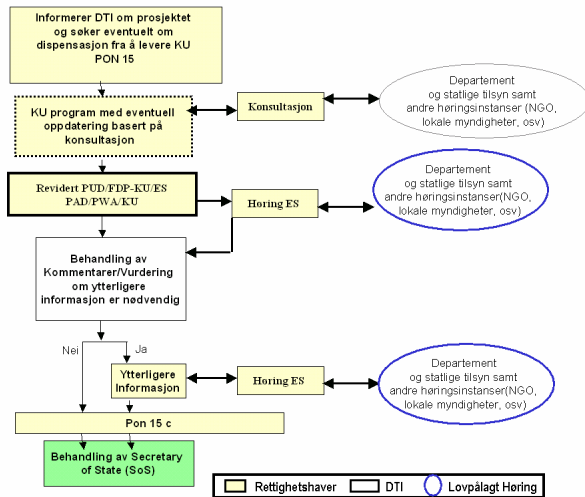
Uttalelsene fra høringen av KU legges fram for utbygger for kommentarer. Departementet vil forstå den videre behandlingen av konsekvensutredningen og de innkomne høringsuttalelsene, og til slutt ta stilling til om utredningsplikten er oppfylt. Konsekvensutredningen behandles ved kongelig resolusjon eller 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 Statfjord 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 Godkjent program for konsekvensutredning

Utredningsprogrammet ble godkjent av OED 13 oktober 2004 og er gjengitt nedenfor i B1 og B2.

### B.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.

Innkomne høringsuttalelser til utredningsprogrammet vil bli kommentert, med en eventuell henvisning til hvor i utredningen de ulike forhold er omtalt.

### B.2 Utredningsaktiviteter

#### B.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 Statfjord senfase. Informasjonen vil imidlertid bli oppdatert der hvor nyere data foreligger. Informasjon som er relevant for å beskrive mulig påvirkning av gasseksportørledningen 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.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.

Statfjord 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.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 miljøpolicy, 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 drenasjervann, sanitærvann, kjølervann, 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.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.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.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.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.

## Vedlegg C Sammendrag av KU for Statfjord senfase (feltmodifikasjoner)

### C.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. Utvinnings-graden 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 tidskritisk 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 re-injisert 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\.

## **C.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.

Til forskjell fra Nordsjøen er bunntopografien i Norskehavet svært viktig for hvordan vannmassene beveger seg. Forekomst av fiskelarver avhenger derfor også av topografisk framkalte virvelstrømmer.

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.

## **C.3 Planlagte utslipp til luft**

### **C.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 fakklegass 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 derfor 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.

### C.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 sammenlignet med 2001.

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

**Tabell C-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 C-2 Reduksjon i årlige utslipp til luft i SFSF sammenlignet med rapporterte utslipp på feltet i 2001**

Parameter	Reduksjon (%)	Reduksjon (%)
	Maks år i senfase mot 2001	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 %

### C.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 forsuring, 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.

## C.4 Planlagte utslipp til sjø og til Utsira-formasjonen ved boring og brønnoperasjoner

### C.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 trykkavlastning 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.

#### **C.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 rensaneanlegg.

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 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.

#### **C.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.

#### **C.5 *Planlagte utslipp til sjø av produsert vann***

##### **C.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 hydroykloner
- 4) Bruk av ny renseteknologi-CTour
- 5) Re-injeksjon 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 lavtrykksproduksjon
- tilrettelegging for behandling av satellittvann
- kjøletiltak for å øke kondensatmengdene

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 teknologien er effektiv i forhold til sammensetningen av vannet på Statfjord. Renseeffektiviteten er høy for de naturlige komponentene i produsert vann det knyttes størst miljømessig usikkerhet til (C4+ fenoler og PAH forbindelser). CTour har også vist seg å håndtere toppbelastninger og variasjoner i oljekonsentrasjonen 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, Toulén, Etylbenzen, Xylen) innholdet i utslippsvannet øker som følge av CTour.

### **C.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

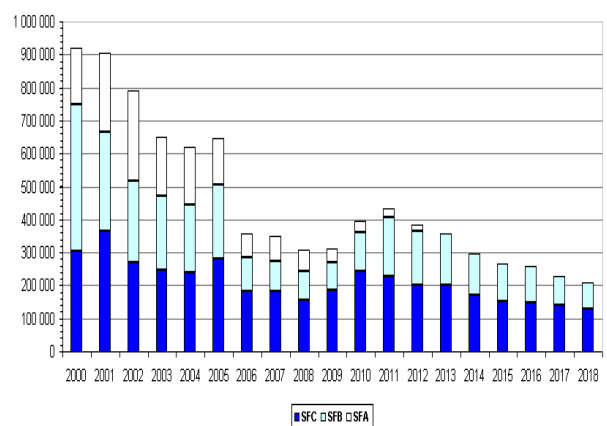
øker ikke i forhold til SF-referansealternativ, men produksjonen forlenges.

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 betydelige 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 C-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%. Utslipper 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. Utslipper 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).

### C.5.3 Konsekvenser for miljø

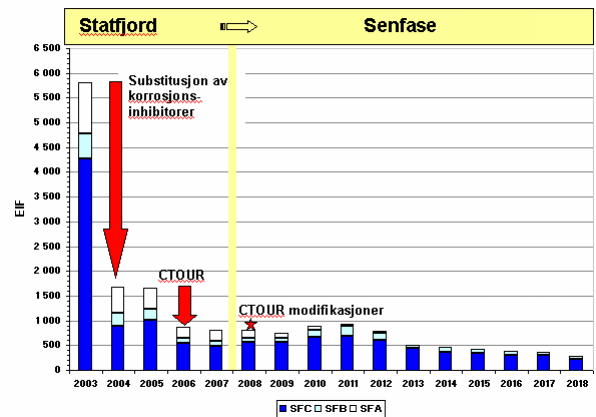
#### Statfjord sine utslipp versus andre felt

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 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 C-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-rensseteknologi i 2005. Teknologien får full effekt i 2006. Kapasitetsutvidelser og modifikasjoner av CTour-rensseteknologi 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.

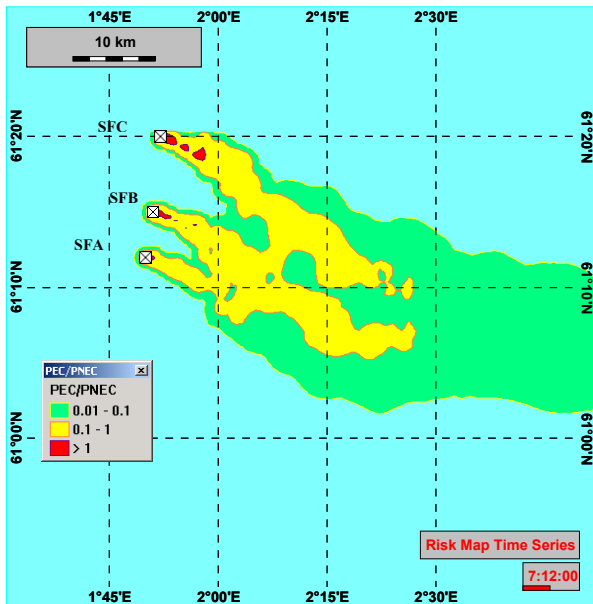
Spredningskarter for 2-3 ring PAH, dispergert olje og C4-C5 fenoler viser at PEC/PNEC >1 for disse opptrer i et meget begrenset område i 2003. I SFSF er det bare et marginalt område rundt SFC som vil ha PEC/PNEC >1.

#### 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 C-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 Tampen-området 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.

#### C.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

## C.7 Akutte utslipp og beredskap

Relevante ulykkesscenarier 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:  $1820 \text{ m}^3/\text{dag}$
- Maksimal varighet: 90 dager

Den samlede miljørisikoen knyttet til en utblåsning er en 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.

## C.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.

### **C.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 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 gasseksportørledningen kommer i tillegg.

### **C.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.